Códigos electrónicos

Código del Gas

Selección y ordenación:
Manuel Alonso Martín-Sonseca

Edición actualizada a 1 de julio de 2025

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO

La última versión de este Código en PDF y ePUB está disponible para su descarga **gratuita** en: www.boe.es/biblioteca_juridica/

Alertas de actualización en Mi BOE: www.boe.es/mi_boe/

Para adquirir el Código en formato papel: tienda.boe.es

Esta obra está sujeta a licencia Creative Commons de Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional, (CC BY-NC-ND 4.0).

© Coedición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y la Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado.

NIPO (PDF): (MINETUR) 070-16-012-7
NIPO (PDF): (BOE) 007-16-068-4
NIPO (Papel): (MINETUR) 070-16-010-6
NIPO (Papel): (BOE) 007-16-070-2
NIPO (ePUB): (MINETUR) 070-16-011-1
NIPO (ePUB): (BOE) 007-16-069-X
ISBN: 978-84-340-2297-3
Depósito Legal: M-11979-2016

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado
cpage.mpr.gob.es

Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado
Avenida de Manoteras, 54
28050 MADRID
www.boe.es

SUMARIO

§ 1. Nota del autor 1

LEGISLACIÓN ESTATAL GENERAL

§ 2. Constitución Española. [Inclusión parcial] 4

§ 3. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos 8

§ 4. Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. [Inclusión parcial] 102

§ 5. Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. [Inclusión parcial] 107

§ 6. Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares. [Inclusión parcial] 131

§ 7. Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. [Inclusión parcial] 140

§ 8. Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. [Inclusión parcial] 154

§ 9. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. [Inclusión parcial] 171

§ 10. Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. [Inclusión parcial] 211

§ 11. Real Decreto 91/2025, de 11 de febrero, por el que se establece el mecanismo de gobernanza en materia de energía, cambio climático y calidad del aire. [Inclusión parcial] 221

MERCADO ORGANIZADO DE GAS NATURAL

§ 12. Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural 227

§ 13. Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural 274

§ 14. Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión 278

§ 15. Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado 329

SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

§ 16. Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. [Inclusión parcial] 333

§ 17. Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural 334

§ 18. Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural 339

§ 19. Orden ITC/1251/2009, de 14 de mayo, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, mediante el que se modifica el calendario al que hace referencia la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio 344

TÁRIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

§ 20. Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso 346

§ 21. Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural 353

ACCESO DE TERCEROS, PEAJES Y CÁNONES

§ 22. Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural . . . 363

§ 23. Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial] 384

§ 24. Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad 395

§ 25. Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural 402

§ 26. Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 414

§ 27. Circular 1/2013, de 18 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa 442

§ 28. Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, relativa a los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa 448

§ 29. Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. [Inclusión parcial] 465

§ 30. Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista. [Inclusión parcial] 471

§ 31. Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural 503

§ 32. Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural 533

§ 33. Resolución de 3 de abril de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista 591

§ 34. Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural 604

RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES GASISTAS REGULADAS

§ 35. Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación. [Inclusión parcial] 648

§ 36. Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008. [Inclusión parcial] 658

§ 37. Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista 668

§ 38. Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista 678

§ 39. Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. [Inclusión parcial] 691

§ 40. Orden TED/627/2020, de 3 de julio, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 695

§ 41. Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial] 699

§ 42. Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural 712

§ 43. Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado 723

§ 44. Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista 761

§ 45. Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural 772

§ 46. Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado 791

§ 47. Circular 6/2021, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los incentivos del gestor técnico del sistema gasista y la afección a su retribución 832

§ 48. Circular 7/2021, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista 847

SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

§ 49. Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos 859

§ 50. Orden ITC/3283/2005, de 11 de octubre, por la que se aprueban normas relativas a los deberes de información de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, así como a las facultades de inspección de la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos 891

FRACTURACIÓN HIDRAÚLICA

§ 51. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. [Inclusión parcial] 895

§ 52. Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. [Inclusión parcial] 897

§ 53. Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. [Inclusión parcial] 906

§ 54. Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. [Inclusión parcial] 913

§ 55. Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos 915

REGULACIÓN DE ACTIVIDADES GASISTAS, AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES Y CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO

§ 56. Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. [Inclusión parcial] 926

§ 57. Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural 994

§ 58. Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial] 1009

§ 59. Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural 1016

§ 60. Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables 1021

§ 61. Resolución de 3 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio 1060

§ 62. Resolución de 12 de abril de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para el mercado de gas natural 1068

§ 63. Orden TED/72/2023, de 26 de enero, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural 1074

§ 64. Resolución de 13 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases con la red de transporte o distribución de gas natural 1081

ÍNDICE SISTEMÁTICO

§ 1. Nota del autor 1

ANEXO 2
Normativa Complementaria 2
SEGURIDAD DEL SUMINISTRO 2
TÁRIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL 2
ACCESO DE TERCEROS, PEAJES Y CÁNONES 2
RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES GASISTAS REGULADAS 3
REGULACIÓN DE ACTIVIDADES GASISTAS, AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES Y CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO 3
. 3

LEGISLACIÓN ESTATAL GENERAL

§ 2. Constitución Española. [Inclusión parcial] 4

[. . .]

TÍTULO I. De los derechos y deberes fundamentales 4

[. . .]

CAPÍTULO SEGUNDO. Derechos y libertades 4

[. . .]

Sección 2.ª De los derechos y deberes de los ciudadanos 4

[. . .]

Artículo 38. 4
CAPÍTULO TERCERO. De los principios rectores de la política social y económica 4

[. . .]

Artículo 45. 4

[. . .]

Artículo 51. 5

[. . .]

TÍTULO VII. Economía y Hacienda 5
Artículo 128. 5

[. . .]

Artículo 131. 5
Artículo 132. 5

[. . .]

TÍTULO VIII. De la Organización Territorial del Estado 6

[. . .]

CAPÍTULO TERCERO. De las Comunidades Autónomas 6

[. . .]

Artículo 149. 6

[. . .]

§ 3. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos 8

Preámbulo 8
TITULO I. Disposiciones generales 10
TITULO II. Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos 14
CAPITULO I. Disposiciones generales 14
CAPITULO II. De la exploración e investigación 15
CAPITULO III. De la explotación 18
CAPITULO IV. De la autoridad y jurisdicción 21
CAPITULO V. De la anulabilidad, caducidad y extinción 21
TITULO III. Ordenación del mercado de productos derivados del petróleo 22
CAPITULO I. Disposiciones generales 22
CAPÍTULO II. Hidrocarburos líquidos 23
CAPITULO III. Gases licuados del petróleo 28
CAPITULO IV. Garantía de suministro 31
TITULO IV. Ordenación del suministro de gases combustibles por canalización 36
CAPITULO I. Disposiciones generales 36
CAPITULO II. Sistema de gas natural 39
CAPITULO III. Gestión técnica del sistema de gas natural y mercado organizado de gas 47
CAPITULO IV. Regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural 51
CAPITULO V. Distribución de combustibles gaseosos por canalización 57
CAPITULO VI. Comercialización de combustibles gaseosos 61
CAPITULO VII. Régimen económico 67
CAPITULO VIII. Seguridad de suministro 70
TITULO V. Derechos de ocupación del dominio público, expropiación forzosa, servidumbres y limitaciones a la propiedad 72
TITULO VI. Infracciones y sanciones 74
DISPOSICIONES ADICIONALES 84
DISPOSICIONES TRANSITORIAS 96
DISPOSICIÓN DEROGATORIA 101
DISPOSICIONES FINALES 101

§ 4. Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. [Inclusión parcial] 102

[. . .]

Disposiciones adicionales 102
Disposición adicional tercera. Modificación del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo. 102

[. . .]

Disposición adicional quinta. Supervisión del mercado de hidrocarburos.. 103
Disposiciones transitorias 103
Disposición transitoria primera. Separación funcional.. 103
Disposición transitoria segunda. Gestor técnico del sistema gasista. 103
Disposición transitoria tercera. Creación de la Oficina de Cambios de Suministrador. 103
Disposición transitoria cuarta. Suministro a tarifa. 103
Disposición transitoria quinta. Calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural y aplicación del suministro de último recurso.. 104
Disposición transitoria sexta. Adaptación de los estatutos y estructura orgánica de la sociedad ENAGAS, S. A. 105
Disposición transitoria séptima. Financiación de la Comisión Nacional de Energía. 105
Disposición transitoria octava. Expedientes en tramitación. 105

[. . .]

§ 5. Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. [Inclusión parcial] 107

TÍTULO I. Modificaciones relativas a la transposición de Directivas en materia de energía 107

[. . .]

Artículo 2. Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. 107

[. . .]

TÍTULO III. Medidas dirigidas a corregir las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos en los sectores eléctrico y gasista. 128

[. . .]

Artículo 14. Retribución de almacenamientos subterráneos básicos de gas natural. 128

[. . .]

Disposiciones adicionales 129
Disposición adicional segunda. Obligación de los comercializadores en relación con el servicio de atención a las reclamaciones. 129

[. . .]

Disposiciones transitorias 129
Disposición transitoria primera. Establecimiento de peajes de acceso a las redes de energía eléctrica y al sistema gasista. 129
Disposición transitoria segunda. Instalaciones pertenecientes a la red troncal de gasoductos. 129

[. . .]

Disposición transitoria cuarta. Suspensión de la autorización administrativa de nuevas gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida. 129

[. . .]

§ 6. Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares. [Inclusión parcial] 131

Preámbulo 131
CAPÍTULO I. Hibernación de las instalaciones 136
Artículo 1. Hibernación de la instalación. 136
CAPÍTULO II. Extinción de la concesión y efectos 136
Artículo 2. Extinción de la concesión «Castor». 136
Artículo 3. Asignación de la administración de las instalaciones. 137

[. . .]

Disposiciones transitorias 138
Disposición transitoria segunda. Desempeño transitorio de funciones. 138
Disposiciones derogatorias 139
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 139
Disposiciones finales 139
Disposición final primera. Título competencial. 139
Disposición final segunda. Habilitación normativa. 139
Disposición final tercera. Entrada en vigor. 139

§ 7. Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. [Inclusión parcial] 140

[. . .]

TÍTULO III. Medidas urgentes en el ámbito energético 140

[. . .]

CAPÍTULO II. Sostenibilidad económica del sistema de gas natural . . . 140
Artículo 59. Sostenibilidad económica y financiera. . . . 140
Artículo 60. Retribución de las actividades reguladas. . . . 141
Artículo 61. Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema. . . . 143
Artículo 62. Retribución de las actividades reguladas de gas natural desde el 1 de enero de 2014 hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. . . . 143
Artículo 63. Determinación de la retribución de la actividad de distribución de gas natural. . . . 143

[. . .]

Artículo 65. Primer periodo regulatorio. . . . 144
Artículo 66. Costes del sistema gasista reconocidos para el año 2014 y siguientes. . . . 144

[. . .]

Disposiciones transitorias . . . 145
Disposición transitoria primera. Liquidación a cuenta de retribución durante el segundo periodo retributivo de 2014 para las actividades de transporte, plantas de regasificación, almacenamientos básicos y distribución. . 145
Disposición transitoria segunda. Gas de operación para autoconsumo de las plantas de regasificación. . . . 145

[. . .]

ANEXO X . . . 146
ANEXO XI . . . 148

[. . .]

§ 8. Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. [Inclusión parcial] . . . 154

Preámbulo . . . 154

[. . .]

TÍTULO II. Medidas en relación con la exploración, investigación y producción de hidrocarburos . . . 158
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 158
Artículo 7. Incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. . . . 158
Artículo 8. Dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos. . . . 158
CAPÍTULO II. Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados . . . 159
Artículo 9. Naturaleza. . . . 159
Artículo 10. Ámbito objetivo. . . . 159
Artículo 11. Ámbito territorial. . . . 159
Artículo 12. Tratados y convenios. . . . 159
Artículo 13. Hecho imponible. . . . 159
Artículo 14. Contribuyentes. . . . 159
Artículo 15. Base imponible. . . . 159
Artículo 16. Período impositivo y devengo. . . . 160
Artículo 17. Escala de gravamen. . . . 160
Artículo 18. Cuota íntegra. . . . 160
Artículo 19. Liquidación y pago. . . . 160
Artículo 20. Infracciones y sanciones. . . . 161
CAPÍTULO III. Canon de superficie . . . 161
Artículo 21. Canon de superficie. . . . 161
CAPÍTULO IV. Pagos a los propietarios . . . 163
Artículo 22. Pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes. . . . 163
Disposiciones adicionales . . . 164
Disposición adicional primera. . . . 164
Disposición adicional segunda. Pagos pendientes de almacenamientos subterráneos. . . . 164
Disposición adicional tercera. Eficacia del artículo 8 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. . . . 164
Disposición adicional cuarta. Contratos en exclusiva de los operadores al por mayor. . . . 164
Disposiciones transitorias . . . 165

Disposición transitoria primera. Mandato para la constitución del operador del mercado. 165
Disposición transitoria segunda. Financiación del operador del mercado. 165
Disposición transitoria tercera. Pago a propietarios. 165
Disposición transitoria cuarta. Funciones y competencias en materia sancionadora cuyo ejercicio se mantiene transitoriamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 165
Disposición transitoria quinta. Régimen transitorio de determinadas modificaciones. 166
Disposición transitoria sexta. Régimen del silencio administrativo y de las notificaciones. 166
Disposición transitoria séptima. Contratos en exclusiva de los operadores al por mayor. 166
Disposición transitoria octava. Mantenimiento de las condiciones en materia de eficiencia para el año 2015. . . . 166
Disposiciones derogatorias 166
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. 166
Disposiciones finales 166
Disposición final primera. Modificación del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios. 166
Disposición final segunda. Modificación del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. 167
Disposición final tercera. Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. 167
Disposición final cuarta. Modificación de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. 167
Disposición final quinta. Carácter de la Ley. 169
Disposición final sexta. Habilitación normativa y desarrollo reglamentario. 169
Disposición final séptima. Habilitaciones a la Ley de Presupuestos Generales del Estado. 169
Disposición final octava. Entrada en vigor. 169

§ 9. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. [Inclusión parcial] . . 171

Preámbulo 171
TÍTULO PRELIMINAR. Disposiciones generales 183
Artículo 1. Objeto de la Ley. 183
Artículo 2. Principios rectores. 183
TÍTULO I. Objetivos y planificación de la transición energética 184
Artículo 3. Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética. 184
Artículo 4. Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima. 184
Artículo 5. Estrategia de Descarbonización a 2050. 185
Artículo 6. Digitalización para la Descarbonización de la Economía. 185
TÍTULO II. Energías renovables y eficiencia energética 186
Artículo 7. Generación eléctrica en dominio público hidráulico. 186
Artículo 8. Eficiencia energética y rehabilitación de edificios. 186
TÍTULO III. Transición energética y combustibles 187
Artículo 9. Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. 187
Artículo 10. Investigación y aprovechamiento de yacimientos de minerales radiactivos. 187
Artículo 11. Ayudas a productos energéticos de origen fósil. 187
Artículo 12. Fomento y objetivos de los gases renovables. 187
Artículo 13. Objetivos de energías renovables y combustibles alternativos sostenibles en el transporte. 188
TÍTULO IV. Movilidad sin emisiones y transporte 188
Artículo 14. Promoción de movilidad sin emisiones. 188
Artículo 15. Instalación de puntos de recarga eléctrica. 189
Artículo 16. Transporte marítimo y puertos. 191
TÍTULO V. Medidas de adaptación a los efectos del cambio climático 192
Artículo 17. Adaptación al Cambio Climático. 192
Artículo 18. Informes sobre riesgos climáticos y adaptación. 193
Artículo 19. Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del agua. 193
Artículo 20. Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del dominio público marítimo-terrestre. 194
Artículo 21. Consideración del cambio climático en la planificación y gestión territorial y urbanística, así como en las intervenciones en el medio urbano, en la edificación y en las infraestructuras del transporte. 195
Artículo 22. Consideración del cambio climático en la seguridad y dieta alimentarias. 195
Artículo 23. Consideración del cambio climático en la salud pública. 195
Artículo 24. Protección de la biodiversidad frente al cambio climático. 196
Artículo 25. Desarrollo rural: política agraria, política forestal y energías renovables. 196
Artículo 26. Fomento de la capacidad de absorción de los sumideros de carbono. 197
TÍTULO VI. Medidas de transición justa 197
Artículo 27. Estrategia de Transición Justa. 197

Artículo 28. Convenios de transición justa. . . . 198
Artículo 29. Cese de la producción de carbón nacional. . . . 198
TÍTULO VII. Recursos en el ámbito nacional para la lucha contra el cambio climático y la transición energética . . . 199
Artículo 30. Recursos públicos destinados a la lucha contra el cambio climático. . . . 199
Artículo 31. Contratación pública. . . . 199
Artículo 32. Integración del riesgo del cambio climático por entidades cuyos valores estén admitidos a negociación en mercados regulados, entidades de crédito, entidades aseguradoras y reaseguradoras y sociedades por razón de tamaño. . . . 200
Artículo 33. Integración del riesgo del cambio climático en el sistema financiero y energético. . . . 202
Artículo 34. Estrategia de descarbonización del sector eléctrico. . . . 202
TÍTULO VIII. Educación, Investigación e Innovación en la lucha contra el cambio climático y la transición energética . . . 202
Artículo 35. Educación y capacitación frente al cambio climático. . . . 202
Artículo 36. Investigación, desarrollo e innovación sobre cambio climático y transición energética. . . . 203
TÍTULO IX. Gobernanza y participación pública . . . 203
Artículo 37. Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética. . . . 203
Artículo 38. Cooperación interadministrativa en materia de cambio climático y energía. . . . 203
Artículo 39. Participación pública. . . . 204
Artículo 40. Políticas, Medidas, Inventarios y Proyecciones de Gases de Efecto Invernadero. . . . 204
Disposiciones adicionales . . . 205
Disposición adicional primera. Exclusión del ámbito de la ley de los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad. . . . 205
Disposición adicional segunda. Desinversión en productos energéticos de origen fósil. . . . 205
Disposición adicional tercera. Estrategia de financiación climática internacional. . . . 205
Disposición adicional cuarta. Medidas adicionales en la aviación civil. . . . 206
Disposición adicional quinta. Impulso de la Economía Circular. . . . 206
Disposición adicional sexta. Transporte Ferroviario. . . . 206
Disposición adicional séptima. Fiscalidad verde. . . . 206
Disposición adicional octava. Investigación, desarrollo e innovación en energías renovables. . . . 206
Disposición adicional novena. Plan de reducción de consumo energético en la Administración General del Estado. . . . 207
Disposiciones transitorias . . . 207
Disposición transitoria primera. Planes y programas vigentes. . . . 207
Disposición transitoria segunda. Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. . . . 207
Disposición transitoria tercera. Consideración del cambio climático en el desarrollo de la planificación y gestión del desarrollo urbano, de la edificación y de las infraestructuras del transporte. . . . 208
Disposiciones derogatorias . . . 208
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 208

[. . .]

Disposiciones finales . . . 208
Disposición final sexta. Desarrollo reglamentario. . . . 208
Disposición final séptima. Desarrollo normativo de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes. . . . 208
Disposición final octava. Proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte. . . . 208

[. . .]

Disposición final décima. Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en comunidades de propiedad horizontal. 208
Disposición final undécima. Reforma del sector eléctrico. . . . 209
Disposición final duodécima. Huella de carbono y planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas. . . . 209
Disposición final decimotercera. Títulos competenciales. . . . 209
Disposición final decimocuarta. Incorporación del Derecho de la Unión Europea. . . . 210
Disposición final decimoquinta. Entrada en vigor. . . . 210

§ 10. Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. [Inclusión parcial] . . . 211

Preámbulo . . . 211
TÍTULO I. Orientaciones de política energética y mecanismos de cooperación. . . . 214
Artículo 1. Orientaciones de política energética. . . . 214
Artículo 2. Comisión de Cooperación entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. . . . 215

TÍTULO II. Funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 215
Artículo 3. Modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 215

[. . .]

Disposiciones transitorias 218
Disposición transitoria primera. Coordinación de los planes de regulación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con las orientaciones de política energética. 218
Disposición transitoria segunda. Régimen transitorio en la asunción de funciones por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.. 218
Disposición transitoria tercera. Procedimientos iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley. 219
Disposición transitoria cuarta. Funciones y competencias cuyo ejercicio se mantiene transitoriamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.. 219
Disposiciones derogatorias 219
Disposición derogatoria única. Derogación normativa.. 219
Disposiciones finales 219
Disposición final primera. Cláusula de salvaguardia para modificaciones de norma de inferior rango. . . . 219
Disposición final segunda. Títulos competenciales. 219
Disposición final tercera. Aprobación de las metodologías de peajes y cargos. 219
Disposición final cuarta. Desarrollo reglamentario. 220
Disposición final quinta. Entrada en vigor. 220

§ 11. Real Decreto 91/2025, de 11 de febrero, por el que se establece el mecanismo de gobernanza en materia de energía, cambio climático y calidad del aire. [Inclusión parcial] 221

Artículos 221
Artículo 1. Objeto y finalidad. 221
Artículo 2. Definiciones. 221
Artículo 3. Ámbito de aplicación. 222
Artículo 4. Elaboración y aprobación del Inventario Nacional y las proyecciones de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos. 222
Artículo 5. Identificación, seguimiento y notificación de las políticas y medidas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos y de fomento de los sumideros de carbono y elaboración de los Informes de situación nacionales integrados de energía y clima. 224

[. . .]

ANEXO IV. Cuadro resumen del reparto de obligaciones de información en el marco del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. 225

[. . .]

MERCADO ORGANIZADO DE GAS NATURAL

§ 12. Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural 227

Preámbulo 227
TÍTULO PRELIMINAR. Disposiciones generales. 230
TÍTULO I. Acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural 230
TÍTULO II. Mercado Organizado de gas 235
TÍTULO III. Garantías y resolución de conflictos 243
TÍTULO IV. Instalaciones de transporte primario de influencia local 245
CAPÍTULO I. Procedimiento de adjudicación por concurrencia 245
CAPÍTULO II. Retribución de instalaciones de transporte primario de influencia local 250
Disposiciones adicionales 252
Disposiciones transitorias 255
Disposiciones derogatorias 257
Disposiciones finales 257
ANEXO. Lista de servicios estándar de contratación de capacidad 272

§ 13. Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural 274

Preámbulo 274
Artículos 274
Parte final 277

§ 14. Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión 278

Preámbulo 278
Artículos 279
ANEXO I. Reglas del Mercado Organizado de Gas 280
ANEXO II. Contrato de adhesión a las reglas del mercado organizado de gas 327

§ 15. Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado 329

Preámbulo 329
Artículos 330

SUMINISTRO DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

§ 16. Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. [Inclusión parcial] 333

[. . .]

Disposiciones adicionales 333
Disposición adicional segunda. Designación de los comercializadores de último recurso de gas natural. 333

[. . .]

§ 17. Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural 334

Preámbulo 334
Artículos 335
Disposiciones adicionales 337
Disposiciones finales 337

§ 18. Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural 339

Preámbulo 339
Artículos 339
Disposiciones adicionales 341
Disposiciones transitorias 342
Disposiciones finales 342
ANEXO 342

§ 19. Orden ITC/1251/2009, de 14 de mayo, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, mediante el que se modifica el calendario al que hace referencia la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio 344

Parte dispositiva 344
ANEXO. Acuerdo del Consejo de Ministros mediante el que se modifica el calendario al que hace referencia la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio 344

TÁRIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

§ 20. Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. . . 346

Preámbulo . . . 346
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 347
CAPÍTULO II. Objeto y participantes en la subasta . . . 348
CAPÍTULO III. Preparación, gestión y supervisión de la subasta . . . 349
Disposiciones adicionales . . . 350
Disposiciones finales . . . 350
ANEXO . . . 351

§ 21. Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural . . . 353

Preámbulo . . . 353
CAPÍTULO I. Disposiciones Generales . . . 354
CAPÍTULO II. Definición y estructura de las tarifas de último recurso . . . 354
CAPÍTULO III. Procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso. . . . 355
Disposiciones adicionales . . . 360
Disposiciones transitorias . . . 361
Disposiciones derogatorias . . . 361
Disposiciones finales . . . 361
ANEXO. Carta a remitir a los consumidores de gas manufacturado o gas natural en las Islas Baleares . . . 362

ACCESO DE TERCEROS, PEAJES Y CÁNONES

§ 22. Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural . . . 363

Preámbulo . . . 363
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 364
CAPÍTULO II. Acceso de terceros a las instalaciones gasistas . . . 365
CAPÍTULO III. Retribución de las actividades reguladas . . . 370
CAPÍTULO IV. Tarifas, peajes y cánones . . . 371
Sección 1.ª Disposiciones comunes . . . 371
Sección 2.ª Tarifas . . . 372
Sección 3.ª Peajes y cánones . . . 373
CAPÍTULO V. Liquidaciones . . . 379
Disposiciones adicionales . . . 381
Disposiciones transitorias . . . 382
Disposiciones derogatorias . . . 382
Disposiciones finales . . . 382

§ 23. Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial] . . . 384

Preámbulo . . . 384
TÍTULO PRELIMINAR. Disposiciones generales . . . 388
Artículo 1. Objeto. . . . 388
Artículo 2. Principios generales. . . . 388
Artículo 3. Capacidad contratada prevista equivalente. . . . 389

[. . .]

TÍTULO III. Cánones aplicados al uso de los almacenamientos subterráneos básicos . . . 389
Artículo 32. Objeto y ámbito de aplicación. . . . 389

Artículo 33. Principios generales. 389
Artículo 34. Estructura de los cánones. 390
Artículo 35. Procedimiento de cálculo de los cánones. 390
Artículo 36. Multiplicadores aplicables a contratos de duración inferior al año. 391
Artículo 37. Multiplicador aplicable a la inyección y extracción a contraflujo. 392
Artículo 38. Compensación por interrumpibilidad. 392
Artículo 39. Facturación. 393

[. . .]

§ 24. Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad 395

Preámbulo 395
CAPÍTULO I. Disposiciones Generales 396
CAPÍTULO II. Asignación de capacidad 396
Sección 1.ª Procedimiento de asignación 396
Sección 2.ª Subasta 397
CAPÍTULO III. Mercado secundario 397
Disposiciones transitorias 398
Disposiciones derogatorias 398
Disposiciones finales 398
ANEXO I. Declaración de ventas anuales 400
ANEXO II. Criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas 400

§ 25. Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural 402

Preámbulo 402
Artículos 403
Disposiciones adicionales 405
Disposiciones derogatorias 406
Disposiciones finales 406
ANEXO. Tabla resumen a incluir en las actas de puesta en marcha de las instalaciones de transporte 411

§ 26. Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 414

Preámbulo 414
Artículos 416
Disposiciones adicionales 425
Disposiciones transitorias 427
Disposiciones derogatorias 427
Disposiciones finales 427
ANEXO I. Valores unitarios base en 2011 de plantas de regasificación a los únicos efectos del cálculo de los valores aplicables en el año 2012 434
ANEXO II. Elementos incluidos en las unidades de inversión de Una planta de regasificación 435
ANEXO III. Vida útil de las unidades de inversión de una planta de regasificación. 437
ANEXO IV. Tabla resumen de auditoría de las naturalezas de costes de las unidades de inversión 437

§ 27. Circular 1/2013, de 18 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa 442

Preámbulo 442
Artículos 443
Disposiciones transitorias 447
Disposiciones finales 447

§ 28. Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, relativa a los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa 448

Preámbulo 448
Artículos 449
Disposiciones adicionales 464
Disposiciones derogatorias 464
Disposiciones finales 464

§ 29. Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. [Inclusión parcial]. . . . 465

[. . .]

TÍTULO I. Acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural 465
Artículo 2. Instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros. 465
Artículo 3. Sujetos con derecho de acceso. 466
Artículo 4. Denegación del acceso.. 466
Artículo 5. Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad. 466
Artículo 6. Productos estándar de contratación de capacidad.. 467
Artículo 7. Contratación del acceso al Punto Virtual de Balance del sistema de gas natural.. 467
Artículo 8. Procedimiento de asignación de capacidad. 468
Artículo 9. Contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a un consumidor final. 468
Artículo 10. Mercado secundario de capacidad.. 469
Artículo 11. Contratos de acceso a las instalaciones. 469
Artículo 12. Procedimientos de gestión de las congestiones. 470

[. . .]

§ 30. Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista. [Inclusión parcial] 471

Preámbulo 471
Artículos 472
Primero.. 472
Segundo. 473
Tercero. 473

[. . .]

Quinto. 473
Sexto. 473
Séptimo. 473
ANEXO I. Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista 474
ANEXO II. Documento de aceptación y adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista. . . . 483
ANEXO III. Modelo 1.º de aval bancario 485
ANEXO IV. Modelo de contrato de línea de crédito 487
ANEXO V. Modelo 1.º de certificado de seguro de caución 495
ANEXO VI. Datos de la entidad. 498
ANEXO VII. Formulario ejecución de garantías. 498
ANEXO VIII. Importe y vigencia de las garantías requeridas para desbalances en el Punto Virtual de Balance . . . 499
ANEXO IX. Importe y vigencia de las garantías requeridas para contratación de capacidad 500

§ 31. Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural 503

Preámbulo 503
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 504
CAPÍTULO II. Normas de balance en las plantas de regasificación de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos básicos. 509
CAPÍTULO III. Normas de balance en la red de transporte. 513
CAPÍTULO IV. Incentivos del gestor técnico del sistema 519

CAPÍTULO V. Liquidaciones económicas y cuentas de liquidación . . . 520
CAPÍTULO VI. Información que deben intercambiar los sujetos . . . 520
CAPÍTULO VII. Garantías para la liquidación de desbalances . . . 523
Disposiciones adicionales . . . 527
Disposiciones transitorias . . . 529
Disposiciones derogatorias . . . 531
Disposiciones finales . . . 532

§ 32. Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural . . . 533

Preámbulo . . . 533
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 536
CAPÍTULO II. Peajes de acceso a las redes de transporte . . . 537
CAPÍTULO III. Peaje de acceso a la redes locales . . . 546
CAPÍTULO IV. Peaje de acceso a las instalaciones de regasificación . . . 554
CAPÍTULO V. Otras disposiciones . . . 562
Disposiciones adicionales . . . 564
Disposiciones transitorias . . . 565
Disposiciones finales . . . 567
ANEXO I. Metodología para determinar los peajes de transporte . . . 567
ANEXO II. Metodología para determinar los peajes de acceso a las redes locales . . . 572
ANEXO III. Metodología para determinar los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación . . . 581
ANEXO IV. Parámetros de aplicación durante el primer periodo regulatorio . . . 589

§ 33. Resolución de 3 de abril de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista . . . 591

Preámbulo . . . 591
Artículos . . . 593
ANEXO. Procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista . . . 593

§ 34. Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural . . . 604

Preámbulo . . . 604
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 607
CAPÍTULO II. Servicios ofertados y productos de contratación para el acceso a las instalaciones . . . 611
CAPÍTULO III. Contratación del acceso y conexión . . . 616
CAPÍTULO IV. Procedimientos de asignación de capacidad . . . 622
CAPÍTULO V. Otras disposiciones en relación con el acceso a las instalaciones . . . 632
CAPÍTULO VI. Mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad . . . 635
CAPÍTULO VII. Garantías . . . 639
Disposiciones adicionales . . . 644
Disposiciones transitorias . . . 645
Disposiciones derogatorias . . . 647
Disposiciones finales . . . 647

RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES GASISTAS REGULADAS

§ 35. Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación. [Inclusión parcial] . . . 648

Preámbulo . . . 648
Artículos . . . 649
Artículo 1. Objeto . . . 649
Artículo 2. Instalaciones de regasificación incluidas en el régimen retributivo . . . 649

[. . .]

Artículo 4. Reconocimiento de inversiones. 649
Artículo 5. Inclusión de nuevas instalaciones de regasificación en el régimen retributivo. 650
Artículo 6. Retribución provisional de instalaciones. 651
Artículo 7. Modificación de instalaciones existentes. 651

[. . .]

Artículo 9. Facturación y cobro de la retribución. 651
Artículo 10. Obligaciones de información de las empresas titulares de instalaciones de regasificación. . . 652

[. . .]

Disposiciones adicionales 652
Disposición adicional primera. Instalaciones anteriores. 652

[. . .]

Disposición adicional tercera. Rescisión de contratos actualmente en vigor. 652
Disposición adicional cuarta. Congestiones y restricciones técnicas. 652
Disposición adicional quinta. Valores unitarios de referencia para los costes de operación y mantenimiento. 652
Disposición adicional sexta. Revisión de los costes unitarios de operación y mantenimiento. 653
Disposición adicional séptima. Retribuciones provisionales. 653
Disposiciones finales 653
Disposición final primera. Aplicación de la orden. 653
Disposición final segunda. Entrada en vigor. 653
ANEXO I. Vida útil de las instalaciones de regasificación, por elementos de inmovilizado 653
ANEXO II. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones de regasificación, por elemento de inmovilizado. 653
ANEXO III. Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento variables de las instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa. 654
ANEXO IV. Valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones en instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa, por elemento de inmovilizado. 655
ANEXO V. Reconocimiento de los valores netos de inversión de los elementos de inmovilizado existentes a 31 de diciembre de 2006 655
ANEXO VI. Tabla Resumen de Auditoría de las naturalezas de costes de la Instalación 656

§ 36. Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008. [Inclusión parcial] 658

Preámbulo 659
Artículos 660
Artículo 1. Objeto y ámbito de aplicación. 660
Artículo 2. Instalaciones de transporte incluidas en el régimen retributivo. 660

[. . .]

Artículo 4. Reconocimiento de inversiones. 661
Artículo 5. Inclusión de nuevas instalaciones de transporte en el régimen retributivo. 662
Artículo 6. Cómputo y cobro de la retribución. 662

[. . .]

Disposiciones adicionales 663
Disposición adicional segunda. Mandatos a la Comisión Nacional de Energía. 663
Disposición adicional tercera. Obligaciones de información. 663

[. . .]

Disposiciones transitorias 664
Disposición transitoria única. Instalaciones de transporte anteriores al 1 de julio de 2008. 664
Disposiciones derogatorias 664
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. 664
Disposiciones finales 664
Disposición final primera. Carácter básico. 664
Disposición final segunda. Facultades normativas. 664
Disposición final tercera. Entrada en vigor. 664
ANEXO I. Vida útil de las instalaciones de transporte, por elementos de inmovilizado 664
ANEXO II. Tabla resumen de auditoría 665

ANEXO III. Porcentajes a aplicar por la Comisión Nacional de la Energía para la realización de los pagos de la retribución del transporte . . . 667

§ 37. Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista . . . 668

Preámbulo . . . 668
Artículos . . . 669
Disposiciones transitorias . . . 674
Disposiciones derogatorias . . . 674
Disposiciones finales . . . 674
ANEXO. Peajes y cánones de los servicios básicos . . . 674

§ 38. Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista . . . 678

Preámbulo . . . 678
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 680
CAPÍTULO II. Procedimiento de liquidación . . . 681
CAPÍTULO III. Sistema de Información de Liquidaciones del Sector Gasista . . . 685
CAPÍTULO IV. Inspección y comprobación . . . 686
Disposiciones adicionales . . . 686
Disposiciones transitorias . . . 686
Disposiciones derogatorias . . . 687
Disposiciones finales . . . 687

§ 39. Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. [Inclusión parcial] . . . 691

[. . .]

ANEXO I. Peajes y cánones de los servicios básicos . . . 691

[. . .]

§ 40. Orden TED/627/2020, de 3 de julio, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia . . . 695

Preámbulo . . . 695
Artículos . . . 696

§ 41. Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial] . . . 699

[. . .]

TÍTULO II. Retribución de los almacenamientos subterráneos básicos . . . 699
Artículo 13. Objeto. . . . 699
Artículo 14. Principios generales. . . . 699
Artículo 15. Retribución anual. . . . 700
Artículo 16. Conceptos retributivos. . . . 700
Artículo 17. Retribución a la inversión de una instalación con retribución individualizada. . . . 700
Artículo 18. Retribución a la inversión en gas colchón. . . . 701
Artículo 19. Retribución por costes de operación y mantenimiento. . . . 702
Artículo 20. Costes de operación y mantenimiento activados. . . . 702
Artículo 21. Retribución anual por extensión de vida útil. . . . 703
Artículo 22. Retribución por mejoras de productividad. . . . 703
Artículo 23. Productos y servicios conexos. . . . 704
Artículo 24. Penalización por insuficiente prudencia financiera. . . . 705

Artículo 25. Plan anual y plurianual de inversión. 705
Artículo 26. Censo de instalaciones con retribución individualizada y base de datos de otros activos y costes significativos. 706
Artículo 27. Criterios de admisibilidad de costes. 706
Artículo 28. Procedimiento de inclusión en el régimen retributivo de las inversiones con retribución individualizada. 708
Artículo 29. Obligaciones de información de los titulares de almacenamientos básicos.. 708
Artículo 30. Tratamiento retributivo de la transmisión de titularidad. 709
Artículo 31. Retribución de instalaciones de almacenamientos con cierre temporal o definitivo.. 709

[. . .]

Disposiciones adicionales 709
Disposición adicional tercera. Reintegro de retribuciones provisionales del Operador del Mercado Organizado de gas natural. 709
Disposiciones transitorias 710
Disposición transitoria primera. Periodo transitorio. 710
Disposición transitoria segunda. Retribución transitoria por continuidad de suministro. 710

[. . .]

Disposición transitoria cuarta. Retribución por mejoras de productividad.. 710

[. . .]

ANEXO I. Instalaciones con retribución individualizada. 710

[. . .]

§ 42. Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural 712

Preámbulo 712
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 714
CAPÍTULO II. Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera 715
Disposiciones adicionales 721
Disposiciones transitorias 721
Disposiciones finales 722

§ 43. Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado 723

Preámbulo 723
CAPÍTULO I. Disposiciones Generales 725
CAPÍTULO II. Instalaciones y costes admisibles 727
CAPÍTULO III. Retribución de instalaciones 733
CAPÍTULO IV. Inclusión y baja en el sistema retributivo. 749
CAPÍTULO V. Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de transporte y regasificación de gas natural 756
CAPÍTULO VI. Otras disposiciones. 757
Disposiciones adicionales 757
Disposiciones finales 760

§ 44. Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista . 761

Preámbulo 761
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 763
CAPÍTULO II. Metodología de cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema gasista 763
CAPÍTULO III. Retribución por incentivos 767
CAPÍTULO IV. Metodología para la determinación de la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema 769
CAPÍTULO V. Establecimiento de la retribución y de su financiación 769
Disposiciones adicionales 770

Disposiciones transitorias 771
Disposiciones finales 771

§ 45. Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural. 772

Preámbulo 772
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 774
CAPÍTULO II. Retribución de distribución. 776
CAPÍTULO III. Inclusión en el sistema retributivo 782
CAPÍTULO IV. Otras disposiciones. 785
Disposiciones adicionales 787
Disposiciones transitorias 789
Disposiciones finales 790

§ 46. Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado 791

Preámbulo 791
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 793
CAPÍTULO II. Valores unitarios de referencia para la actividad de transporte de gas natural 794
Sección primera. Instalaciones tipo de transporte de gas natural con valores unitarios de referencia a efectos retributivos. 794
Sección segunda. Determinación del valor de inversión de una instalación de transporte de gas natural calculado según valores unitarios de referencia 798
Sección tercera. Determinación de la retribución por operación y mantenimiento de una instalación de transporte de gas natural calculada según valores unitarios de referencia. 802
CAPÍTULO III. Valores unitarios para la actividad de regasificación 804
Sección primera. Instalaciones tipo de regasificación con valores unitarios de referencia a efectos retributivos. 804
Sección segunda. Determinación del valor de inversión de una instalación de la planta de gas natural licuado calculado según valores unitarios de referencia 807
Sección tercera. Determinación de la retribución por operación y mantenimiento de una instalación de la planta de gas natural licuado calculado según valores unitarios de referencia 809
CAPÍTULO IV. Auditorías de costes 810
Sección primera. Auditoría de los costes de operación y mantenimiento no incluidos en los valores unitarios de referencia 810
Sección segunda. Auditoría de inversiones 811
Sección tercera. Confidencialidad. 814
Disposiciones adicionales 814
Disposiciones transitorias 815
Disposiciones finales 815
ANEXO I. Valores unitarios de referencia 815
ANEXO II. Informe de revisión independiente, o auditoría, de inversión 818

§ 47. Circular 6/2021, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los incentivos del gestor técnico del sistema gasista y la afección a su retribución. 832

Preámbulo 832
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 834
CAPÍTULO II. Cálculo de indicadores de eficiencia e impacto en la retribución anual del gestor técnico del sistema 835
CAPITULO III. Valoración del desempeño de gestor técnico del sistema en el año de gas n 845
Disposiciones adicionales 845
Disposiciones transitorias 846
Disposiciones finales 846

§ 48. Circular 7/2021, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista . . . 847

Preámbulo . . . 847
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 848
CAPÍTULO II. Metodología de cálculo de las mermas reales, mermas retenidas y saldo de mermas en las infraestructuras . . . 849
CAPÍTULO III. Asignación del saldo de mermas a los usuarios . . . 852
CAPÍTULO IV. Calendarios e información a intercambiar por los sujetos . . . 852
CAPÍTULO V. Valoración y liquidación de los saldos de mermas anuales e incentivos a la reducción de las mermas reales . . . 854
Disposiciones transitorias . . . 856
Disposiciones finales . . . 858

SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

§ 49. Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos . . . 859

Preámbulo . . . 859
TÍTULO I. Existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos y diversificación de suministro de gas natural . . . 861
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 861
CAPÍTULO II. Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo . . . 864
CAPÍTULO III. Existencias mínimas de seguridad y diversificación de suministro de gas natural . . . 872
TÍTULO II. Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos . . . 875
CAPÍTULO I. Régimen jurídico de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos . . . 875
CAPÍTULO II. Régimen económico de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos . . . 876
CAPÍTULO III. Constitución, mantenimiento y gestión de las existencias estratégicas de productos petrolíferos 878
CAPÍTULO IV. Facultades de inspección e iniciación del procedimiento sancionador . . . 880
TÍTULO III. Aplicación de existencias mínimas de seguridad . . . 881
Disposiciones transitorias . . . 883
Disposiciones derogatorias . . . 884
Disposiciones finales . . . 884
ANEXO I. Método de cálculo del equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos . . . 885
ANEXO II. Método de cálculo del equivalente de petróleo crudo del consumo interno . . . 885
ANEXO III. Normas de elaboración y transmisión a la comisión de las relaciones estadísticas sobre el nivel de las reservas que deben almacenarse en virtud del artículo 5 . . . 885
ANEXO IV. Estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos . . . 886
CAPÍTULO I. Disposiciones generales . . . 886
CAPÍTULO II. De los miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y de los órganos de representación . . . 887
CAPÍTULO III. Régimen económico . . . 889
CAPÍTULO IV. De la disolución de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos . . . 890

§ 50. Orden ITC/3283/2005, de 11 de octubre, por la que se aprueban normas relativas a los deberes de información de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, así como a las facultades de inspección de la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. . . . 891

Preámbulo . . . 891
CAPÍTULO I. Deberes de información . . . 892
CAPÍTULO II. Facultades de inspección de la Corporación. . . . 892
Disposiciones transitorias . . . 893
Disposiciones derogatorias . . . 893
Disposiciones finales . . . 894

FRACTURACIÓN HIDRAÚLICA

§ 51. Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. [Inclusión parcial] 895

[. . .]

TITULO II. Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos 895
CAPITULO I. Disposiciones generales 895

[. . .]

Artículo 9. Régimen jurídico de las actividades. 895

[. . .]

§ 52. Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. [Inclusión parcial] 897

[. . .]

Disposiciones adicionales 897
Disposición adicional decimosexta. Evaluaciones en ejecución de sentencia firme. 897
Disposición adicional decimoséptima. Instalaciones militares. 898
Disposición adicional decimoctava. Instalaciones nucleares y radioactivas. 898
Disposición adicional decimonovena. Priorización de expedientes de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables. 899

[. . .]

ANEXO I. Proyectos sometidos a la evaluación ambiental ordinaria regulada en el título II, capítulo II, sección 1.ª . 899

[. . .]

§ 53. Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. [Inclusión parcial] 906

[. . .]

TÍTULO II. Medidas en relación con la exploración, investigación y producción de hidrocarburos 906
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 906
Artículo 7. Incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. 906
Artículo 8. Dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos. 906
CAPÍTULO II. Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados 907
Artículo 9. Naturaleza. 907
Artículo 10. Ámbito objetivo. 907
Artículo 11. Ámbito territorial. 907
Artículo 12. Tratados y convenios. 907
Artículo 13. Hecho imponible. 907
Artículo 14. Contribuyentes. 907
Artículo 15. Base imponible. 907
Artículo 16. Período impositivo y devengo. 908
Artículo 17. Escala de gravamen. 908
Artículo 18. Cuota íntegra. 908
Artículo 19. Liquidación y pago. 909
Artículo 20. Infracciones y sanciones. 909
CAPÍTULO III. Canon de superficie 909
Artículo 21. Canon de superficie. 909
CAPÍTULO IV. Pagos a los propietarios 911
Artículo 22. Pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes. 911

[. . .]

§ 54. Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. [Inclusión parcial] 913

[. . .]

Disposiciones adicionales 913
Disposición adicional cuarta. Procedimientos regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. 913

[. . .]

§ 55. Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos 915

Preámbulo 915
CAPÍTULO I. Disposiciones generales 917
CAPÍTULO II. Características técnicas, operativas y logísticas de los dispositivos de medida 918
Sección 1.ª Aspectos técnicos y operativos de los dispositivos de medida 918
Sección 2.ª Autorización y puesta en marcha de los dispositivos de medida 921
CAPÍTULO III. Disposiciones para la determinación del precio de referencia de los hidrocarburos producidos . . 922
CAPÍTULO IV. Disposiciones para la determinación de los perímetros de referencia 923
Disposiciones transitorias 924
Disposiciones finales 925
ANEXO. Valores del coeficiente de calidad 925

REGULACIÓN DE ACTIVIDADES GASISTAS, AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES Y CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO

§ 56. Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. [Inclusión parcial] 926

Preámbulo 926
TITULO I. Disposiciones generales 927
Artículo 1. Objeto. 927
Artículo 2. Régimen de actividades. 927
TITULO II. Actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural 928
CAPITULO I. Transporte de gas natural. 928
Artículo 3. Actividad de transporte. 928
Artículo 4. Instalaciones de transporte. 928
Artículo 5. Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de transporte. 929
Artículo 6. Derechos y obligaciones de los transportistas. 929
CAPITULO II. Distribución 930
Artículo 7. Actividad de distribución. 930
Artículo 8. Instalaciones de distribución. 931
Artículo 9. Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de distribución. 931
Artículo 10. Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras. 931
Artículo 11. Requisitos de las instalaciones de distribución. 933
Artículo 12. Conexión del distribuidor con las redes de transporte o distribución. 933
Artículo 12 bis. Conexión de plantas de producción de gases renovables con las redes de transporte o distribución. 934
CAPITULO III. Actividad de comercialización 935
Artículo 13. Definición. 935
Artículo 14. Requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización. 935
Artículo 15. Inicio y cese de la actividad de comercialización. 936
Artículo 16. Autorización administrativa. 937
Artículo 17. Vigencia de la autorización y prórrogas. 937
Artículo 18. Inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización. 937

Artículo 18 bis. Traspaso de clientes a una empresa comercializadora de último recurso en los casos de inhabilitación. . . . 938
Artículo 19. Derechos y obligaciones de los comercializadores. . . . 939
CAPITULO IV. Consumidores . . . 940
Artículo 20. Definición. . . . 940
Artículo 21. Punto de suministro. . . . 940
Artículo 22. Derechos y obligaciones de los consumidores. . . . 940
TITULO III. Suministro . . . 941
Artículo 23. Objeto y ámbito de aplicación. . . . 941
CAPITULO I. Acometidas gasistas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro . . . 941
Artículo 24. Definición de acometida. . . . 941
Artículo 25. Procedimientos de solicitud de acometidas. . . . 942
Artículo 26. Derechos y obligaciones de los sujetos relacionados con las acometidas. . . . 942
Artículo 27. Criterios generales aplicables a las acometidas. . . . 943
Artículo 28. Utilización de acometidas para nuevos suministros. . . . 943
Artículo 29. Derechos de alta. . . . 943
Artículo 30. Derechos de acometida. . . . 944
Artículo 30 bis. Instalaciones receptoras comunes. . . . 944
CAPITULO II. Condiciones generales del suministro. . . . 945
Artículo 31. Definición. . . . 945
Artículo 32. Obligación de suministro a los consumidores a tarifa. . . . 945
Artículo 33. Instalaciones receptoras. . . . 945
Artículo 34. Puesta en servicio de las instalaciones de gas. . . . 946
Artículo 35. Servicio de control y atención de urgencias. . . . 946
CAPITULO III. Contratos de suministro . . . 946
Artículo 36. Sujetos que intervienen en la contratación. . . . 946
Artículo 37. Condiciones del contrato de suministro a tarifa. . . . 947
Artículo 38. Contratos en el mercado liberalizado. . . . 947
Artículo 39. Traspaso y subrogación de los contratos de suministro a tarifa. . . . 948
Artículo 40. Resolución de los contratos de suministro. . . . 948
CAPITULO IV. Cesión de gas de transportistas a distribuidores para el suministro de gas a tarifas . . . 949
Artículo 41. Cesión de gas para el mercado a tarifa. . . . 949
Artículo 42. Condiciones de la cesión de gas para el mercado a tarifa. . . . 949
CAPITULO V. Control de puntos de consumo y cambio de suministrador . . . 949
Artículo 43. Sistema de intercambio de información para la gestión del cambio de suministrador. . . . 949
Artículo 44. Cambio de suministrador. . . . 952
Artículo 45. Cambio de un consumidor del mercado regulado al mercado liberalizado. . . . 953
Artículo 46. Cambio de comercializador en el mercado liberalizado. . . . 953
Artículo 47. Cambio de un consumidor del mercado liberalizado al mercado regulado. . . . 954
Artículo 48. Nuevos puntos de suministro. . . . 954
CAPITULO VI. Medida y control. . . . 955
Artículo 49. Equipos de medida. . . . 955
Artículo 50. Comprobación de los equipos de medida. . . . 956
Artículo 51. Lectura de los suministros. . . . 956
CAPITULO VII. Facturación y pago . . . 957
Artículo 52. Facturación del suministro a tarifas. . . . 957
Artículo 53. Contenido de las facturas. . . . 958
Artículo 54. Período de pago de los contratos de suministro a tarifa. . . . 960
CAPITULO VIII. Suspensión del suministro . . . 960
Artículo 55. Suspensión del suministro a los consumidores cualificados. . . . 960
Artículo 56. Suspensión del suministro a consumidores a tarifa. . . . 960
Artículo 57. Suspensión del suministro a tarifa por impago. . . . 961
Artículo 58. Suspensión temporal del suministro por causas técnicas. . . . 961
Artículo 59. Gastos por desconexión y reconexión. . . . 962
Artículo 60. Servicios declarados esenciales. . . . 962
CAPITULO IX. Reclamación y fraudes . . . 963
Artículo 61. Reclamaciones. . . . 963
Artículo 62. Fraudes. . . . 963
CAPITULO X. Calidad de suministro del gas natural . . . 963
Artículo 63. Calidad del gas natural. . . . 963
Artículo 64. Odorización del gas natural. . . . 964
Artículo 65. Definición de interrupción del suministro. . . . 964
Artículo 66. Interrupciones de suministro de gas natural. . . . 964
TITULO IV. Procedimientos de autorización de las instalaciones de almacenamiento, regasificación, transporte y distribución . . . 965
Artículo 67. Objeto. . . . 965

CAPITULO I. Disposiciones generales . . . 965
Artículo 68. Coordinación con planes urbanísticos. . . . 965
Artículo 69. Autorización de las instalaciones competencia de la Administración General del Estado. Órganos competentes. . . . 965
CAPITULO II. Autorizaciones para la construcción, ampliación, modificación y explotación de instalaciones . . . 966
Artículo 70. Actos administrativos de la autorización. . . . 966
Artículo 71. Forma de autorización de las nuevas instalaciones de la red básica de gas natural. . . . 967
Artículo 72. Autorización de instalaciones de forma directa. . . . 967
Artículo 73. Autorización de instalaciones mediante procedimiento de concurrencia. . . . 967
Artículo 74. Capacidad del solicitante. . . . 968
Artículo 75. Solicitud de autorización administrativa. . . . 969
Artículo 76. Contenido de la solicitud de autorización administrativa. . . . 969
Artículo 77. Trámites de evaluación de impacto ambiental. . . . 969
Artículo 78. Información pública. . . . 970
Artículo 79. Alegaciones. . . . 970
Artículo 80. Información a otras Administraciones públicas. . . . 970
Artículo 81. Resolución de la autorización. . . . 971
Artículo 82. Constitución de fianza. . . . 971
Artículo 83. Solicitud de aprobación del proyecto de ejecución. . . . 971
Artículo 84. Condicionados y aprobación del proyecto. . . . 972
Artículo 85. Autorización de explotación. Acta de puesta en servicio. . . . 973
CAPITULO III. Transmisión de las instalaciones . . . 973
Artículo 86. Solicitud. . . . 973
Artículo 87. Transmisión de las instalaciones. . . . 974
CAPITULO IV. Autorización de cierre de instalaciones . . . 974
Artículo 88. Solicitud de autorización de cierre de instalaciones. . . . 974
Artículo 89. Trámites de la solicitud de cierre de instalaciones. . . . 974
Artículo 90. Otorgamiento de la autorización de cierre de instalaciones. . . . 975
Artículo 91. Acta de cierre. . . . 975
Artículo 91 bis. Traslado y sustitución de instalaciones obsoletas. . . . 975
CAPITULO V. Derechos de ocupación del dominio público, expropiación forzosa, servidumbres y limitaciones de propiedad . . . 975
Artículo 92. Reconocimiento de utilidad pública. . . . 975
Artículo 93. Líneas directas. . . . 976
Artículo 94. Recursos. . . . 976
Artículo 95. Solicitud de reconocimiento de utilidad pública. . . . 976
Artículo 96. Información pública. . . . 977
Artículo 97. Alegaciones. . . . 977
Artículo 98. Información a otras Administraciones públicas. . . . 977
Artículo 99. Oposición u objeción. . . . 977
Artículo 100. Resolución. . . . 978
Artículo 101. Efectos del reconocimiento en concreto de la utilidad pública. . . . 978
Artículo 102. Procedimiento de expropiación. . . . 978
Artículo 103. Adquisición por mutuo acuerdo. . . . 978
Artículo 104. Expropiación a instancia del dueño del predio sirviente. . . . 979
Artículo 105. Modificación de la servidumbre a instancia del dueño del predio sirviente. . . . 979
Artículo 106. Variación del trazado de la canalización de gas como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración. . . . 979
Artículo 107. Causas de extinción de la servidumbre de paso. . . . 979
Artículo 108. Determinación del justo precio y pago. . . . 980
Artículo 109. Alcance de la servidumbre de paso de las instalaciones de gas. . . . 980
Artículo 110. Servidumbre de paso subterráneo de instalaciones de gas. . . . 980
Artículo 111. Condiciones de seguridad. . . . 981
Artículo 112. Relaciones civiles. . . . 981
Artículo 113. Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso. . . . 981
CAPITULO VI. Revisiones e inspecciones . . . 981
Artículo 114. Revisiones periódicas. . . . 981
Artículo 115. Inspecciones. . . . 981
TITULO V. Registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización . . . 982
Artículo 116. Registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización. . . . 982
Artículo 117. Tratamiento de los datos. . . . 982
Artículo 118. Cancelación de las inscripciones. . . . 982
Artículo 119. Estructura del registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización. . . . 983
Artículo 120. Actualización de datos. . . . 983

Artículo 121. Sección Primera: plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural y plantas de licuefacción de gas natural. . . . 983
Artículo 122. Sección Segunda: gasoductos de Transporte Primario. . . . 983
Artículo 123. Sección Tercera: gasoductos de transporte secundario. . . . 983
Artículo 124. Sección Cuarta: almacenamientos subterráneos de gas natural. . . . 983
Artículo 125. Actualización de datos. . . . 983
Artículo 126. Estructura del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización. . . . 983
Artículo 127. Sección primera: empresas distribuidoras. . . . 984
Artículo 128. Sección segunda: empresas comercializadoras. . . . 984
Artículo 129. Sección tercera: consumidores cualificados. . . . 984
Artículo 130. Actualización de datos. . . . 984
Artículo 131. Número de identificación en el registro. . . . 984

[. . .]

Disposiciones adicionales . . . 984
Disposición adicional quinta. Nueva redacción del artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural. . . . 984
Disposición adicional sexta. Modificación del artículo 15.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía. . . . 984
Disposición adicional séptima. Modificación del artículo 16.4 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía. . . . 984
Disposición adicional octava. Nueva disposición adicional al Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía. . . . 985
Disposición adicional novena. Tramitación electrónica de solicitudes. . . . 985
Disposiciones transitorias . . . 985
Disposición transitoria primera. Adecuación de contratos de suministro. . . . 985
Disposición transitoria segunda. Acreditación de requisitos legales, técnicos y económicos para las actividades de transporte y distribución. . . . 985
Disposición transitoria tercera. Actividad de comercialización. . . . 985
Disposición transitoria cuarta. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Transportistas de Gas. . . . 986
Disposición transitoria quinta. Inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización. . . . 986
Disposición transitoria sexta. Expedientes en tramitación. . . . 986
Disposición transitoria séptima. Derechos de acometida. . . . 986
Disposición transitoria octava. Sistema de información de puntos de consumo. . . . 986
Disposición transitoria novena. Definición de acometidas. . . . 986
Disposición transitoria décima. Reducciones de capacidad y fianza. . . . 987
Disposiciones derogatorias . . . 987
Disposición derogatoria única. Derogación normativa. . . . 987
Disposiciones finales . . . 987
Disposición final primera. Carácter básico. . . . 987
Disposición final segunda. Desarrollo normativo. . . . 987
Disposición final tercera. Entrada en vigor. . . . 988
ANEXO I. Derechos de acometida . . . 988
ANEXO II. Contrato para el suministro de gas a tarifas . . . 988

§ 57. Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural . . . 994

Preámbulo . . . 994
Artículos . . . 997
Disposiciones adicionales . . . 1006
Disposiciones transitorias . . . 1007
Disposiciones derogatorias . . . 1008
Disposiciones finales . . . 1008

§ 58. Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los 1009

almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial] . . . . . .

[. . .]

TÍTULO I. Cargos del sistema gasista 1009
Artículo 4. Objeto. 1009
Artículo 5. Principios generales.. 1009
Artículo 6. Aprobación de los cargos. 1010
Artículo 7. Costes regulados a cubrir por los cargos.. 1010
Artículo 8. Puntos de aplicación de los cargos unitarios. 1010
Artículo 9. Estructura de los cargos unitarios. 1011
Artículo 10. Procedimiento de cálculo de los cargos unitarios aplicados a consumidores finales. 1011
Artículo 11. Facturación de los cargos unitarios. 1011
Artículo 12. Liquidación y abono de los cargos. 1011

[. . .]

Disposiciones adicionales 1012
Disposición adicional primera. Procedimiento de liquidación. 1012

[. . .]

Disposiciones transitorias 1012
Disposición transitoria octava. Exención de la aplicación de cargos al gas natural usado como carburante. 1012

[. . .]

Disposiciones finales 1012
Disposición final segunda. Aplicación gradual de la penalización por insuficiente prudencia financiera.. . 1012

[. . .]

ANEXO III. Plantilla de costes de operación y mantenimiento. 1013

§ 59. Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural 1016

Preámbulo 1016
Artículos 1017
Parte final 1017
ANEXO. RELACIÓN DE INSTALACIONES DE LA RED BÁSICA DE GAS NATURAL PERTENECIENTES A LA RED TRONCAL DE GASODUCTOS 1017

§ 60. Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables. 1021

Preámbulo 1021
Artículos 1023
Disposiciones finales 1024
ANEXO. Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables 1024
1. Introducción. 1024
2. Conceptos generales 1026
3. Registro, mantenimiento y baja en el sistema de garantías de origen 1030
4. Supervisión y auditoría de las instalaciones de producción 1036
5. Administración del sistema de garantías de origen 1038
6. Procedimiento de medición y calidad 1049
7. Reporte de actividad 1052
8. Gestión de reclamaciones. 1054
9. Procedimiento de comunicación 1055
10. El Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen (CSSGO) 1058
11. Documentación adicional de carácter público 1059

§ 61. Resolución de 3 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio 1060

de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio . . . . . .

Preámbulo 1060
Artículos 1061
Parte final 1061
ANEXO. Comunicación de inicio de la actividad como consumidor directo en mercado de gas natural 1061

§ 62. Resolución de 12 de abril de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para el mercado de gas natural. 1068

Preámbulo 1068
Artículos 1069
Parte final 1069
ANEXO. Procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática en el mercado del gas natural . 1069

§ 63. Orden TED/72/2023, de 26 de enero, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural 1074

Preámbulo 1074
Artículos 1076
Disposiciones adicionales 1080
Disposiciones finales 1080

§ 64. Resolución de 13 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases con la red de transporte o distribución de gas natural 1081

Preámbulo 1081
Artículos 1083
Parte final 1083
ANEXO. Procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de transporte o distribución de gas natural 1083
Disposiciones transitorias 1090
ANEXO. Modelo de declaración responsable 1092

§ 1

Nota del autor

Última modificación: 31 de marzo 2025

El Código del Gas es una compilación de las principales normas estatales vigentes relativas al sistema gasista, que pretende poner a disposición de los sujetos del sistema, de los operadores jurídicos y de los usuarios interesados en general un instrumento útil para conocer, mediante una fuente consolidada y permanentemente actualizada, la legislación estatal de aplicación general de este sector energético, cuya importancia ha crecido constantemente desde su liberalización en 1998.

La utilidad de la codificación de la legislación energética, caracterizada por su complejidad, por su dispersión normativa y por sus continuos cambios, resulta evidente, puesto que reunirla y sistematizarla en un Código Electrónico del Boletín Oficial del Estado (BOE), que puede actualizarse automáticamente, facilita su conocimiento, mitiga los inconvenientes de la dispersión normativa y garantiza su permanente actualización, reforzando la seguridad jurídica y la transparencia de este sector normativo.

También debe destacarse la oportunidad del momento de elaboración de este Código, puesto que el sistema de gas natural acaba de experimentar importantes transformaciones en su regulación como son la puesta en marcha de un mercado organizado de gas, conforme al modelo de la Unión Europea *European Gas Target Model*, en el que los sujetos del sistema pueden negociar en su plataforma los productos de entrega de gas en el Punto Virtual de Balance y en otros puntos locales del sistema para diferentes horizontes temporales, efectuando, al mismo tiempo, la contratación de capacidad independiente para entradas y salidas de gas en la red, así como la también reciente regulación del gas no convencional en España (*fracking*). Ambas novedades se recogen en sendos apartados del Código de Gas.

Como indica el título del Código, éste se circunscribe a la ordenación del suministro de gases combustibles por canalización, regulada en el Título IV (artículos 54 a 102) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y, en concreto, al sistema de gas natural.

Al plantearse la elaboración del Código del Gas, como experiencia piloto que podría extenderse posteriormente a la elaboración de otros códigos de los sectores energéticos, industriales y de las demás materias que son competencia del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), para que pudiera beneficiarse de la actualización automática que ofrece la colección de Códigos Electrónicos del BOE, se establecieron dos restricciones: no incluir normativa de la Unión Europea ni de las Comunidades Autónomas e incluir únicamente normativa que figure en la base de datos consolidada del BOE.

El Código agrupa la normativa actualizada de aplicación general en nueve apartados, ordenándola en cada uno de ellos en función de su rango normativo e importancia. El primer apartado se dedica a las normas estatales con rango de ley encabezados por los preceptos constitucionales más relacionados con la materia del Código y por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que es la ley cabecera de este grupo normativo,

actualizada con sus numerosas modificaciones. Dos apartados se dedican al suministro y a la tarifa de último recurso y otros dos a las regulaciones del acceso de terceros a las instalaciones y de la retribución de las actividades gasistas reguladas, recogiéndose también en otros dos apartados la normativa sobre la seguridad del suministro y sobre la regulación de las actividades gasistas, la autorización de las instalaciones y contratación del suministro, así como la normativa del mercado organizado de gas y de la fracturación hidráulica como ya se había indicado.

Sin embargo, el Código del Gas no contiene las normas de gestión técnica del sistema gasista y sus protocolos de detalle (NGTS), dado su carácter de normas técnicas de carácter operativo de un grado de detalle muy alto. Para facilitar su localización, así como la de otras disposiciones y resoluciones de inferior nivel relacionadas con la materia del Código, se proporcionan a continuación los enlaces a las sedes electrónicas del BOE y del MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO donde pueden ser consultadas:

BOE-A-2025-3873 Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial.

BOE-A-2022-19608 Resolución de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Normativa del sistema NGTS (miteco.gob.es)

ANEXO

Normativa Complementaria

A continuación, se consignan enlaces a los textos normativos que no se incluyen en el Código por tratarse de normativa no consolidada o por su vigencia temporal:

SEGURIDAD DEL SUMINISTRO

BOE-A-2023-2297 Orden TED/72/2023, de 26 de enero, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

TÁRIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

BOE-A-2024-19489 Resolución de 26 de septiembre de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

BOE-A-2024-27399 Resolución de 26 de diciembre de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

BOE-A-2025-6378 Resolución de 26 de marzo de 2025, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

ACCESO DE TERCEROS, PEAJES Y CÁNONES

BOE-A-2024-1190 Resolución de 16 de enero de 2024, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2024 y el 31 de marzo de 2025.

BOE-A-2024-8702 Resolución de 19 de abril de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano con la red de transporte o distribución.

BOE-A-2024-9928 Orden TED/463/2024, de 24 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relacionadas con el sector del gas natural.

RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES GASISTAS REGULADAS

BOE-A-2018-17607 Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019.

BOE-A-2019-18619 Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020.

BOE-A-2020-17346 Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.

BOE-A-2021-15777 Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022.

BOE-A-2022-15819 Orden TED/929/2022, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023.

BOE-A-2023-20179 Orden TED/1072/2023, de 26 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2024.

BOE-A-2024-19173 Orden TED/1013/2024, de 20 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2025.

REGULACIÓN DE ACTIVIDADES GASISTAS, AUTORIZACIÓN DE INSTALACIONES Y CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO

BOE-A-2024-8702 Resolución de 19 de abril de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano con la red de transporte o distribución.

§ 2

Constitución Española. [Inclusión parcial]

Cortes Generales
«BOE» núm. 311, de 29 de diciembre de 1978
Última modificación: 17 de febrero de 2024
Referencia: BOE-A-1978-31229

[. . .]

TÍTULO I

De los derechos y deberes fundamentales

[. . .]

CAPÍTULO SEGUNDO

Derechos y libertades

[. . .]

Sección 2.ª De los derechos y deberes de los ciudadanos

[. . .]

Artículo 38.

Se reconoce la libertad de empresa en el marco de la economía de mercado. Los poderes públicos garantizan y protegen su ejercicio y la defensa de la productividad, de acuerdo con las exigencias de la economía general y, en su caso, de la planificación.

CAPÍTULO TERCERO

De los principios rectores de la política social y económica

[. . .]

Artículo 45.

1. Todos tienen el derecho a disfrutar de un medio ambiente adecuado para el desarrollo de la persona, así como el deber de conservarlo.

2. Los poderes públicos velarán por la utilización racional de todos los recursos naturales, con el fin de proteger y mejorar la calidad de la vida y defender y restaurar el medio ambiente, apoyándose en la indispensable solidaridad colectiva.

3. Para quienes violen lo dispuesto en el apartado anterior, en los términos que la ley fije se establecerán sanciones penales o, en su caso, administrativas, así como la obligación de reparar el daño causado.

[. . .]

Artículo 51.

1. Los poderes públicos garantizarán la defensa de los consumidores y usuarios, protegiendo, mediante procedimientos eficaces, la seguridad, la salud y los legítimos intereses económicos de los mismos.
2. Los poderes públicos promoverán la información y la educación de los consumidores y usuarios, fomentarán sus organizaciones y oirán a éstas en las cuestiones que puedan afectar a aquéllos, en los términos que la ley establezca.
3. En el marco de lo dispuesto por los apartados anteriores, la ley regulará el comercio interior y el régimen de autorización de productos comerciales.

[. . .]

TÍTULO VII

Economía y Hacienda

Artículo 128.

1. Toda la riqueza del país en sus distintas formas y sea cual fuere su titularidad está subordinada al interés general.
2. Se reconoce la iniciativa pública en la actividad económica. Mediante ley se podrá reservar al sector público recursos o servicios esenciales, especialmente en caso de monopolio y asimismo acordar la intervención de empresas cuando así lo exigiere el interés general.

[. . .]

Artículo 131.

1. El Estado, mediante ley, podrá planificar la actividad económica general para atender a las necesidades colectivas, equilibrar y armonizar el desarrollo regional y sectorial y estimular el crecimiento de la renta y de la riqueza y su más justa distribución.
2. El Gobierno elaborará los proyectos de planificación, de acuerdo con las previsiones que le sean suministradas por las Comunidades Autónomas y el asesoramiento y colaboración de los sindicatos y otras organizaciones profesionales, empresariales y económicas. A tal fin se constituirá un Consejo, cuya composición y funciones se desarrollarán por ley.

Artículo 132.

1. La ley regulará el régimen jurídico de los bienes de dominio público y de los comunales, inspirándose en los principios de inalienabilidad, imprescriptibilidad e inembargabilidad, así como su desafectación.
2. Son bienes de dominio público estatal los que determine la ley y, en todo caso, la zona marítimo-terrestre, las playas, el mar territorial y los recursos naturales de la zona económica y la plataforma continental.
3. Por ley se regularán el Patrimonio del Estado y el Patrimonio Nacional, su administración, defensa y conservación.

[. . .]

TÍTULO VIII

De la Organización Territorial del Estado

[. . .]

CAPÍTULO TERCERO

De las Comunidades Autónomas

[. . .]

Artículo 149.

1. El Estado tiene competencia exclusiva sobre las siguientes materias:

1.ª La regulación de las condiciones básicas que garanticen la igualdad de todos los españoles en el ejercicio de los derechos y en el cumplimiento de los deberes constitucionales.

2.ª Nacionalidad, inmigración, emigración, extranjería y derecho de asilo.

3.ª Relaciones internacionales.

4.ª Defensa y Fuerzas Armadas.

5.ª Administración de Justicia.

6.ª Legislación mercantil, penal y penitenciaria; legislación procesal, sin perjuicio de las necesarias especialidades que en este orden se deriven de las particularidades del derecho sustantivo de las Comunidades Autónomas.

7.ª Legislación laboral; sin perjuicio de su ejecución por los órganos de las Comunidades Autónomas.

8.ª Legislación civil, sin perjuicio de la conservación, modificación y desarrollo por las Comunidades Autónomas de los derechos civiles, forales o especiales, allí donde existan. En todo caso, las reglas relativas a la aplicación y eficacia de las normas jurídicas, relaciones jurídico-civiles relativas a las formas de matrimonio, ordenación de los registros e instrumentos públicos, bases de las obligaciones contractuales, normas para resolver los conflictos de leyes y determinación de las fuentes del Derecho, con respeto, en este último caso, a las normas de derecho foral o especial.

9.ª Legislación sobre propiedad intelectual e industrial.

10.ª Régimen aduanero y arancelario; comercio exterior.

11.ª Sistema monetario: divisas, cambio y convertibilidad; bases de la ordenación de crédito, banca y seguros.

12.ª Legislación sobre pesas y medidas, determinación de la hora oficial.

13.ª Bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica.

14.ª Hacienda general y Deuda del Estado.

15.ª Fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica.

16.ª Sanidad exterior. Bases y coordinación general de la sanidad. Legislación sobre productos farmacéuticos.

17.ª Legislación básica y régimen económico de la Seguridad Social, sin perjuicio de la ejecución de sus servicios por las Comunidades Autónomas.

18.ª Las bases del régimen jurídico de las Administraciones públicas y del régimen estatutario de sus funcionarios que, en todo caso, garantizarán a los administrados un tratamiento común ante ellas; el procedimiento administrativo común, sin perjuicio de las especialidades derivadas de la organización propia de las Comunidades Autónomas; legislación sobre expropiación forzosa; legislación básica sobre contratos y concesiones administrativas y el sistema de responsabilidad de todas las Administraciones públicas.

19.ª Pesca marítima, sin perjuicio de las competencias que en la ordenación del sector se atribuyan a las Comunidades Autónomas.

20.ª Marina mercante y abanderamiento de buques; iluminación de costas y señales marítimas; puertos de interés general; aeropuertos de interés general; control del espacio aéreo, tránsito y transporte aéreo, servicio meteorológico y matriculación de aeronaves.

21.ª Ferrocarriles y transportes terrestres que transcurran por el territorio de más de una Comunidad Autónoma; régimen general de comunicaciones; tráfico y circulación de

vehículos a motor; correos y telecomunicaciones; cables aéreos, submarinos y radiocomunicación.

22.ª La legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una Comunidad Autónoma, y la autorización de las instalaciones eléctricas cuando su aprovechamiento afecte a otra Comunidad o el transporte de energía salga de su ámbito territorial.

23.ª Legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección. La legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias.

24.ª Obras públicas de interés general o cuya realización afecte a más de una Comunidad Autónoma.

25.ª Bases de régimen minero y energético.

26.ª Régimen de producción, comercio, tenencia y uso de armas y explosivos.

27.ª Normas básicas del régimen de prensa, radio y televisión y, en general, de todos los medios de comunicación social, sin perjuicio de las facultades que en su desarrollo y ejecución correspondan a las Comunidades Autónomas.

28.ª Defensa del patrimonio cultural, artístico y monumental español contra la exportación y la expoliación; museos, bibliotecas y archivos de titularidad estatal, sin perjuicio de su gestión por parte de las Comunidades Autónomas.

29.ª Seguridad pública, sin perjuicio de la posibilidad de creación de policías por las Comunidades Autónomas en la forma que se establezca en los respectivos Estatutos en el marco de lo que disponga una ley orgánica.

30.ª Regulación de las condiciones de obtención, expedición y homologación de títulos académicos y profesionales y normas básicas para el desarrollo del artículo 27 de la Constitución, a fin de garantizar el cumplimiento de las obligaciones de los poderes públicos en esta materia.

31.ª Estadística para fines estatales.

32.ª Autorización para la convocatoria de consultas populares por vía de referéndum.

2. Sin perjuicio de las competencias que podrán asumir las Comunidades Autónomas, el Estado considerará el servicio de la cultura como deber y atribución esencial y facilitará la comunicación cultural entre las Comunidades Autónomas, de acuerdo con ellas.

3. Las materias no atribuidas expresamente al Estado por esta Constitución podrán corresponder a las Comunidades Autónomas, en virtud de sus respectivos Estatutos. La competencia sobre las materias que no se hayan asumido por los Estatutos de Autonomía corresponderá al Estado, cuyas normas prevalecerán, en caso de conflicto, sobre las de las Comunidades Autónomas en todo lo que no esté atribuido a la exclusiva competencia de éstas. El derecho estatal será, en todo caso, supletorio del derecho de las Comunidades Autónomas.

[. . .]

§ 3

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 241, de 8 de octubre de 1998
Última modificación: 27 de junio de 2024
Referencia: BOE-A-1998-23284

JUAN CARLOS I

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente Ley.

EXPOSICION DE MOTIVOS

La presente Ley tiene por objeto renovar, integrar y homogeneizar la distinta normativa legal vigente en materia de hidrocarburos. Se pretende, por tanto, conseguir una regulación más abierta, en la que los poderes públicos salvaguarden los intereses generales a través de la propia normativa, limitando su intervención directa en los mercados cuando existan situaciones de emergencia. Esta regulación debe permitir, además, que la libre iniciativa empresarial amplíe su campo de actuación y la introducción en nuestro ordenamiento jurídico de realidades técnicas y mercantiles socialmente asumidas, pero carentes, en este momento, del encaje legal adecuado. Asimismo, paralelamente a esta apertura de la legislación debe profundizarse en los mecanismos de la información detallada por los agentes del mercado a las Administraciones competentes, para permitir la constatación de la consecución de los objetivos propuestos con la liberalización de los mercados.

La presente Ley persigue proporcionar un tratamiento integrado a una industria verticalmente articulada. Desde la producción de hidrocarburos en un yacimiento subterráneo hasta su consumo en el motor de un vehículo, en la calefacción de una vivienda o en un proceso industrial, se producen o pueden producirse una serie de transacciones económicas y de procesos físicos de transformación, tratamiento o simplemente de transporte que merecen una consideración global, puesto que forman parte de una actividad económica que, aunque segmentable, responde a una concepción integrada. Esta integración debe facilitar un tratamiento equilibrado de las diferentes actividades reguladas en esta Ley y permitir mantener una sustancial homogeneidad en la forma de abordar problemas similares.

A lo anterior se añade la preocupación de la Ley por la introducción de criterios de protección medioambiental que estarán presentes en las actividades objeto de la misma, desde el momento de su planificación. Así pues, se pretende reflejar la necesidad de

preservar y restaurar el medio ambiente como condición indispensable para mejorar la calidad de vida.

El primer bloque material que aborda la Ley es el relativo a la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos que han venido siendo reguladas por la Ley 21/1974, de 27 de junio. Las principales novedades que la presente Ley contiene son su adecuación al ordenamiento constitucional, la supresión de la reserva en favor del Estado, la regulación de los almacenamientos subterráneos, la creación de la figura del operador y, por último, el especial hincapié en las obligaciones de desmantelamiento de las instalaciones que los concesionarios deben asumir. Mientras que la adecuación constitucional es una necesidad que se explica por sí misma, la supresión de la reserva en favor del Estado responde a la necesidad de configurar tal Estado como regulador y no como ejecutor de unas determinadas actividades industriales. Ello no es óbice para que, si el Estado lo considera oportuno, pueda promover la investigación de un área concreta a través de la convocatoria de los correspondientes concursos. Tanto los almacenamientos subterráneos como la figura del operador son novedades que se incorporan a nuestro ordenamiento a partir de la observación de la realidad. Los almacenamientos subterráneos, carentes de regulación, constituyen un núcleo fundamental tanto de la seguridad del sistema de gas natural como de otros tipos de hidrocarburos. En cuanto al operador, es la entidad que actúa como responsable ante la Administración del conjunto de actividades desarrolladas en el ámbito de investigación y explotación de hidrocarburos cuando existe titularidad compartida.

El refino de petróleo y el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de productos petrolíferos se regulan desde una perspectiva de mayor liberalización, suprimiendo preexistentes autorizaciones para el ejercicio de la actividad por la mera autorización de instalaciones afectas a una actividad que por la naturaleza de los productos manejados requiere una especial atención. Tan sólo, como excepción, se mantiene la autorización de actividad para los operadores al por mayor que, en el conjunto del mercado de hidrocarburos líquidos, son responsables del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad, garantía básica del sistema.

El suministro de gases licuados del petróleo envasado también recibe el impulso liberalizador que esta Ley trata de extender a todo el sector de hidrocarburos. Se suprimen requisitos para el ejercicio de la actividad entre los cuales, la supresión de la obligatoriedad de distribución a domicilio quizá constituya el ejemplo más relevante.

La regulación del sector del gas trata de avanzar en la liberalización del sector y de recoger los avances habidos en nuestro país en esta industria desde la promulgación en 1987 de la Ley de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos, haciéndolo compatible con un desarrollo homogéneo y coherente del sistema gasista en todo el territorio nacional.

Sobre la base de la homogeneidad ya aludida como criterio que preside esta norma, se pretende también que la homogeneidad se mantenga en el enfoque básico dado al sistema de gas natural, en relación con el sistema eléctrico. Se trata en ambos casos de suministros que requieren conexiones físicas entre productores y consumidores. Al no tener sentido económico la duplicidad de estas interconexiones, el propietario de la red se configura como un monopolista del suministro. La separación entre la propiedad de la infraestructura de transporte y el servicio que dicha infraestructura presta y la progresividad en este proceso de separación son las dos herramientas que, al igual que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, la presente Ley utiliza para transformar el panorama de la industria del gas natural.

No obstante, la presente Ley recoge otras posibilidades técnicas de suministros a partir de combustibles gaseosos distintos del gas natural, dentro de los que, por su incidencia, cabe destacar los suministros de gases licuados del petróleo por canalización.

Además, aunque esta Ley es explícita en la intención de liberalizar total o parcialmente los precios de las transacciones mercantiles de los gases combustibles por canalización y especialmente las referidas al gas natural cuando haya señales suficientes en el mercado que lo hagan posible, se prevé que exista un régimen económico específico para estas mercancías, de forma que queden protegidos, desde el primer momento, los intereses tanto de consumidores como de futuros productores respecto de cualquier situación de poder de mercado.

Resulta, asimismo, necesario abordar tres aspectos genéricos de la Ley que suponen una cierta novedad en nuestro ordenamiento:

Se suprime en el sector del gas la consideración de servicio público. Se estima que el conjunto de las actividades reguladas en esta Ley no requieren de la presencia y responsabilidad del Estado para su desarrollo. No obstante, se ha mantenido para todas ellas la consideración de actividades de interés general que ya recogía la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de ordenación del sector petrolero.

A diferencia del sector eléctrico, cuyos suministros son considerados de carácter esencial, los suministros del sector de hidrocarburos tienen una especial importancia para el desenvolvimiento de la vida económica que supone que el Estado debe velar por su seguridad y continuidad y justifica las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que afectan a los productos petrolíferos y al gas.

Es necesario también hacer referencia a la Comisión Nacional de Energía que se crea en la presente Ley. La vinculación e interdependencia de los sectores energéticos, la similar problemática de algunos de ellos, especialmente, como se ha señalado, del gas natural y de la electricidad, y la progresiva interrelación empresarial en este ámbito económico recomiendan atribuir a un único órgano la regulación y vigilancia del mercado energético, para garantizar su transparencia y coordinar adecuadamente los criterios de resolución de los asuntos que conozca.

Por último, procede aclarar los criterios de distribución competencial seguidos con esta norma, que se declara de carácter básico en aquellos preceptos que así lo requieren. El artículo 149.1.25ª atribuye al Estado la competencia para dictar las bases del régimen minero y energético, previsión que se completa en el ámbito ejecutivo con lo previsto en el número 22 del mismo artículo que asigna al Estado la competencia sobre infraestructuras de transporte de energía cuando salgan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma. A lo anterior, se añade la jurisprudencia del Tribunal Constitucional en el ámbito material que nos ocupa, en especial la sentencia 24/1985, de 21 de febrero, y la más reciente sentencia 197/1996, de 28 de noviembre. En ambas sentencias se parte de una delimitación competencial basada en la consideración del mercado de hidrocarburos como único, que inevitablemente se ha de proyectar, como una unidad. Esto obliga a separarse del criterio de territorialidad y determinar para cada instalación su impacto sobre un mercado global. Esta Ley respeta las competencias de las Comunidades Autónomas en todo lo referente a la distribución de hidrocarburos y las hace partícipes en los aspectos más generales de planificación y ordenación del sector.

TITULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y ámbito de la Ley.*

1. La presente Ley tiene por objeto regular el régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

2. Se consideran incluidas en el ámbito de aplicación de la presente Ley las siguientes actividades:

a) La exploración, investigación y explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos.

b) El comercio exterior, refino, transporte, almacenamiento y distribución de crudo de petróleo y productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo.

c) La adquisición, producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización.

3. Las actividades destinadas al suministro de hidrocarburos líquidos y gaseosos se ejercerán bajo los principios de objetividad, transparencia y libre competencia.

Artículo 2. *Régimen de actividades.*

1. A los efectos del artículo 132.2 de la Constitución tendrán la consideración de bienes de dominio público estatal, los yacimientos de hidrocarburos y almacenamientos subterráneos existentes en el territorio del Estado y en el subsuelo del mar territorial y de los fondos marinos que estén bajo la soberanía del Reino de España conforme a la legislación vigente y a los convenios y tratados internacionales de los que sea parte.

2. Se reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades a que se refieren los Títulos III y IV de la presente Ley.

Estas actividades se ejercerán garantizando el suministro de productos petrolíferos y de gas por canalización a los consumidores demandantes dentro del territorio nacional y tendrán la consideración de actividades de interés económico general. Respecto de dichas actividades, las Administraciones públicas ejercerán las facultades previstas en la presente Ley.

Artículo 3. *Competencias de las autoridades reguladoras.*

1. Corresponde al Gobierno, en los términos establecidos en la presente Ley:

a) Ejercer las facultades de planificación en materia de hidrocarburos.

b) Establecer la regulación básica correspondiente a las actividades a que se refiere la presente Ley.

c) Determinar las tarifas de último recurso en aquellos casos en los que la presente Ley así lo establezca y fijar los tipos y precios de servicios asociados al suministro que se determinen reglamentariamente.

d) Establecer los requisitos mínimos de calidad y seguridad que han de regir el suministro de hidrocarburos.

e) Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de los almacenamientos subterráneos básicos, así como aprobar los valores de los cánones de acceso a dichas instalaciones. Determinar la metodología, los parámetros, la base de activos y las cuantías de la retribución de los almacenamientos subterráneos.

f) Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cargos que correspondan en relación a los costes de las instalaciones de gas natural no asociadas con el uso de las mismas, así como aprobar los valores de dichos cargos.

2. Corresponde a la Administración General del Estado, en los términos establecidos en la presente Ley:

a) Otorgar las autorizaciones de exploración y permisos de investigación a que se refiere el Título II, cuando afecte al ámbito territorial de más de una Comunidad Autónoma. Asimismo, otorgar las concesiones de explotación a que se refiere el citado Titulo de la presente Ley.

b) Otorgar autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación en las zonas de subsuelo marino a que se refiere el Título II de la presente Ley. Asimismo, otorgar las autorizaciones de exploración y permisos de investigación cuando su ámbito comprenda a la vez zonas terrestres y del subsuelo marino.

c) Autorizar las instalaciones que integran la red básica de gas natural, así como aquellas otras instalaciones de transporte secundario y de distribución, a que se refiere la presente Ley, cuando salgan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma. Asimismo, informará, con carácter vinculante, las autorizaciones de aquellas instalaciones de la red de transporte secundario que sean competencia de las Comunidades Autónomas. Dicho informe hará referencia explícita a las condiciones a aplicar en el procedimiento de adjudicación.

d) Autorizar a los comercializadores de gas natural cuando su ámbito de actuación vaya a superar el territorio de una Comunidad Autónoma.

e) **(Derogada)**

f) Impartir, en el ámbito de su competencia, instrucciones relativas a la ampliación, mejora y adaptación de las infraestructuras de transporte y distribución de hidrocarburos en garantía de una adecuada calidad y seguridad en el suministro de energía.

g) Inspeccionar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las condiciones técnicas y, en su caso, económicas, que resulten exigibles.

h) Inspeccionar el cumplimiento del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de los operadores al por mayor que resulten obligados.

i) Sancionar, de acuerdo con la Ley, la comisión de las infracciones establecidas en la presente Ley en el ámbito de su competencia.

3. Sin perjuicio de las competencias atribuidas a los diferentes órganos de defensa de la competencia, corresponderán a la Comisión Nacional de Energía, además de las funciones que tenga atribuidas en la legislación vigente, las funciones del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la presente Ley.

4. **(Suprimido)**

5. La Administración General del Estado podrá celebrar convenios de colaboración con las Comunidades Autónomas para conseguir una gestión más eficaz de las actuaciones administrativas relacionadas con las instalaciones a que se refiere la presente Ley.

Artículo 4. *Planificación en materia de hidrocarburos.*

1. La planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a las instalaciones integrantes de la red básica de gas natural, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, a las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos líquidos y de almacenamiento básico de gas natural, a las instalaciones de transporte secundario y a la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor, teniendo en estos casos carácter obligatorio para la garantía de suministro de hidrocarburos.

Para el reconocimiento de la retribución de instalaciones de gas natural sujetas a planificación obligatoria, será requisito indispensable que hayan sido incluidas en la planificación a que se refiere el párrafo anterior.

2. La planificación en materia de hidrocarburos, será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados.

3. Dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos:

a) Previsión de la demanda de productos derivados del petróleo y de gas natural a lo largo del período contemplado.

b) Estimación de los abastecimientos de productos petrolíferos necesarios para cubrir la demanda prevista bajo criterios de calidad, seguridad del suministro, diversificación energética, mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

c) Previsiones relativas a las instalaciones de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos de acuerdo con la previsión de su demanda, con especial atención de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas.

d) Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.

e) Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional.

f) Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del sistema gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.

g) Establecimiento de criterios generales para determinar un número mínimo de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor en función de la densidad, distribución y características de la población y, en su caso, la densidad de circulación de vehículos.

h) Los criterios de protección medioambiental que deben informar las actividades objeto de la presente Ley.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará los planes de inversión de los gestores de red de transporte, evaluando dichos planes, en particular en lo referente a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito comunitario mencionado en el artículo 8, apartado 3, letra b) del Reglamento (CE) n.º 714/2009, pudiendo incluir recomendaciones para su modificación.

Artículo 5. *Coordinación con planes urbanísticos y de infraestructuras viarias.*

1. La planificación de instalaciones de transporte de gas y de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos, así como los criterios generales para el emplazamiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor, deberán tenerse en cuenta en el correspondiente instrumento de ordenación del territorio, de ordenación urbanística o de planificación de infraestructuras viarias según corresponda, precisando las posibles instalaciones, calificando adecuadamente los terrenos y estableciendo las reservas de suelo necesarias para la ubicación de las nuevas instalaciones y la protección de las existentes.

La planificación de instalaciones a que se refiere la letra g) del número 3 del artículo 4 también será tomada en consideración en la planificación de carreteras.

2. En los casos en los que no se haya tenido en cuenta la planificación de dichas instalaciones en instrumentos de ordenación o de planificación descritos en el apartado anterior, o cuando razones justificadas de urgencia o excepcional interés para el suministro de productos petrolíferos o gas natural aconsejen el establecimiento de las mismas, y siempre que en virtud de lo establecido en otras Leyes resultase preceptivo un instrumento de ordenación del territorio o urbanístico según la clase del suelo afectado, se estará a lo dispuesto en la legislación sobre régimen del suelo y ordenación del territorio que resulte aplicable.

> Téngase en cuenta que el apartado 2 queda derogado, en lo que resulte aplicable a las instalaciones de la red básica de transporte de gas natural, según establece la disposición derogatoria única.d) de la Ley 13/2002, de 23 de mayo. Ref. BOE-A-2003-10463

3. Las restricciones previstas en los instrumentos de ordenación o de planificación descritos en el apartado anterior que afecten a las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos no podrán tener carácter genérico y deberán estar motivadas.

Artículo 6. *Otras autorizaciones.*

1. Las autorizaciones, permisos y concesiones objeto de la presente Ley lo serán sin perjuicio de aquellas otras autorizaciones que los trabajos, construcciones e instalaciones necesarios para el desarrollo objeto de las mismas pudieran requerir por razones fiscales, de ordenación del territorio y urbanismo, de protección del medio ambiente, de protección de los recursos marinos vivos, exigencia de la correspondiente legislación sectorial o seguridad para personas y bienes.

2. En lo referente a la seguridad y calidad industriales de los elementos técnicos y materiales para las instalaciones objeto de la presente Ley, se estará a lo dispuesto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, y demás disposiciones aplicables en la materia.

3. Cuando los trabajos, construcciones e instalaciones objeto de la presente Ley estén ubicadas o tengan que realizarse dentro de las zonas e instalaciones de interés para la defensa nacional, se requerirá autorización del Ministerio de Defensa, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 8/1975, de 12 de marzo, de zonas e instalaciones de interés para la defensa nacional, y su normativa de desarrollo.

TITULO II

Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos

CAPITULO I

Disposiciones generales

Artículo 7. *Actividades objeto de regulación.*

El presente Título establece el régimen jurídico de:

a) La exploración, investigación y explotación de los yacimientos de hidrocarburos.
b) La exploración, investigación y explotación de los almacenamientos subterráneos para hidrocarburos.
c) Las actividades de transporte, almacenamiento y manipulación industrial de los hidrocarburos obtenidos, cuando sean realizadas por los propios investigadores o explotadores de manera accesoria y mediante instalaciones anexas a las de producción.

Artículo 8. *Titulares.*

1. Las personas jurídicas, públicas o privadas podrán realizar cualquiera de las actividades a que se refiere este Título, mediante la obtención de las correspondientes autorizaciones, permisos y concesiones.
Las autorizaciones, permisos y concesiones a que se refiere el presente artículo serán otorgados de acuerdo con los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.
2. Los permisos de investigación y las concesiones de explotación sólo podrán ser otorgados, individualmente o en titularidad compartida, a sociedades mercantiles que acrediten su capacidad técnica y financiera para llevar a cabo las operaciones de investigación y, en su caso, de explotación de las áreas solicitadas.
Las sociedades mercantiles a que se hace referencia en el párrafo anterior deberán incluir en su objeto social la realización de actividades de exploración, investigación o explotación de hidrocarburos o de almacenamientos subterráneos.
3. En el caso de titularidad compartida de permisos de investigación o concesiones de explotación, el conjunto de titulares deberá designar a uno de ellos como operador, sin perjuicio de su responsabilidad solidaria frente a la Administración por todas las obligaciones que de ellos se deriven.
El operador será el representante del conjunto de titulares ante la Administración a los efectos de presentación de documentación, gestión de garantías y responsabilidades técnicas de las labores de prospección, evaluación y explotación.

Artículo 9. *Régimen jurídico de las actividades.*

1. La autorización de exploración faculta a su titular para la realización de trabajos de exploración en áreas libres, entendiendo por tales aquellas áreas geográficas sobre las que no exista un permiso de investigación o una concesión de explotación en vigor.
2. El permiso de investigación faculta a su titular para investigar, en exclusiva, en la superficie otorgada la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos para los mismos, en las condiciones establecidas en la normativa vigente y en el plan de investigación previamente aprobado. El otorgamiento de un permiso de investigación confiere al titular el derecho, en exclusiva, a obtener concesiones de explotación, en cualquier momento del plazo de vigencia del permiso, sobre la misma área, previo cumplimiento de las condiciones a que se refiere el Capítulo III del presente Título.
3. La concesión de explotación faculta a su titular para realizar el aprovechamiento de los recursos descubiertos, bien por extracción de los hidrocarburos, bien por la utilización de las estructuras como almacenamiento subterráneo de cualquier tipo de aquéllos, así como proseguir los trabajos de investigación en el área otorgada.
El titular de una concesión de explotación tendrá derecho a las autorizaciones pertinentes para la construcción y utilización de las instalaciones que sean necesarias para

el desarrollo de su actividad, siempre que se ajusten a la legislación vigente y al plan de explotación previamente aprobado.

4. Con carácter previo a la iniciación de los trabajos de exploración, investigación, explotación o almacenamiento de hidrocarburos se deberá constituir un seguro de responsabilidad civil a fin de responder de posibles daños a personas o bienes, como consecuencia de las actividades a desarrollar de acuerdo con lo que se establezca reglamentariamente teniendo en cuenta su naturaleza.

5. En el desarrollo de los trabajos a ejecutar en el marco de los títulos señalados en este artículo podrán aplicarse métodos geofísicos y geoquímicos de prospección, perforación de sondeos verticales o desviados con eventual aplicación de técnicas habituales en la industria, entre ellas, la fracturación hidráulica, la estimulación de pozo así como técnicas de recuperación secundaria y aquéllos otros métodos aéreos, marinos o terrestres que resulten necesarios para su objeto.

6. Todas las coordenadas geográficas que figuren en las correspondientes delimitaciones de permisos de investigación y de concesiones de explotación de hidrocarburos se definirán a partir del sistema geodésico de referencia oficial en España.

Artículo 10. *Inversión por no nacionales.*

A los efectos de este Título la inversión de capital por personas jurídicas domiciliadas en el extranjero será libre, debiendo ajustarse a lo dispuesto en la normativa vigente sobre inversiones extranjeras.

Artículo 11. *Transmisibilidad de permisos de investigación y concesiones de explotación.*

La transmisión total o parcial de permisos de investigación y concesiones de explotación, así como los convenios de colaboración que los titulares de los mismos lleven a cabo para el desarrollo de sus actuaciones, estarán sometidos a la autorización de la Administración competente previa acreditación de los requisitos exigidos para ser titular de los mismos.

Artículo 12. *Obligación de información.*

1. Los titulares de autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación estarán obligados a proporcionar al órgano competente que los hubiese otorgado la información que le solicite respecto a las características del yacimiento y a los trabajos, producciones e inversiones que realicen, así como los informes geológicos y geofísicos referentes a sus autorizaciones, permisos y concesiones, así como los demás datos que reglamentariamente se determinen.

2. En el supuesto de autorizaciones de exploración, el carácter confidencial se mantendrá durante el plazo de siete años desde la fecha de terminación de los trabajos de campo. Asimismo, en el supuesto de permisos de investigación y concesiones de explotación, la información obtenida tendrá carácter confidencial durante el periodo de vigencia de los mismos.

3. La documentación técnica generada por programas de prospección en autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación deberá ser remitida a la Administración General del Estado para su incorporación al Archivo Técnico de Hidrocarburos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y además, en su caso, a la Comunidad Autónoma que los hubiera otorgado.

CAPITULO II

De la exploración e investigación

Artículo 13. *Actividades libres.*

La exploración superficial terrestre de mero carácter geológico podrá efectuarse libremente en todo el territorio nacional.

Artículo 14. *Autorizaciones de exploración.*

1. El Ministerio de Industria y Energía, o el órgano competente de la Comunidad Autónoma cuando afecte a su ámbito territorial, podrá autorizar en áreas libres trabajos de exploración de carácter geofísico u otros que no impliquen la ejecución de perforaciones profundas definidas así reglamentariamente.

2. Los solicitantes de autorizaciones de exploración deberán acreditar los siguientes extremos en los términos que en las correspondientes normativas de desarrollo se establezcan:

a) Capacidad legal, técnica y financiera del solicitante.

b) Programa de exploración, con indicación de las técnicas a emplear y medidas de protección medioambiental.

c) Situación de los lugares donde se vaya a acometer el plan de exploración.

3. En ningún caso se autorizarán estas exploraciones con carácter de monopolio ni crearán derechos exclusivos.

Artículo 15. *Permisos de investigación.*

1. Los permisos de investigación se otorgarán por el Gobierno o por los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas cuando afecte a su ámbito territorial y conferirán el derecho exclusivo de investigar las áreas a que vayan referidas durante un período de seis años.

Con carácter excepcional, este período podrá ser prorrogado, a petición del interesado, por un plazo de tres años. El otorgamiento de prórroga supondrá la reducción de la superficie original del permiso en un 50 por 100 y estará condicionada al cumplimiento por el titular del permiso de las obligaciones establecidas para el primer período de vigencia.

2. Con carácter general las superficies de los permisos de investigación tendrán un mínimo de 10.000 hectáreas y un máximo de 100.000 hectáreas.

Reglamentariamente, se determinará en qué casos la superficie del permiso de investigación podrá quedar fuera del rango establecido en el párrafo anterior.

3. Las superficies de los permisos se delimitarán por coordenadas geográficas, admitiéndose en cada permiso de investigación desviaciones hasta del 4 por 100 de los límites máximos establecidos.

Artículo 16. *Solicitud y registro.*

1. El permiso de investigación se solicitará al Ministerio de Industria y Energía o al órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma cuando afecte a su ámbito territorial. En el citado Ministerio deberá haber un Registro Público Especial, sin perjuicio de los posibles registros territoriales, en el que se hará constar la identidad del solicitante, el día de presentación, el número de orden que haya correspondido a la solicitud y las demás circunstancias.

Las Comunidades Autónomas tendrán la obligación de comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la información relativa a los permisos de investigación solicitados a las Comunidades Autónomas y a los otorgados por éstas de acuerdo con el procedimiento que reglamentariamente se determine.

2. El solicitante del permiso de investigación deberá presentar al menos la siguiente documentación con el alcance que se establezca en la correspondiente normativa de desarrollo:

a) Acreditación de la capacidad legal, técnica y económico financiera del solicitante.

b) Superficie del permiso de investigación que se delimitará por sus coordenadas geográficas.

c) Plan de investigación, que comprenderá el programa de trabajos, el plan de inversiones, las medidas de protección medioambientales y el plan de restauración.

d) Acreditación de constitución de la garantía a que se refiere el artículo 21 de la presente Ley.

Artículo 17. *Ofertas en competencia.*

1. Recibida la solicitud en el correspondiente Registro, el órgano competente comprobará si el solicitante reúne los requisitos exigidos en este Título.

2. En el caso de que el solicitante no reúna dichos requisitos, se denegará la solicitud. Si los cumple, se ordenará la publicación en el Boletín Oficial del Estado y además, en su caso, en el Boletín Oficial de la Comunidad Autónoma competente para el otorgamiento, de un anuncio en el que se publique el nombre del solicitante y la delimitación de la superficie, a fin de que en el plazo de dos meses puedan presentarse ofertas en competencia o de que puedan formular oposición quienes se consideren perjudicados en su derecho.

Artículo 18. *Procedimiento de adjudicación.*

1. Reglamentariamente se establecerá la documentación, forma y plazos para la presentación de ofertas en competencia, procedimiento de adjudicación del permiso e inversiones mínimas a realizar en cada período de vigencia.

2. La resolución sobre el otorgamiento del permiso de investigación se adoptará por Real Decreto o en la forma que cada Comunidad Autónoma establezca para los correspondientes a su ámbito territorial, debiendo resolver expresamente las eventuales oposiciones que se hubieran formulado.

3. En la resolución de otorgamiento se fijarán los trabajos mínimos que deberán realizar los adjudicatarios de los permisos, incluidas las labores de protección medioambiental, hasta el momento de su extinción o de la renuncia a los mismos.

Artículo 19. *Concurrencia de solicitudes.*

En el caso de concurrencia de dos o más solicitudes sobre la misma área, los nuevos solicitantes deberán acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o, en su caso, ante el órgano competente de la Comunidad Autónoma.

Reglamentariamente, se regularán los criterios de valoración en el caso de ofertas en competencia teniendo en cuenta, entre otros, la mayor cuantía de las inversiones, rapidez de ejecución del programa de inversión y la prima ofrecida por encima del valor del canon de superficie para los permisos de investigación y concesiones de explotación que se establecen en la Disposición adicional primera de la presente Ley.

Asimismo, reglamentariamente se establecerá el procedimiento de adjudicación de ofertas en competencia en el caso de demasías.

Artículo 20. *Concurso para áreas no concedidas.*

El Consejo de Ministros, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio o, en su caso, los órganos de Gobierno de las Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus competencias y cuando lo consideren necesario para obtener la oferta que mejor convenga al interés general, podrán abrir concurso sobre determinadas áreas no concedidas ni en tramitación mediante anuncio publicado en el Boletín Oficial del Estado y además en el Boletín Oficial de la Comunidad Autónoma en el caso de los concursos convocados por una Comunidad Autónoma, adjudicándolas al concursante que, reuniendo los requisitos exigidos, ofrezca las mejores condiciones.

Artículo 21. *Garantía.*

1. La garantía exigida en el artículo 16 se fijará en función del plan de inversiones y del plan de restauración presentados por el solicitante y responderá al cumplimiento de las obligaciones de inversión, fiscales, de la Seguridad Social y de restauración y otras obligaciones derivadas de los permisos de investigación.

2. La garantía que deba constituirse a favor de la Administración actuante consistirá en alguna de las previstas en el artículo 3 del Reglamento de la Caja General de Depósitos, aprobado por el Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, o norma autonómica que, en su caso, corresponda.

3. El valor de la garantía exigida se fijará reglamentariamente y se actualizará de forma periódica para los nuevos permisos y concesiones otorgados, considerando principalmente los valores de mercado de las operaciones en el sector.

4. El titular o el operador de cada permiso de investigación o concesión de explotación será responsable de la presentación y mantenimiento, ante el Ministerio de Industria y Energía o el órgano correspondiente de la Comunidad Autónoma, en los permisos de su ámbito territorial, del 100 por 100 de la garantía.

5. En caso de denegación o renuncia del permiso o de extinción del mismo, siempre que el titular haya cumplido sus obligaciones, el depósito será devuelto al interesado o la garantía dejada sin efecto en los plazos que reglamentariamente se determinen.

6. En el caso de que se ejecute total o parcialmente la garantía por incumplimiento de las obligaciones a que se refiere el apartado 1 de este artículo, el titular vendrá obligado a reponer aquélla dentro del plazo que al efecto se señale en el Reglamento y en el supuesto de incumplimiento el permiso quedará anulado.

Artículo 22. *Desarrollo de labores y trabajos.*

1. El titular de un permiso de investigación estará obligado a desarrollar el programa de trabajo y las inversiones dentro de los plazos que se especifiquen en las resoluciones de otorgamiento del órgano competente. Asimismo, estará obligado a presentar anualmente los planes de labores de acuerdo con lo que se establezca reglamentariamente.

2. El órgano competente podrá modificar, en las condiciones que reglamentariamente se determinen, los plazos a que se refiere el apartado 1 de este artículo, el programa de trabajos y el plan de inversiones, e incluso transferir obligaciones del plan de inversiones de unos permisos a otros, previa renuncia de los primeros.

3. El titular de un permiso de investigación que descubriera hidrocarburos estará obligado a informar sobre ello a la Administración que hubiese concedido el permiso de investigación y, en todo caso, al Ministerio de Industria y Energía, y podrá utilizarlos en la medida que exijan las operaciones propias de la investigación y en cualquiera de las zonas que le hayan sido o le sean adjudicadas.

Artículo 23. *Concurrencia de derechos mineros.*

1. Podrán otorgarse permisos de investigación de hidrocarburos aun en los casos en que sobre la totalidad o parte de la misma área existan otros derechos mineros otorgados de acuerdo con la normativa que resulte aplicable.

2. El otorgamiento de permisos de investigación con arreglo a la presente Ley no impedirá la atribución sobre las mismas áreas de autorizaciones, permisos o concesiones relativos a otros yacimientos minerales y demás recursos geológicos.

3. Reglamentariamente se determinará el modo de resolver las incidencias que puedan presentarse por coincidir en una área permisos de investigación o concesiones de explotación de hidrocarburos y de otras sustancias minerales y demás recursos geológicos. En el caso de que las labores sean incompatibles, definitiva o temporalmente, el Ministerio de Industria y Energía o el órgano competente de la Comunidad Autónoma, si ambas actividades han de desarrollarse dentro de su ámbito territorial, resolverá sobre la sustancia o recurso cuya explotación resulte de mayor interés. El titular a quien se le conceda la prioridad habrá de abonar a aquél a quien se le deniegue la indemnización que proceda por los perjuicios que se le ocasionen. Si la incompatibilidad fuere temporal, las labores suspendidas podrán reanudarse una vez desaparecida aquélla.

CAPITULO III

De la explotación

Artículo 24. *Derechos de los titulares de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos.*

1. La concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos confiere a sus titulares el derecho a realizar en exclusiva la explotación del yacimiento de hidrocarburos en las

áreas otorgadas por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez.

2. Los titulares de una concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos tendrán derecho a continuar las actividades de investigación en dichas áreas y a la obtención de autorizaciones para las actividades previstas en este Título.

3. Los titulares de una concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos podrán vender libremente los hidrocarburos obtenidos.

Artículo 24 bis. *Derechos de los titulares de las concesiones de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos.*

1. Los titulares de una concesión de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos tendrán derecho a almacenar hidrocarburos de producción propia o propiedad de terceros en el subsuelo del área otorgada y se otorgará por un período de treinta años, prorrogable por dos períodos sucesivos de diez años. Asimismo, podrán realizar actividades de investigación de dichos almacenamientos.

2. Si por razones técnicas se requiere la extracción de hidrocarburos existentes en la estructura subterránea objeto de la concesión de almacenamiento subterráneo, los titulares de la misma podrán proceder a la extracción de los hidrocarburos de acuerdo con las condiciones establecidas en el otorgamiento de la concesión.

Artículo 25. *Solicitud de una concesión de explotación.*

1. Los solicitantes de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos o de almacenamientos subterráneos, en los términos que reglamentariamente se establezcan, deberán presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la siguiente documentación:

a) Memoria técnica detallando la situación, extensión y datos técnicos de la concesión que justifiquen su solicitud.

b) Plan general de explotación, programa de inversiones, estudio de impacto ambiental y, en su caso, estimación de reservas recuperables y perfil de producción.

c) Plan de desmantelamiento y abandono de las instalaciones una vez finalizada la explotación del yacimiento o del almacenamiento subterráneo, así como recuperación del medio.

d) Resguardo acreditativo de la garantía constituida por el solicitante en la Caja General de Depósitos.

2. El Gobierno autorizará, previo informe de la Comunidad Autónoma afectada, el otorgamiento de la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos o de almacenamientos subterráneos mediante Real Decreto. El Real Decreto fijará las bases del plan de explotación propuesto, el seguro de responsabilidad civil que habrá de ser suscrito obligatoriamente por el titular de la concesión y la provisión económica de desmantelamiento. Cuando razones de interés general lo aconsejen, el plan de explotación podrá ser modificado por Real Decreto, previo informe de la Comunidad Autónoma afectada.

No obstante lo establecido en el párrafo anterior, cuando la concesión de explotación se refiera a almacenamientos subterráneos de gas natural que por sus características no tengan la condición de almacenamientos básicos, la autorización del Gobierno deberá realizarse previo informe favorable de la Comunidad Autónoma afectada.

3. Tres meses antes del comienzo de cada año natural, el concesionario presentará para su aprobación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un plan anual de labores que se ajustará al plan de explotación en vigor.

4. Si venciese el plazo de un permiso de investigación antes de haberse otorgado la concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos o de almacenamiento subterráneo solicitada, el permiso de investigación se entenderá prorrogado hasta la resolución del expediente de concesión.

Artículo 26. *Superficie afecta y no afecta a una concesión de explotación.*

1. Las superficies que sean objeto de concesión de explotación podrán tener la forma que solicite el peticionario, pero habrán de quedar definidas por la agrupación de cuadriláteros de un minuto de lado, en coincidencia con minutos enteros de latitud y longitud, adosados al menos por uno de sus lados.

2. La superficie de una concesión de explotación se adaptará a las dimensiones mínimas que sean necesarias para su protección.

3. La parte de la superficie afecta a un permiso de investigación que no resulte cubierta por las concesiones de explotación otorgadas podrá seguir dedicándose a actividades de investigación hasta el límite del periodo de vigencia del permiso.

Artículo 27. *Condiciones y garantía.*

1. Los concesionarios en sus labores de explotación deberán cumplir las condiciones y requisitos técnicos que se determinen reglamentariamente.

2. La garantía a la que se refiere el artículo 25 para una concesión de explotación se fijará en función del programa de inversiones presentado por el solicitante y responderá al cumplimiento de las obligaciones fiscales, de la Seguridad Social, de desmantelamiento y de recuperación, y otras obligaciones derivadas de las concesiones de explotación.

Artículo 28. *Prórroga de las concesiones de explotación.*

1. Las prórrogas de concesiones de explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 24 y 24 bis de esta Ley, se solicitarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. Para la solicitud de prórroga por parte del titular de una concesión será condición necesaria que se hayan cumplido las obligaciones comprometidas en el período de vigencia anterior y mantenga su actividad de acuerdo con su plan de explotación. Reglamentariamente, se regulará el procedimiento de solicitud y otorgamiento de las prórrogas de una concesión de explotación de yacimientos o de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos.

Artículo 29. *Reversión de instalaciones.*

1. La anulación o extinción de una concesión de explotación dará lugar a su inmediata reversión al Estado que podrá exigir al titular el desmantelamiento, de las instalaciones de explotación.

En el caso de que no se solicite el desmantelamiento revertirán gratuitamente al Estado los pozos, equipos permanentes de explotación y de conservación de aquellos y cualesquiera obras estables de trabajo incorporadas de modo permanente a las labores de explotación.

2. La Administración podrá autorizar al titular de una concesión de explotación y a solicitud de éste, la utilización de las instalaciones de cualquier clase y obras estables situadas dentro de la concesión de explotación e incorporadas de modo permanente a las labores de explotación y que, conforme a lo dispuesto en este artículo, reviertan al Estado, si al tiempo de la reversión estuvieran utilizándose para el servicio de concesiones de explotación o permisos de investigación del mismo titular, en las condiciones que se establezcan reglamentariamente.

Artículo 29 bis. *Adaptación de concesiones de explotación.*

Reglamentariamente se establecerá el procedimiento de adaptación de una concesión de explotación de recursos naturales o de una concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos a una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.

CAPITULO IV

De la autoridad y jurisdicción

Artículo 30. *Jurisdicción.*

Los titulares de autorizaciones de exploración, permisos de investigación o concesiones de explotación se someterán en cuantas cuestiones se susciten en relación con los mismos, a las leyes y tribunales españoles.

Artículo 31. *Inspección administrativa.*

1. El Ministerio de Industria y Energía, o el órgano competente de la Comunidad Autónoma en los permisos de investigación que otorgue cuando afecte a su ámbito territorial, podrá, en cualquier momento, inspeccionar todos los trabajos y actividades regulados en este Título, para comprobar el cumplimiento de las obligaciones que resulten exigibles a los titulares.

2. El Ministerio de Industria y Energía, o el órgano competente de la Comunidad Autónoma en las autorizaciones y permisos de investigación que otorgue cuando afecte a su ámbito territorial, podrá solicitar la presentación por los titulares de permisos y concesiones de las cuentas anuales, pudiendo exigirse que las cuentas estén debidamente auditadas, así como la práctica de auditorías complementarias sobre aquellos extremos que se consideren necesarios de la actividad de explotación de hidrocarburos en territorio nacional de la empresa de que se trate.

Artículo 32. *Actividades en el subsuelo marino.*

Las actividades objeto de este título que se realicen en el subsuelo del mar territorial y en los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional se regirán por esta ley, por la legislación vigente de costas, mar territorial, zona económica exclusiva y plataforma continental, y por los acuerdos y convenciones internacionales de los que el Reino de España sea parte.

Cuando se produzcan actividades en esos ámbitos, incidan o no en zonas terrestres, se requerirá informe previo de la comunidad autónoma afectada en el procedimiento de concesión de explotación de yacimientos y de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos.

CAPITULO V

De la anulabilidad, caducidad y extinción

Artículo 33. *Anulabilidad de autorizaciones, permisos y concesiones.*

1. Las autorizaciones, permisos y concesiones a que se refiere el presente Título serán nulos cuando se otorguen contraviniendo lo dispuesto en la presente Ley.

2. Los permisos y concesiones que se superpongan a otros ya otorgados serán nulos. La nulidad sólo afectará a la extensión superpuesta cuando quede en el resto del permiso o concesión área suficiente para que se cumplan las condiciones exigidas en este Título.

Artículo 34. *Extinción.*

1. Las autorizaciones, permisos y concesiones regulados en el presente Título se extinguirán:

a) Por incumplimiento de las condiciones de su otorgamiento.

b) Por caducidad al vencimiento de sus plazos.

c) Por renuncia total o parcialmente del titular, una vez cumplidas las condiciones en que fueron otorgados.

d) Por la disolución o la liquidación de la empresa titular.

e) Por cualesquiera otras causas establecidas por las leyes.

2. Al extinguirse un permiso o concesión se devolverá a su titular la garantía o la parte de ésta que corresponda en el caso de extinción parcial, salvo que proceda su ejecución de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 de la presente Ley.

3. Cuando una concesión de explotación se extinga por vencimiento de su plazo y sea objeto de concurso para su ulterior adjudicación, tendrá preferencia para adquirirla, en igualdad de condiciones, el concesionario cesante.

Artículo 35. *Paralización del expediente.*

1. Cuando por causa imputable al solicitante se paralice la tramitación de un expediente, la autoridad competente advertirá a éste que, transcurridos tres meses, se producirá la caducidad del mismo, y en el caso de que se trate de un permiso de investigación o concesión de explotación, como de sus prórrogas, el titular perderá a favor de la Administración competente la fianza o garantía depositada.

2. Cuando la paralización del expediente o suspensión de trabajos se produzca por causas no imputables al titular, el permiso o concesión se prolongará por el plazo de duración de aquélla. Durante dicho periodo de paralización o suspensión no será exigible canon ni tasa algunos ni el mantenimiento del plan de inversiones previsto en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

Artículo 35 bis. *Régimen del silencio administrativo y de las notificaciones.*

1. En los procedimientos iniciados a solicitud del interesado que versen sobre materias reguladas en el presente título, el vencimiento del plazo máximo sin que les haya sido notificada la resolución expresa que les ponga término legitimará al interesado o interesados que hubieran deducido la solicitud o presentado ofertas para entenderlas desestimadas por silencio administrativo, salvo los planes a que se refieren los artículos 22.1 y 25.3 de esta Ley.

2. En dichos procedimientos, solo será necesaria la notificación personal de los actos y resoluciones administrativas que puedan adoptarse a los propios solicitantes, a quienes hayan presentado ofertas en competencia y, en su caso, al operador o titulares de los permisos, autorizaciones o concesiones. Dichos actos y resoluciones serán, además, objeto de publicación con las formalidades previstas en el artículo 60 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, cuya publicación sustituirá a la notificación en relación con cualesquiera otros interesados.

Artículo 36. *Normativa general.*

Lo dispuesto en el presente capítulo se entiende sin perjuicio de lo establecido en la legislación rectora del procedimiento administrativo común y en las disposiciones administrativas que la desarrollan. No obstante, las previsiones que sobre régimen del silencio administrativo y de notificaciones se contienen en el artículo 35 bis tendrán, en todo caso, aplicación preferente, siendo en dichos extremos la citada legislación únicamente de aplicación supletoria.

TITULO III

Ordenación del mercado de productos derivados del petróleo

CAPITULO I

Disposiciones generales

Artículo 37. *Régimen de las actividades.*

1. Las actividades de refino de crudo de petróleo, el transporte, almacenamiento, distribución y venta de productos derivados del petróleo, incluidos los gases licuados del petróleo, podrán ser realizadas libremente en los términos previstos en la presente Ley, sin perjuicio de las obligaciones que puedan derivarse de otras disposiciones, de la

correspondiente legislación sectorial y, en especial, de las fiscales, de las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente y de protección de los consumidores y usuarios.

2. Las actividades de importación, exportación e intercambio intracomunitario de crudo de petróleo y productos petrolíferos se realizará sin más requisitos que los que se deriven de la aplicación de la normativa comunitaria, sin perjuicio de la normativa fiscal aplicable.

Artículo 38. *Precios.*

Los precios de los productos derivados del petróleo serán libres.

CAPÍTULO II

Hidrocarburos líquidos

Artículo 39. *Refino.*

1. La construcción, puesta en explotación o cierre de las instalaciones de refino, estará sometida al régimen de autorización administrativa previa en los términos establecidos en la presente Ley y en sus disposiciones de desarrollo.

La autorización administrativa de cierre de una instalación de refino podrá imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento.

La transmisión o modificación sustancial de estas instalaciones deberá ser comunicada a la autoridad concedente de la autorización original.

2. Para la obtención de tales autorizaciones, los solicitantes deberán acreditar los siguientes extremos:

a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.

b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.

c) La adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación del territorio.

3. Las autorizaciones a que se refiere el presente artículo tendrán carácter reglado y serán otorgadas por el Ministerio de Industria y Energía, de acuerdo con los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Artículo 40. *Transporte y almacenamiento.*

1. La construcción y explotación de las instalaciones de transporte o almacenamiento de productos petrolíferos, cuando estas últimas tengan por objeto prestar servicio a operadores a los que se refiere el artículo 42 de la presente Ley, estará sometida al régimen de autorización administrativa previa en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo.

La transmisión o cierre de estas instalaciones deberá ser comunicada a la autoridad concedente de la autorización original.

2. Los solicitantes de autorización para instalaciones de transporte o parques de almacenamiento de productos petrolíferos deberán acreditar los siguientes extremos:

a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.

b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.

c) La adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación de territorio.

3. Las autorizaciones a que se refiere el presente artículo tendrán carácter reglado y serán otorgadas por la Administración competente, de acuerdo con los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, tomando en consideración los criterios de planificación que se deriven del artículo 4 de la presente Ley.

Artículo 41. *Acceso de terceros a las instalaciones fijas de transporte y almacenamiento.*

1. Los titulares de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos, deberán permitir el acceso de terceros mediante un procedimiento negociado, en condiciones técnicas y económicas no discriminatorias, transparentes y objetivas,

aplicando precios que deberán hacer públicos. El Gobierno podrá establecer peajes y condiciones de acceso para territorios insulares y para aquellas zonas del territorio nacional donde no existan infraestructuras alternativas de transporte y almacenamiento o éstas se consideren insuficientes.

Los titulares de instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos cumplirán las siguientes obligaciones:

a) Comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las peticiones de acceso a sus instalaciones, los contratos que suscriban, la relación de precios por la utilización de las referidas instalaciones, así como las modificaciones que se produzcan en los mismos en un plazo máximo de un mes. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará esta información.

b) Presentar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la metodología de tarifas aplicada incluyendo los distintos tipos de descuentos aplicables, el sistema de acceso de terceros a sus instalaciones y el Plan anual de inversiones, que será publicada en la forma que determine por circular la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá hacer recomendaciones a dicha metodología de tarifas. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia emitirá un informe anual al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con sus observaciones y recomendaciones sobre estas metodologías, así como el grado de cumplimiento de sus recomendaciones de ejercicios anteriores.

c) Publicar de forma actualizada la capacidad disponible de sus instalaciones, la capacidad contratada y su duración en el tiempo, la capacidad realmente utilizada, las congestiones físicas y contractuales registradas así como las ampliaciones, mejoras y cambios previstos y su calendario de entrada en funcionamiento. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará la frecuencia con la que se producen congestiones contractuales que hagan que los usuarios no puedan acceder a estas instalaciones a pesar de la disponibilidad física de capacidad.

d) En su gestión, evitarán cualquier conflicto de interés entre accionistas y usuarios de los servicios y observarán especialmente la obligación de igualdad de trato a todos los usuarios de los servicios de la actividad, con independencia de su carácter o no de accionistas de la sociedad.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá por circular el procedimiento de comunicación de los conflictos que puedan suscitarse en la negociación de los contratos y en las solicitudes de acceso a las instalaciones de transporte o almacenamiento. Asimismo, resolverá, en el plazo máximo de tres meses, los conflictos que le sean planteados respecto a las solicitudes y a los contratos relativos al acceso de terceros a estas instalaciones de transporte o almacenamiento de productos petrolíferos que deben permitir el acceso de terceros.

2. Cuando el solicitante de acceso tenga obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, de acuerdo con el artículo 50 de la presente Ley, podrá solicitar la prestación del servicio de almacenamiento para dichas existencias, que le habrá de ser concedido en función de la utilización operativa contratada. Si no existe capacidad disponible para todos los demandantes del servicio, se asignará la existente con un criterio de proporcionalidad.

3. Tendrán derecho de acceso a las instalaciones fijas de transporte y almacenamiento los operadores al por mayor, los distribuidores al por menor y los consumidores de productos petrolíferos, así como otras empresas de productos petrolíferos que reglamentariamente se determinen.

4. Los titulares de las instalaciones podrán denegar el acceso de terceros en los siguientes supuestos:

a) Que no exista capacidad disponible durante el período contractual propuesto por el potencial usuario.

b) Que el solicitante no se encuentre al corriente en el pago de las obligaciones derivadas de utilizaciones anteriores.

5. Asimismo, podrá denegarse el acceso a la red cuando la empresa solicitante o aquélla a la que adquiera el producto, directamente o por medio de acuerdos con otras empresas suministradoras, o aquéllas a las que cualquiera de ellas esté vinculada, radiquen en un país en el que no estén reconocidos derechos análogos y considere que pueda resultar una alteración del principio de reciprocidad para las empresas a las que se requiere el acceso. Todo ello, sin perjuicio de los criterios a seguir respecto de empresas de Estados miembros de la Unión Europea conforme a la legislación uniforme en la materia que se establezca.

Artículo 42. *Operadores al por mayor.*

1. Serán operadores al por mayor aquellos sujetos que comercialicen productos petrolíferos para su posterior distribución al por menor. En todo caso tendrán tal consideración los titulares de refinerías y plantas de producción de biocombustibles.

2. Podrán actuar como operadores al por mayor exclusivamente aquellas sociedades mercantiles que cumplan las condiciones para la realización de la actividad que se establezcan reglamentariamente, entre las que se incluirá la suficiente capacidad técnica del solicitante y encontrarse al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones tributarias.

En todo caso, dichas sociedades deberán comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que lo comunicará a su vez a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, el inicio o cese de la actividad, acompañando la comunicación de una declaración responsable sobre el cumplimiento de las condiciones a que se refiere el párrafo anterior.

Los operadores al por mayor deberán acreditar el cumplimiento de estas condiciones en caso de que les sea requerido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o por la Comisión Nacional de Energía.

Cualquier hecho que suponga modificación de alguno de los datos incluidos en la declaración originaria deberá ser comunicado por el interesado, en el plazo máximo de un mes a partir del momento en que se produzca.

La Comisión Nacional de Energía publicará en su página web un listado de los operadores al por mayor de productos petrolíferos que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad.

3. En caso de que un operador al por mayor de productos petrolíferos incumpla alguno de los requisitos exigidos para el ejercicio de su actividad, o alguna de sus obligaciones sectoriales clasificadas como infracción muy grave de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de esta ley, la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá, previa la tramitación de un procedimiento que garantice la audiencia del interesado, declarar la extinción de la habilitación para actuar como operador al por mayor de productos petrolíferos.

En el marco del citado procedimiento y en atención a las circunstancias que en cada caso concurran, se podrán adoptar las medidas provisionales que sean necesarias para asegurar la eficacia de la resolución, incluyendo la inhabilitación temporal de la capacidad para actuar como operador al por mayor de productos petrolíferos.

Artículo 43. *Distribución al por menor de productos petrolíferos.*

1. Serán distribuidores al por menor de productos petrolíferos aquellas personas físicas o jurídicas que realicen, al menos, una de las siguientes actividades:

a) El suministro de combustibles y carburantes a vehículos en instalaciones habilitadas al efecto.
b) El suministro a instalaciones fijas para consumo en la propia instalación.
c) El suministro de queroseno con destino a la aviación.
d) El suministro de combustibles a embarcaciones.
e) Cualquier otro suministro que tenga por finalidad el consumo de estos productos.

En ningún caso, se permite el suministro entre distribuidores al por menor, ni el suministro de distribuidores al por menor a operadores al por mayor.

2. La actividad de distribución al por menor de carburante y combustibles petrolíferos podrá ser ejercida libremente por cualquier persona física o jurídica.

Las instalaciones utilizadas para el ejercicio de esta actividad deberán cumplir con los actos de control preceptivos para cada tipo de instalación, de acuerdo con las instrucciones técnicas complementarias que establezcan las condiciones técnicas y de seguridad de dichas instalaciones, así como cumplir con el resto de la normativa vigente que en cada caso sea de aplicación, en especial la referente a metrología y metrotecnia y a protección de los consumidores y usuarios.

Las administraciones autonómicas, en el ejercicio de sus competencias, deberán garantizar que los actos de control que afecten a la implantación de estas instalaciones de suministro de carburantes al por menor, se integren en un procedimiento único y ante una única instancia. A tal efecto, regularán el procedimiento y determinarán el órgano autonómico o local competente ante la que se realizará y que, en su caso, resolverá el mismo. Este procedimiento coordinará todos los trámites administrativos necesarios para la implantación de dichas instalaciones con base en un proyecto único.

El plazo máximo para resolver y notificar la resolución será de ocho meses. El transcurso de dicho plazo sin haberse notificado resolución expresa tendrá efectos estimatorios, en los términos señalados en el artículo 43 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Los instrumentos de planificación territorial o urbanística no podrán regular aspectos técnicos de las instalaciones o exigir una tecnología concreta.

Los usos del suelo para actividades comerciales individuales o agrupadas, centros comerciales, parques comerciales, establecimientos de inspección técnica de vehículos y zonas o polígonos industriales, serán compatibles con la actividad económica de las instalaciones de suministro de combustible al por menor. Estas instalaciones serán asimismo compatibles con los usos que sean aptos para la instalación de actividades con niveles similares de peligrosidad, residuos o impacto ambiental, sin precisar expresamente la cualificación de apto para estación de servicio.

Lo establecido en los párrafos anteriores se entiende sin perjuicio de lo establecido en la Ley 25/1988, de 29 de julio, de Carreteras, y sus normas de desarrollo.

3. Los acuerdos de suministro en exclusiva que se celebren entre los operadores al por mayor y los propietarios de instalaciones para el suministro de vehículos, recogerán en su clausulado, si dichos propietarios lo solicitaran, la venta en firme de los mencionados productos.

Las empresas que distribuyan o suministren al por menor carburantes y combustibles petrolíferos deberán exigir, a los titulares de las instalaciones receptoras fijas para consumo en la propia instalación, la documentación y acreditación del cumplimiento de sus obligaciones.

Cuando en virtud de los vínculos contractuales de suministro en exclusiva, las instalaciones para el suministro de combustibles o carburantes a vehículos se suministren de un solo operador que tenga implantada su imagen de marca en la instalación, éste estará facultado, sin perjuicio de las demás facultades recogidas en el contrato, para establecer los sistemas de inspección o seguimiento adecuados para el control del origen, volumen y calidad de los combustibles entregados a los consumidores y para comprobar que se corresponden con los suministrados a la instalación.

Los operadores deberán dar cuenta a las autoridades competentes, si comprobaran desviaciones que pudieran constituir indicio de fraude al consumidor y de la negativa que, en su caso, se produzca a las actuaciones de comprobación.

En estos supuestos, la Administración competente deberá adoptar las medidas necesarias para asegurar la protección de los intereses de los consumidores y usuarios.

4. Las actuaciones de inspección y seguimiento de los operadores al por mayor, a que se refiere el apartado anterior, deberán realizarse con un procedimiento que asegure la posibilidad de los propietarios o gestores de la instalación de contrastar por ambas partes las pruebas realizadas.

5. Los titulares de las instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos que no pertenezcan a la red de distribución de un operador mayorista podrán informar del origen del combustible que comercializan publicitando el operador mayorista al que adquieren el combustible.

Artículo 43 bis. *Limitaciones a los vínculos contractuales de suministro en exclusiva.*

1. Los vínculos contractuales de suministro en exclusiva deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) La duración máxima del contrato será de un año. Este contrato se prorrogará por un año, automáticamente, por un máximo de dos prórrogas, salvo que el distribuidor al por menor de productos petrolíferos manifieste, con un mes de antelación como mínimo a la fecha de finalización del contrato o de cualquiera de sus prórrogas, su intención de resolverlo.

b) No podrán contener cláusulas exclusivas que, de forma individual o conjunta, fijen, recomienden o incidan, directa o indirectamente, en el precio de venta al público del combustible.

c) No podrán contener cláusulas de exclusividad en lo relativo a la prestación de servicios de recarga eléctrica a vehículos.

2. Se considerarán nulas y se tendrán por no puestas aquellas cláusulas contractuales en las que se establezca una duración del contrato diferente a la recogida en el apartado 1, o que determinen el precio de venta del combustible en referencia a un determinado precio fijo, máximo o recomendado, o cualesquiera otras que contribuyan a una fijación indirecta del precio de venta.

3. Los operadores al por mayor comunicarán a la Dirección General de Política Energética y Minas la suscripción de este tipo de contratos, incluyendo la fecha de su finalización, la cual será publicada en la web oficial del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar en todo momento una copia de dichos contratos.

4. Lo dispuesto en el presente artículo, a excepción de lo establecido en la letra c) del apartado 1, no será de aplicación cuando los bienes o servicios contractuales sean vendidos por el comprador desde locales y terrenos que sean plena propiedad del proveedor.

Artículo 44. *Registro de instalaciones de distribución al por menor.*

1. Las Comunidades Autónomas constituirán un registro de instalaciones de distribución al por menor en el cual deberán estar todas aquellas instalaciones que desarrollen esta actividad en su ámbito territorial, previa acreditación del cumplimiento por dichas instalaciones de los requisitos legales y reglamentarios que resulten exigibles, así como los proyectos de apertura de nuevas estaciones de servicio y su estado de tramitación.

2. Se crea en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un registro de instalaciones de distribución al por menor que permita el ejercicio de las competencias que correspondan a la Administración General del Estado. A partir de este registro y la información de precios de venta de los carburantes, el Ministerio de Industria Turismo y Comercio creará una base de datos a la que podrán acceder las comunidades autónomas.

3. Las Comunidades Autónomas incorporarán al registro del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en el plazo máximo de un mes desde la fecha de inscripción, alta, baja, modificación o proyecto de apertura, los datos referentes a dichos extremos con sus correspondientes fechas, la descripción detallada de la instalación a la que se refieran, incluyendo su capacidad de almacenamiento, los datos relativos de su ubicación y su titular, en relación a:

a) Instalaciones habilitadas para el suministro de combustibles y carburantes a vehículos.

b) Instalaciones de suministro a instalaciones fijas para consumo en la propia instalación.

c) Instalaciones de suministro de queroseno con destino a la aviación.

d) Instalaciones de suministro de combustibles a embarcaciones.

e) Proyectos de apertura de nuevas instalaciones habilitadas para el suministro de combustibles y carburantes a vehículos y estado de tramitación.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo establecerá, en colaboración con las Comunidades Autónomas, la forma de incorporación de la información a la base de datos y las condiciones y forma de acceso a la información.

Artículo 44 bis. *Actividades relacionadas con el suministro de gases licuados del petróleo.*

1. Se entiende por gases licuados del petróleo, en adelante GLP, a los efectos de la presente Ley, las fracciones de hidrocarburos ligeros que se obtienen del petróleo crudo o del gas natural, principalmente propano y butano.

2. Las actividades relacionadas con el suministro de GLP son las siguientes: Producción, adquisición, intercambio intracomunitario, importación y exportación; Almacenamiento, mezcla y envasado; Transporte; Comercialización al por mayor; Comercialización al por menor; Instalación, mantenimiento y revisión de las instalaciones relacionadas con el suministro de los GLP.

3. Los GLP podrán ser suministrados en las modalidades de envasado y a granel, esta última modalidad incluye la distribución y/o suministro de GLP por canalización, entendido éste como la distribución y el suministro de GLP desde uno o varios depósitos por canalización a más de un punto de suministro, cuya entrega al cliente sea realizada en fase gaseosa, y cuyo consumo sea medido por contador para cada uno de los consumidores.

4. Se entiende por "suministro al por mayor" aquél que no supone suministro a un consumidor o usuario final.

5. Se entiende por "suministro al por menor" la venta a consumidores o usuarios finales.

6. Reglamentariamente se regularán los derechos y obligaciones de los sujetos que realizan actividades relacionadas con el suministro de gases licuados del petróleo.

CAPITULO III

Gases licuados del petróleo

Artículo 45. *Operadores al por mayor de GLP.*

1. Serán operadores al por mayor de GLP aquellas sociedades mercantiles que realicen las actividades de almacenamiento, mezcla y envasado, transporte y comercialización al por mayor de GLP.

2. Podrán actuar como operadores al por mayor de GLP exclusivamente aquellas sociedades que cumplan las condiciones para la realización de la actividad que se establezcan reglamentariamente, entre las que se incluirán la suficiente capacidad técnica del solicitante.

En todo caso, dichas sociedades deberán comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que lo comunicará a su vez a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, el inicio o cese de la actividad, acompañando la comunicación de una declaración responsable sobre el cumplimiento de las condiciones a que se refiere el párrafo anterior.

Los operadores al por mayor de GLP deberán acreditar el cumplimiento de estas condiciones en caso de que les sea requerido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o por la Comisión Nacional de Energía.

Cualquier hecho que suponga modificación de alguno de los datos incluidos en la declaración originaria, así como el cese de la actividad, deberá ser comunicado por el interesado, en el plazo máximo de un mes a partir del momento en que se produzca.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web un listado de los operadores al por mayor de GLP que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado su actividad.

3. Los sujetos que ejerzan esta actividad deberán tener a disposición de los comercializadores al por menor de GLP y, en su caso, de sus clientes, un servicio de asistencia técnica permanente de las instalaciones de sus usuarios que garantice el correcto funcionamiento de las mismas.

4. Los operadores al por mayor deberán exigir a los comercializadores al por menor de GLP y a los titulares de las instalaciones de GLP o, en su caso, a los usuarios a los que suministren, la documentación acreditativa de que sus instalaciones cumplen las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente resulten exigibles.

5. Las actividades a que se refiere este artículo, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 6 de la presente Ley, podrán ser realizadas libremente, no siendo necesaria la

comunicación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, cuando tengan por objeto los envases con capacidad no superior a 8 litros.

6. Los operadores al por mayor de GLP deberán constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras con objeto de cubrir los riesgos que, para personas y/o bienes, puedan derivarse de las actividades ejercidas y en cuantía suficiente a fin de responder por los posibles daños causados.

Artículo 46. *Comercializadores al por menor de gases licuados del petróleo a granel.*

1. Serán comercializadores al por menor de GLP a granel las sociedades mercantiles que realicen las actividades de almacenamiento, mezcla, transporte y comercialización al por menor de GLP a granel.

2. Podrán actuar como comercializadores al por menor de GLP a granel, las sociedades que cumplan las condiciones para la realización de la actividad que se establezcan reglamentariamente, entre las que se incluirán la suficiente capacidad técnica del solicitante.

En todo caso, dichas sociedades deberán comunicar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que lo comunicará a su vez a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos el inicio o cese de la actividad, acompañando la comunicación de una declaración responsable sobre el cumplimiento de la condiciones a que se refiere el párrafo anterior. Asimismo, remitirán copia de las autorizaciones de construcción, modificación o cierre de las instalaciones de distribución de GLP al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Los comercializadores al por menor de GLP a granel deberán acreditar el cumplimiento de dichas condiciones en caso de que les sea requerido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o por la Comisión Nacional de Energía.

Cualquier hecho que suponga modificación de alguno de los datos incluidos en la declaración originaria, así como el cese de la actividad, deberá ser comunicado por el interesado, en el plazo máximo de un mes a partir del momento en que se produzca.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web un listado de los comercializadores al por menor de gases licuados del petróleo que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado en la misma.

3. Las empresas que suministren GLP a granel deberán exigir a los titulares de las instalaciones o, en su caso, a los consumidores la documentación acreditativa de que sus instalaciones cumplen las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente resulten exigibles.

4. En todo caso, la actividad de suministro a vehículos desde instalaciones fijas de distribución al por menor de productos petrolíferos, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 6 de la presente Ley, podrá ser realizada libremente, no siendo necesaria su comunicación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

5. Los comercializadores al por menor de GLP a granel deberán efectuar el suministro a todo peticionario del mismo, siempre que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre comprendido en la provincia de actuación del comercializador. Los plazos de entrega del GLP a granel se regirán por las estipulaciones contractuales entre suministrador y usuario.

Los comercializadores al por menor de GLP a granel por canalización deberán efectuar el suministro a todo peticionario del mismo, siempre que el lugar donde deba efectuarse la entrega esté cubierto por la red de canalización de titularidad del comercializador.

6. Los comercializadores al por menor de GLP a granel deberán constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras con objeto de cubrir los riesgos que, para personas y/o bienes, puedan derivarse de las actividades ejercidas y en cuantía suficiente a fin de responder por los posibles daños causados.

Artículo 46 bis. *Instalaciones de GLP a granel.*

1. Requerirán autorización administrativa previa, en los términos establecidos en la presente Ley y en sus disposiciones de desarrollo, la construcción, modificación, explotación y cierre de las instalaciones de almacenamiento y distribución de GLP a granel, y las

canalizaciones necesarias para el suministro desde los almacenamientos anteriores hasta los consumidores finales.

La transmisión de estas instalaciones deberá ser autorizada por la administración competente.

La autorización administrativa de cierre de una instalación podrá imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento.

2. Podrán realizarse libremente, sin más requisitos que los relativos al cumplimiento de las disposiciones técnicas, de seguridad y medioambientales las siguientes instalaciones:

a) Las que se relacionan en el apartado anterior cuando su objeto sea el consumo propio, no pudiendo suministrar a terceros.

b) Las de almacenamiento, distribución y suministro de GLP de un usuario o de los usuarios de un mismo bloque de viviendas.

3. No requerirán autorización administrativa los proyectos de instalaciones necesarias para la defensa nacional consideradas de interés militar, conforme a la Ley 8/1975, de 12 de marzo, de zonas e instalaciones de interés para la defensa nacional, y su normativa de desarrollo.

4. Los solicitantes de autorizaciones para instalaciones de gas relacionadas en el apartado 1 deberán acreditar suficientemente el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.

b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.

c) La adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación del territorio.

d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

5. Las autorizaciones a que se refiere el apartado 1 de este artículo serán otorgadas por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, la correspondiente legislación sectorial y, en especial, las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente, valorándose la conveniencia de diseñar y construir las instalaciones compatibles para la distribución de gas natural.

El procedimiento de autorización incluirá el trámite de información pública y la forma de resolución en el supuesto de concurrencia de dos o más solicitudes de autorización.

Otorgada la autorización y a los efectos de garantizar el cumplimiento de sus obligaciones, el titular deberá constituir una garantía del dos por ciento del presupuesto de las instalaciones.

La falta de resolución expresa de las solicitudes de autorización a que se refiere este artículo, tendrá efectos desestimatorios. En todo caso, podrá interponerse recurso ordinario ante la autoridad administrativa correspondiente.

6. Las autorizaciones de instalaciones de distribución contendrán todos los requisitos que deban ser observados en su construcción y explotación, la delimitación de la zona en la que se debe prestar el suministro, los compromisos de expansión de la red en dicha zona que debe asumir la empresa solicitante y, en su caso, el plazo para la ejecución de dichas instalaciones y su caracterización.

7. El incumplimiento de las condiciones, requisitos establecidos en las autorizaciones o la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento podrán dar lugar a su revocación.

La Administración competente denegará la autorización cuando no se cumplan los requisitos previstos legalmente o la empresa no garantice la capacidad legal, técnica y económica necesarias para acometer la actividad propuesta.

8. Los titulares de las instalaciones de distribución de GLP a granel deberán solicitar a la Administración concedente de la autorización la correspondiente autorización para transformar las mismas para su utilización con gas natural, debiendo cumplir las condiciones técnicas de seguridad que sean de aplicación, sometiéndose en todo a las disposiciones normativas vigentes para las instalaciones de distribución de gas natural.

9. Reglamentariamente, se regularán las obligaciones y derechos de los titulares de las instalaciones, así como las de los consumidores y comercializadores de GLP a granel.

Asimismo, se definirá el contenido mínimo de los contratos entre los usuarios y los propietarios de las instalaciones.

10. El titular de instalaciones o en su caso los usuarios, serán responsables de que sus instalaciones cumplan las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente resulten exigibles así como de su correcto mantenimiento.

Artículo 47. *Comercializadores al por menor de gases licuados del petróleo envasados.*

1. La comercialización al por menor de gases licuados del petróleo envasados será realizada libremente.

Las instalaciones que se destinen al almacenamiento y comercialización de los envases de gases licuados del petróleo envasados, deberán cumplir las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente les sean exigibles.

2. Serán comercializadores al por menor de GLP envasado aquellas personas físicas o jurídicas que realicen la venta al por menor de envases de GLP a consumidores o usuarios finales.

3. **(Suprimido)**

4. Los comercializadores al por menor de gases licuados del petróleo envasados podrán tener a disposición de sus clientes un servicio de asistencia técnica permanente de instalaciones de consumo de los usuarios.

Artículo 48. *Registros administrativos.*

(Suprimido)

CAPITULO IV

Garantía de suministro

Artículo 49. *Garantía de suministro.*

1. Todos los consumidores tendrán derecho al suministro de productos derivados del petróleo en el territorio nacional, en las condiciones previstas en la presente Ley y en sus normas de desarrollo.

2. En situaciones de escasez de suministro, el Consejo de Ministros, mediante Acuerdo, podrá adoptar en el ámbito, con la duración y las excepciones que se determinen, entre otras, alguna o algunas de las siguientes medidas:

a) Limitaciones de la velocidad máxima del tránsito rodado en vías públicas.

b) Limitación de la circulación de cualesquiera tipos de vehículos.

c) Limitación de la navegación de buques y aeronaves.

d) Limitación de horarios y días de apertura de instalaciones para el suministro de productos derivados del petróleo.

e) **(Derogado)**

f) Sometimiento a un régimen de intervención de las existencias mínimas de seguridad a que se refiere el artículo siguiente.

g) Limitación o asignación de los suministros a consumidores de todo tipo de productos derivados del petróleo, así como restricciones en el uso de los mismos.

h) Imponer a los titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos a que se refiere el Título II la obligación de suministrar su producto para el consumo nacional.

i) **(Derogado)**

j) Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los organismos internacionales de los que el Reino de España sea parte, que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe o aquellos que haya suscrito en los que se contemplen medidas similares.

En relación con tales medidas se determinará, asimismo, el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

Artículo 50. *Existencias mínimas de seguridad.*

1. Todo operador autorizado a distribuir al por mayor productos petrolíferos en territorio nacional, y toda empresa que desarrolle una actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos no adquiridos a los operadores regulados en esta Ley, deberán mantener en todo momento existencias mínimas de seguridad de los productos que el Gobierno determine reglamentariamente, en lo que se refiere a la cantidad, tipos de productos, lugar de almacenamiento y localización geográfica, hasta un máximo de ciento veinte días de sus ventas anuales, computados de acuerdo con la metodología que asimismo se establezca. Dicho máximo podrá ser revisado por el Gobierno cuando los compromisos internacionales del Reino de España lo requieran.

Los consumidores de carburantes y combustibles, en la parte no suministrada por los operadores regulados en esta Ley, deberán igualmente mantener existencias mínimas de seguridad en la cantidad que reglamentariamente resulte exigible atendiendo a su consumo anual.

Las existencias mínimas de seguridad anteriormente citadas tendrán la consideración de reservas de emergencia a los efectos de garantizar el cumplimiento por parte de España de los compromisos internacionales asumidos para garantizar la seguridad de suministro del mercado petrolífero.

Asimismo, se determinarán reglamentariamente las distintas categorías de reservas petrolíferas, incluidas las reservas comerciales, pudiendo el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, establecer reservas específicas para garantizar la seguridad de abastecimiento

2. Cuando se trate de gases licuados del petróleo los operadores al por mayor de este producto, así como los comercializadores o consumidores que no adquieran el producto a operadores o comercializadores autorizados, estarán obligados a mantener existencias mínimas de seguridad hasta un máximo de treinta días de sus ventas o consumos anuales.

3. A efectos del cómputo de las existencias mínimas de seguridad, que tendrá carácter mensual, se considerarán la totalidad de las existencias almacenadas por los operadores y empresas a las que se refieren los apartados anteriores en el conjunto del territorio nacional. Dichas existencias estarán disponibles y accesibles físicamente para garantizar la seguridad de abastecimiento del mercado nacional y su verificación podrá ser realizada en cualquier momento por la autoridad competente o la Entidad Central de Almacenamiento a la que se refiere el artículo 52.

4. Reglamentariamente se establecerán los procedimientos administrativos y obligaciones necesarias para garantizar que se mantiene de forma permanente un nivel de existencias mínimas de seguridad equivalente, al menos, a la mayor de las cantidades correspondientes bien a noventa días de importaciones netas diarias medias, bien a sesenta y un días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia, en petróleo equivalente.

Asimismo, se podrán establecer obligaciones de remisión de información a entidades que, no siendo sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, introduzcan en territorio español crudos y/o productos petrolíferos.

5. La inspección del cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad corresponderá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo cuando el sujeto obligado sea un operador al por mayor y a las Administraciones autonómicas cuando la obligación afecte a distribuidores al por menor o a consumidores.

Reglamentariamente, se establecerá el procedimiento de comunicación de información entre la Administración pública competente para la inspección y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos a la que se refiere el artículo 52.

Artículo 51. *Sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.*

1. Reglamentariamente se establecerá el procedimiento para que, con anterioridad al 31 de mayo de cada año, todos los sujetos conozcan las modalidades que vayan a aplicarse para calcular las obligaciones de almacenamiento en vigor a partir del 1 de enero del siguiente año.

Asimismo, se establecerán las cantidades de reservas de los sujetos obligados que obligatoriamente mantendrá la Corporación y aquellas otras reservas que la Corporación

podrá mantener a su favor más allá de los porcentajes obligatorios. En el caso de que los operadores deseen ejercer tal derecho más allá de las obligaciones establecidas, deberán comunicarlo antes del 30 de junio del año precedente.

Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos deberán ceder o arrendar existencias, así como facilitar instalaciones a la Corporación en la forma que se determine reglamentariamente.

Las operaciones de compra, venta y arrendamiento de reservas, así como las referentes a su almacenamiento, se ajustarán a contratos tipo cuyo modelo será aprobado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

2. Los sujetos obligados podrán cumplir sus obligaciones de reservas en beneficio del Reino de España, en los términos que reglamentariamente se establezcan, mediante existencias que sean de su propiedad o estén a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento, siempre que no hayan sido cedidas o arrendadas a terceros en forma alguna, con entidades centrales de almacenamiento u operadores económicos de otros Estados miembros de la Unión Europea con capacidad de almacenamiento fuera del territorio nacional, y previa autorización del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Recíprocamente, se determinará la forma y las condiciones en las que los sujetos obligados en otros Estados miembros de la Unión Europea y terceros países podrán constituir existencias mínimas de seguridad en territorio español.

Asimismo, podrán cumplir sus obligaciones mediante existencias que sean de su propiedad o estén a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento, siempre que no hayan sido cedidas o arrendadas a terceros en forma alguna, con otros sujetos obligados u operadores económicos con capacidades de almacenamiento en el territorio nacional, y previa comunicación a la Corporación.

3. Se garantizará, en todo caso, la disponibilidad de las reservas de emergencia y las reservas específicas almacenadas en territorio nacional por cuenta de otro Estado miembro. Asimismo, en caso de interrupción grave del suministro, las medidas que el Reino de España adopte en aplicación del artículo 49 de esta Ley, no supondrán obstáculo e impedimento para la transferencia, el uso o distribución de las reservas de emergencia y las reservas específicas almacenadas por cuenta de otro Estado miembro.

Artículo 52. *Entidad Central de Almacenamiento.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en su calidad de Entidad Central de Almacenamiento, tendrá por objeto la adquisición, constitución, mantenimiento y gestión de las reservas de hidrocarburos, incluidas las de gas natural en la forma y por la cuantía que se determine reglamentariamente, el control del mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad previstas en esta Ley, así como la obligación de diversificación de suministros de gas natural.

2. Asimismo, como corporación de derecho público sin ánimo de lucro actuará a favor del interés general y en régimen de derecho privado con personalidad jurídica propia. Se regirá por lo dispuesto en la presente Ley y sus disposiciones de desarrollo. La Corporación estará sujeta, en el ejercicio de su actividad, a la tutela de la Administración General del Estado, que la ejercerá a través del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

3. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado primero, la Corporación realizará las siguientes funciones:

a) Identificación, verificación, contabilidad y control de las reservas definidas en esta Ley y sus disposiciones de desarrollo, incluidas las reservas comerciales, debiendo informar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, al menos con carácter mensual, de los niveles de reservas almacenados por los sujetos obligados y operadores económicos.

b) Establecer un inventario detallado y permanentemente actualizado de todas las reservas de emergencia almacenadas, con exclusión, en su caso, de las reservas específicas. Dicho inventario incluirá, en particular, los datos necesarios para poder localizar el depósito, la refinería o la instalación de almacenamiento en que se encuentren las reservas en cuestión, así como las cantidades, el propietario y la naturaleza con arreglo a las categorías definidas por las normas del Derecho de la Unión Europea obligatorias y que

sean de aplicación en cada momento. Dichos datos deberán mantenerse por un período de cinco años.

En cualquier momento, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo podrá requerir dicho inventario a la Corporación, que dispondrá de un plazo máximo de diez días para su remisión.

Antes del 31 de enero de cada año, remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una versión resumida de dicho inventario en la que se indiquen como mínimo las cantidades y la naturaleza de las reservas de emergencia incluidas en el inventario a fecha del último día del año natural anterior.

c) Publicar de manera permanente información completa, clasificada por categoría de productos, sobre los volúmenes de reservas cuyo mantenimiento la Corporación podrá garantizar a los sujetos obligados, a otros operadores económicos o a otras entidades centrales de almacenamiento. Asimismo, publicará con anterioridad al 31 de mayo de cada año las condiciones en las que ofrecerá los servicios de mantenimiento de reservas por cuenta de los sujetos obligados.

d) Adquirir o vender, con carácter exclusivo, las reservas específicas que, en su caso, puedan establecerse por mandato del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

e) Constitución, mantenimiento y gestión de las reservas de los operadores económicos o sujetos obligados en los términos que reglamentariamente se establezcan. Las reservas que estén a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento no podrán ser cedidas o arrendadas, a terceros, en forma alguna.

f) Cálculo y verificación de los niveles totales de reservas de petróleo equivalente y cantidades de productos que, de forma permanente, mantiene el Reino de España, calculadas tanto en días de importaciones netas diarias medias, como en días de consumo interno diario medio correspondiente al año de referencia en conformidad con la normativa europea y las obligaciones derivadas de los Tratados Internacionales en los que el Reino de España sea Parte.

Asimismo, deberá remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las relaciones estadísticas sobre hidrocarburos que reglamentariamente se establezcan.

g) Proponer al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las actuaciones y medidas orientadas a la implementación y actualización de las obligaciones en materia de seguridad de suministro del mercado de hidrocarburos de acuerdo con los compromisos internacionales asumidos por el Reino de España.

h) Colaborar con las distintas Administraciones Públicas, a efectos de proporcionar información, asesoramiento y realizar cualquier otra actividad respecto a aquellos aspectos de su competencia en el sector de hidrocarburos, en particular en la revisión del grado de preparación de España y del almacenamiento de reservas para emergencias.

i) Aquellas funciones relativas a la seguridad de suministro del sector de hidrocarburos que le sean encomendadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

4. La Corporación deberá proponer a la autoridad competente la iniciación de los expedientes sancionadores cuando proceda e informar a la Administración General del Estado en aquellos expedientes sancionadores en que sea requerida. A estos efectos deberá recabar la información y realizar las inspecciones que sean precisas para controlar el cumplimiento de las obligaciones de los sujetos obligados.

5. La Corporación estará exenta del Impuesto sobre Sociedades respecto de la renta derivada de las aportaciones financieras realizadas por sus miembros.

Las aportaciones realizadas por los miembros, en cuanto contribuyan a la dotación de reservas de la Corporación, no serán fiscalmente deducibles a los efectos de determinar sus bases imponibles por el Impuesto sobre Sociedades. Tales aportaciones se computarán para determinar los incrementos o disminuciones de patrimonio que correspondan a los miembros de la Corporación, por efecto de su baja en la misma o modificación de la cuantía de sus existencias obligatorias, según la regulación de estos supuestos.

Las rentas que se pongan de manifiesto en las operaciones a que se refiere el párrafo anterior no darán derecho a la deducción por doble imposición de dividendos en la parte que corresponda a rentas no integradas en la base imponible del Impuesto sobre Sociedades de la Corporación.

Igualmente, estará exenta del Impuesto sobre Sociedades la renta que pudiera obtener la Corporación como consecuencia de las operaciones de disposición de existencias estratégicas, renta que no podrá ser objeto de distribución entre los miembros, ni de préstamos u operaciones financieras similares con ellos.

6. Para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones la Corporación podrá adquirir y arrendar crudos y productos petrolíferos, gas natural y gas natural licuado y concertar contratos con los límites y condiciones que se determinen reglamentariamente. Las reservas que estén a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento no podrán ser cedidas o arrendadas a terceros.

Asimismo, tendrá acceso a las instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural y al mercado organizado de gas en los términos establecidos en la presente Ley y su normativa de desarrollo para los otros sujetos que actúan en el mercado.

Toda disposición de existencias estratégicas por parte de la Corporación requerirá la previa autorización del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y deberá realizarse a un precio igual al coste medio ponderado de adquisición o al de mercado, si fuese superior, salvo las excepciones determinadas reglamentariamente. Asimismo, la Corporación contabilizará sus existencias al coste medio ponderado de adquisición desde la creación de la misma.

7. Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, en los términos establecidos en esta Ley y sus disposiciones de desarrollo así como los obligados a la diversificación de los suministros de gas natural, deberán contribuir a la financiación de la Corporación, mediante el pago mensual a la misma de una cuota unitaria por cantidad de producto vendido o consumo en el mes anterior.

Las aportaciones financieras de los sujetos obligados se establecerán en función de los costes presupuestados en que incurra la Corporación para el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente Ley. Su fijación y cuantía se realizará por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Corporación, de acuerdo con el procedimiento establecido reglamentariamente y en ningún caso excederán de los servicios proporcionados por la Corporación. En caso de constitución de existencias a favor del sujeto obligado, no podrá exigirse el pago de las cuotas hasta la constitución efectiva de las mismas.

Dicha aportación financiera deberá permitir la dotación por la Corporación, en los términos determinados reglamentariamente, de las reservas financieras necesarias para el adecuado ejercicio de sus actividades.

8. Quienes vengan obligados a mantener existencias mínimas de seguridad, porque en el ejercicio de su actividad se suministren con carburantes y combustibles petrolíferos no adquiridos a los operadores regulados en esta Ley, podrán, en las condiciones y casos determinados reglamentariamente y en función del volumen de sus actividades, satisfacer la obligación establecida en el artículo 50 de la Ley mediante el pago de una cuota por tonelada de producto importado o adquirido para su consumo, destinada a financiar los costes de constitución, almacenamiento y conservación de las existencias mínimas de seguridad que reglamentariamente se establezcan.

Esta cuota será determinada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo con la periodicidad necesaria y será percibida por la Corporación en la forma que se determine reglamentariamente.

9. Reglamentariamente por el Gobierno se desarrollarán las funciones de la Corporación y se establecerá su organización y régimen de funcionamiento. En sus órganos de administración estarán suficientemente representados los operadores al por mayor a que se refieren los artículos 42 y 45 de la presente Ley y los comercializadores de gas natural regulados en el artículo 58 de esta Ley, así como representantes del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que habrán de ser designados entre empleados públicos con experiencia acreditada en el sector energético.

Los representantes de los sujetos obligados indicados en el apartado anterior serán miembros de la Corporación, formarán parte de su Asamblea y su voto en ella se graduará en función del volumen de su aportación financiera anual.

El Presidente de la Corporación y la parte de vocales de su órgano de administración que reglamentariamente se determine, serán designados por el Ministro de Industria, Energía y Turismo. El titular de dicho departamento podrá imponer su veto a aquellos acuerdos de la Corporación que infrinjan lo dispuesto en la presente Ley y disposiciones de desarrollo.

Artículo 53. *Obligaciones generales.*

Quienes en virtud del artículo 50 de la presente Ley estén obligados a mantener existencias mínimas de seguridad, así como toda aquella compañía que preste servicios de logística de productos petrolíferos, quedan obligados a cumplir las directrices dictadas por el Ministerio de Industria y Energía respecto de sus instalaciones y mantenimiento, seguridad, calidad de los productos y aportación de información. Igualmente, quedarán obligados a poner a disposición los suministros prioritarios que se señalen por razones de estrategia o dificultad en el abastecimiento.

TITULO IV

Ordenación del suministro de gases combustibles por canalización

CAPITULO I

Disposiciones generales

Artículo 54. *Régimen de actividades.*

1. Las actividades de fabricación, regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de combustibles gaseosos podrán ser realizadas libremente en los términos previstos en este Título, sin perjuicio de las obligaciones que puedan derivarse de otras disposiciones, y en especial de las fiscales y de las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente y a la defensa de los consumidores y usuarios.

Son combustibles gaseosos a los efectos de este Título:

a) El gas natural y sus especialidades gas natural licuado y gas natural comprimido.

b) Los gases combustibles manufacturados o sintéticos, donde se puede distinguir entre:

1.º Mezclas de gas natural, butano o propano con aire.

2.º El biogás y/o cualquier otro gas obtenido a partir de la biomasa.

3.º Cualquier otro tipo de gas combustible manufacturado o sintético o mezcla de gas combustible con aire.

2. Las actividades de importación, exportación e intercambios comunitarios de combustibles gaseosos se realizarán sin más requisitos que los que deriven de la normativa comunitaria.

3. Las normas establecidas en la presente Ley en relación con el gas natural serán también de aplicación, de manera no discriminatoria, al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en la red de gas natural y transportarlos por ella.

A estos efectos, se establecerán los requisitos de composición de estos gases al objeto de garantizar la seguridad de las personas, instalaciones y equipos de consumo así como la correcta conservación de los mismos.

Artículo 55. *Régimen de autorización de instalaciones.*

1. Requerirán autorización administrativa previa en los términos establecidos en la presente Ley y disposiciones que la desarrollen, las siguientes instalaciones destinadas al suministro a los usuarios de combustibles gaseosos por canalización:

a) Las plantas de regasificación y licuefacción de gas natural y de fabricación de gases combustibles manufacturados o sintéticos o de mezcla de gases combustibles por aire.

b) Las instalaciones de almacenamiento, transporte y distribución de gas natural.

c) El almacenamiento y distribución de combustibles gaseosos manufacturados, y sintéticos y mezclas de gases y aire para suministro por canalización.

Las instalaciones relativas a los gases licuados del petróleo, se regirán por lo dispuesto en el Título III.

2. Podrán realizarse libremente, sin más requisitos que los relativos al cumplimiento de las disposiciones técnicas y de seguridad y medioambientales las siguientes instalaciones:

a) Las que se relacionan en el apartado anterior cuando su objeto sea el consumo propio, no pudiendo suministrar a terceros.

b) Las relativas a fabricación, mezcla, almacenamiento, distribución y suministro de combustibles gaseosos desde un centro productor en el que el gas sea un subproducto.

c) Las de almacenamiento, distribución y suministro de gas natural de un usuario o de los usuarios de un mismo bloque de viviendas.

d) Las líneas directas.

3. No requerirán autorización administrativa los proyectos de instalaciones necesarias para la defensa nacional consideradas de interés militar, conforme a la Ley 8/1975, de 12 de marzo, de zonas e instalaciones de interés para la defensa nacional, y su normativa de desarrollo ni las plantas de regasificación ubicadas en el archipiélago canario que tengan como uso principal alimentar a instalaciones de generación de energía eléctrica, pudiendo tener usos secundarios como la alimentación a puertos y a buques.

Artículo 56. *Fabricación de gases combustibles.*

1. A los efectos establecidos en la presente Ley tendrá la consideración de fabricación de gases combustibles, siempre que éstos se destinen al suministro final a consumidores por canalización, la fabricación de combustibles gaseosos manufacturados o sintéticos, incluida la mezcla de gas natural, butano o propano con aire.

2. La fabricación de gases combustibles deberá ajustarse a los criterios de planificación en materia de hidrocarburos.

3. En relación con la autorización administrativa le será de aplicación lo establecido al respecto en el artículo 73 de la presente Ley.

4. Lo dispuesto en el presente artículo no será de aplicación a las plantas de producción de gases renovables.

Artículo 57. *Suministro.*

1. Los consumidores tendrán derecho de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de gas natural en las condiciones establecidas en la normativa de aplicación.

2. Los consumidores que se determinen tendrán derecho a acogerse al suministro a unos precios que serán fijados y revisados por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y que tendrán la consideración de tarifa de último recurso. La tarifa de último recurso será el precio que cobrarán los comercializadores de último recurso a los consumidores que tengan derecho a acogerse a ella.

3. El Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá establecer condiciones específicas de suministro para determinados consumidores que, por sus características económicas, sociales o de suministro, tengan la consideración de clientes vulnerables.

4. Las Administraciones competentes, en coordinación con la Comisión Nacional de Energía, establecerán puntos de contacto únicos para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigios.

Artículo 57 bis. *Derechos de los consumidores en relación con el suministro.*

Los consumidores tendrán los siguientes derechos:

a) Realizar adquisiciones de gas en los términos establecidos en el Capítulo II del Título IV de la presente Ley.

b) Elegir el suministrador para la compra del gas natural.

c) Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medida de su suministro.

d) Disponer de un servicio de asistencia telefónica facilitado por el distribuidor al que estén conectados sus instalaciones, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias de seguridad en sus instalaciones. Dicho número deberá figurar claramente identificado en las facturas y en todo caso será facilitado por el comercializador al consumidor.

e) Tener un contrato con el comercializador en el que se especifique:

1.º la identidad y la dirección del suministrador,

2.º los servicios prestados, el nivel de calidad propuesto y el plazo para la conexión inicial,

3.º el tipo de servicio de mantenimiento que se ofrezca,

4.º la forma de obtener información actualizada sobre todas las tarifas aplicables y los gastos de mantenimiento,

5.º la duración del contrato, las condiciones para la renovación y la rescisión de los servicios y del contrato y, cuando esté permitido, el desistimiento del contrato sin costes,

6.º los acuerdos de compensación y reembolso aplicables si no se cumplen los niveles de calidad contratados, incluida la facturación incorrecta y retrasada,

7.º el método para iniciar un procedimiento de resolución de conflictos de conformidad con lo dispuesto en el párrafo j),

8.º la información sobre los derechos de los consumidores, inclusive la relativa a la tramitación de las reclamaciones y toda la información mencionada en este párrafo e), claramente comunicada mediante las facturas o los sitios de Internet de las compañías de gas natural, y

9.º las condiciones serán equitativas y se darán a conocer con antelación. En cualquier caso, debe comunicarse esta información antes de la celebración o confirmación del contrato. Cuando los contratos se celebren a través de intermediarios, la información antes mencionada se comunicará asimismo antes de la celebración del contrato.

f) Ser debidamente avisados de forma transparente y comprensible de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato sin coste alguno cuando reciban el aviso. Asimismo, ser notificados de forma directa por su suministrador sobre cualquier revisión de los precios derivada de las condiciones previstas, con al menos un mes de antelación a la entrada en vigor, de forma transparente y comprensible.

Las comunicaciones de revisiones de precios deberán incluir una comparativa de los precios aplicados antes y después de la revisión, así como una estimación del coste anual del suministro para dicho consumidor y su comparativa con el coste anual anterior.

g) Recibir información transparente sobre los precios, tarifas y condiciones generales aplicables al acceso y al uso de los servicios de gas.

h) Poder escoger libremente el modo de pago, de forma que no se produzca ninguna discriminación indebida entre consumidores. Los sistemas de pago anticipado serán justos y reflejarán adecuadamente el consumo probable. Cualquier diferencia en las condiciones reflejará los costes que suponen para el proveedor los distintos sistemas de pago. Las condiciones generales serán equitativas y transparentes. Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible y no incluirán obstáculos no contractuales al ejercicio de los derechos de los clientes, por ejemplo, una documentación contractual excesiva. Se protegerá a los clientes contra los métodos de venta abusivos o equívocos.

i) Cambiar de suministrador sin coste alguno.

j) Disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones. Concretamente, todos los consumidores tendrán derecho a un buen nivel de servicio y de tramitación de las reclamaciones por parte del suministrador del servicio de gas. Tales procedimientos de solución extrajudicial permitirán la resolución equitativa y rápida de los litigios, preferiblemente en un plazo de tres meses y contemplarán, cuando esté justificado, un sistema de reembolso y/o compensación.

Siempre que sea posible, los procedimientos en cuestión se ajustarán a lo dispuesto en la Recomendación 98/257/CE de la Comisión, de 30 de marzo de 1998, relativa a los

principios aplicables a los órganos responsables de la solución extrajudicial de los litigios en materia de consumo, como es el Sistema Arbitral de Consumo.

k) Para los clientes conectados a la red de gas, ser informados de sus derechos a que se les suministre, con arreglo a lo dispuesto en la legislación nacional aplicable, gas natural de una determinada calidad a precios razonables.

l) Tener a su disposición sus datos de consumo y poder, mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro registrada. La parte encargada de la gestión de datos estará obligada a facilitar estos datos a la empresa, utilizando los formatos y procedimientos desarrollados reglamentariamente. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.

m) Ser informados adecuadamente del consumo real de gas y de los costes correspondientes con la frecuencia que se establezca reglamentariamente, de manera que les permita regular su propio consumo de gas. La información se facilitará con el tiempo suficiente, teniendo en cuenta la capacidad del equipo de medición del cliente. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.

n) Recibir una liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de gas natural, en el plazo máximo de seis semanas a partir de la fecha del cambio de suministrador.

o) Acceder a las instalaciones propiedad de terceros, de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, en los términos previstos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y normativa que la desarrolle.

CAPITULO II

Sistema de gas natural

Artículo 58. *Sujetos que actúan en el sistema.*

Las actividades destinadas al suministro de gas natural por canalización serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

a) Los transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural.

Los gestores de red de transporte son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de la red troncal y certificadas de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 63 bis. Asimismo, tienen consideración de gestores de red de transporte los gestores de red independientes.

Los gestores de red independientes son aquellas sociedades mercantiles que gestionan instalaciones de la red troncal de las que no son propietarios y están autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 63 quáter.

Los gestores de red de transporte podrán mantener y celebrar acuerdos técnicos sobre cuestiones relativas a la gestión de gasoductos de transporte entre España y países no pertenecientes a la Unión Europea, siempre que dichos acuerdos sean compatibles con la normativa del mercado interior de gas natural y con las circulares y resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dichos acuerdos deberán ser notificados a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) El Gestor Técnico del Sistema será el responsable de la operación y gestión de la Red Básica y de las redes de transporte secundario definidas en la presente Ley de acuerdo con las funciones establecidas en el artículo 64. Asimismo, será responsable de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.

c) Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

Los distribuidores también podrán construir, mantener y operar instalaciones de la red de transporte secundario, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de ambas actividades de conformidad con lo dispuesto en el artículo 63.

d) Los comercializadores son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en el presente Título, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales. Asimismo, son comercializadores las sociedades mercantiles que realicen la venta de Gas Natural Licuado (GNL) a otros comercializadores dentro del sistema gasista o a consumidores finales.

e) Los consumidores finales, que son los que adquieren gas para su propio consumo y tendrán derecho a elegir suministrador. En el caso de que accedan directamente a las instalaciones de terceros se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

Asimismo, tendrán la consideración de consumidor final a los efectos previstos en la presente Ley, las empresas que suministren gas natural, biogás o gases manufacturados para su uso como carburante en estaciones de servicio, siempre que se suministren de un comercializador. Las instalaciones que se destinen a este fin, deberán cumplir las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente les sean exigibles.

f) La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, que será la entidad que tiene por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico de gas natural en la parte que se determine reglamentariamente.

g) El Operador del mercado organizado de gas de acuerdo con lo establecido en el artículo 65 ter de esta Ley y las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

Artículo 59. *Sistema gasista y red básica de gas natural.*

1. El sistema gasista comprenderá las siguientes instalaciones: las incluidas en la red básica, las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y demás instalaciones complementarias.

2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de gas natural estará integrada por:

a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre:

1.º Red troncal: Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se considerarán incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

2.º Red de influencia local: Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

b) Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural. Quedan exceptuadas de las anteriores las instalaciones referidas en el artículo 55.3, así como las líneas de conducción de gas natural asociadas a las mismas y dedicadas en exclusividad a la alimentación de las centrales eléctricas, puertos y buques.

c) Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista.

3. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

4. Las redes de distribución comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario.

5. Almacenamientos no básicos de gas natural son las estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran, con carácter temporal o permanente, para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento

subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Artículo 60. *Funcionamiento del sistema.*

1. La regasificación, el almacenamiento básico, el transporte, y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, cuyo régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente Ley.

2. Sin perjuicio de lo establecido para los suministradores de último recurso, la actividad de comercialización se desarrollará en régimen de libre competencia, conforme a lo dispuesto en la presente Ley y disposiciones que la desarrollen, y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes.

3. Se garantiza el acceso de terceros a las instalaciones de la red básica y a las instalaciones de transporte y distribución en las condiciones técnicas y económicas que se determinen. El precio por el uso de estas instalaciones vendrá determinado por el peaje, canon y cargo correspondiente.

4. Salvo pacto expreso en contrario, la transmisión de la propiedad del gas se entenderá producida en el momento en que el mismo tenga entrada en las instalaciones del comprador.

5. Las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en los territorios insulares y extra-peninsulares serán objeto de una regulación reglamentaria singular, previo acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas y atenderá a las especificidades derivadas de su situación territorial.

Artículo 61. *Incorporación de gas natural al sistema.*

1. Podrán incorporar gas natural en el sistema:

a) Los comercializadores.

b) Los Consumidores Directos en Mercado.

c) Los transportistas para el nivel mínimo de llenado de tanques de GNL, gasoductos de transporte, almacenamientos y redes de distribución, y para cualquier otra función que reglamentariamente se establezca que no tenga como finalidad última el suministro.

d) El Gestor Técnico del Sistema para cualquier función que reglamentariamente se establezca que no tenga como finalidad última el suministro.

e) La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos para su función de constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico de gas natural.

2. Los sujetos autorizados para adquirir gas natural tendrán derecho de acceso a las instalaciones de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución en los términos que la normativa de aplicación establezca.

En el caso del acceso a instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución el acceso será regulado.

En el caso de los almacenamientos no básicos el acceso será negociado y se establecerán reglamentariamente los criterios para el acceso a las instalaciones que serán transparentes, objetivos y no discriminatorios. Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

3. Los sujetos que quieran ejercer su derecho como Consumidores Directos en Mercado deberán comunicarlo al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que a su vez lo comunicará a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

4. Ningún sujeto o sujetos pertenecientes a un mismo grupo de empresas de acuerdo con el artículo 42 del Código de Comercio que actúen en el sector de gas natural podrán aportar en su conjunto gas natural para su consumo en España en una cuantía superior al 70 % del consumo nacional.

A los efectos del cálculo del porcentaje a que se refiere el párrafo anterior no se considerarán los autoconsumos que se puedan realizar.

5. El Gobierno, mediante Real Decreto, podrá variar los porcentajes establecidos en el apartado anterior, en función de la evolución y de la estructura empresarial del sector.

Artículo 62. *Contabilidad e información.*

1. Las entidades que desarrollen alguna o algunas de las actividades, a que se refiere el artículo 58, a excepción de los consumidores, de la presente Ley, llevarán su contabilidad de acuerdo con el Capítulo VII de la Ley de Sociedades Anónimas, aun cuando no tuvieran tal carácter.

El Gobierno regulará las adaptaciones que fueran necesarias para el supuesto de que el titular de la actividad no sea una sociedad anónima.

En cualquier caso, las empresas habrán de tener en su sede central, a disposición del público, una copia de sus cuentas anuales.

2. Sin perjuicio de la aplicación de las normas generales de contabilidad, a las empresas que realicen actividades a que se refiere el artículo 58 de la presente Ley o a las sociedades que ejerzan control sobre las mismas, el Gobierno podrá establecer para las mismas las especialidades contables y de publicación de cuentas que se consideren adecuadas, del tal forma que se reflejen con nitidez los ingresos y gastos de las actividades gasistas y las transacciones realizadas entre sociedades de un mismo grupo, con objeto de evitar discriminaciones, subvenciones entre actividades distintas y distorsiones de la competencia.

En el caso de las sociedades que tengan por objeto la realización de actividades reguladas, de acuerdo con el artículo 60.1 de la presente Ley, llevarán en su contabilidad cuentas separadas para cada una de ellas que diferencien entre los ingresos y los gastos estrictamente imputables a cada una de dichas actividades. Asimismo, los gestores de red independientes llevarán en su contabilidad cuentas separadas para cada empresa gestionada, diferenciando los ingresos y gastos imputables a dicha gestión.

El Gestor técnico del sistema gasista, así como las empresas que realicen el suministro de último recurso, deberán llevar cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos estrictamente imputables a dichas actividades.

Las sociedades que realicen actividades gasistas no reguladas llevarán cuentas separadas de la actividad de producción, de comercialización, de aquellas otras actividades no gasistas que realicen en el territorio español y de todas aquellas otras que realicen en el exterior.

3. Las entidades deberán explicar en la memoria de las cuentas anuales los criterios aplicados en el reparto de costes respecto a las otras entidades del grupo que realicen actividades gasistas diferentes. Además, deberán informar en la memoria sobre los criterios de asignación e imputación de los activos, pasivos, gastos e ingresos, así como de las reglas de amortización aplicadas.

Estos criterios deberán mantenerse y no se modificarán, salvo circunstancias excepcionales. Las modificaciones y su justificación deberán ser explicadas en la memoria de las cuentas anuales del ejercicio en el que tengan lugar.

Se incluirá también en la memoria de las cuentas anuales, información sobre las operaciones realizadas con las empresas de su mismo grupo empresarial, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

4. Las entidades que actúen en el sistema gasista deberán proporcionar a la Administración competente la información que les sea requerida, en especial en relación con los contratos de abastecimiento y suministro de gas que hubieran suscrito y con sus cuentas anuales que habrán de auditarse de conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas y las disposiciones que la desarrollan. La auditoria verificará en particular que se respeta la obligación de evitar discriminaciones y subvenciones cruzadas entre actividades reguladas, y entre éstas y las actividades liberalizadas.

Cuando estas entidades formen parte de un mismo grupo empresarial, la obligación de información se extenderá, asimismo, a la sociedad que ejerza el control de la que realiza actividades gasistas siempre que actúe en algún sector energético y a aquellas otras sociedades del grupo que lleven a cabo operaciones con la que realiza actividades en el sistema gasista.

También deberán proporcionar a la Administración competente todo tipo de información sobre sus actividades, inversiones, calidad de suministro, medido según los estándares indicados por la Administración, mercados servidos y previstos con el máximo detalle,

precios soportados y repercutidos, así como, cualquier otra información que la Administración competente crea oportuna para el ejercicio de sus funciones.

5. Las entidades proporcionarán en su memoria de las cuentas anuales información sobre las actividades realizadas en materia de ahorro y eficiencia energética y de protección del medio ambiente.

6. Las sociedades que realizan actividades reguladas no podrán otorgar préstamos, prestar garantías ni avalar préstamos de otras sociedades del grupo o partes vinculadas que realicen actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector de gas natural español. Se excluyen los préstamos a sociedades del mismo grupo que tengan por objeto una gestión centralizada de la tesorería, sin que se dediquen a actividades liberalizadas u otras actividades ajenas al sector de gas natural español.

Artículo 63. *Separación de actividades.*

1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución a que se refiere el artículo 60.1 de la presente Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o comercialización ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.

2. Los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural, definida en el apartado 2 del artículo 59 deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte definida en el artículo 58.a), pudiendo incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

3. Las empresas propietarias de instalaciones pertenecientes a la red troncal de gasoductos deberán operar y gestionar sus propias redes, o ceder la gestión de las mismas a un gestor de red independiente en los casos previstos en la presente Ley.

Los gestores de red de transporte deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho:

1. A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo actividades de producción o suministro y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en un gestor de la red de transporte o en la red troncal de gasoductos.

2. A ejercer control de manera directa o indirecta sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte troncal y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro.

b) Ninguna persona física o jurídica, tendrá derecho a nombrar a los miembros del órgano de administración de un gestor de red de transporte o una red troncal de transporte, y, directa o indirectamente, a ejercer control o ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de la funciones de producción o suministro.

c) Ninguna persona física o jurídica tendrá derecho a ser miembro del órgano de administración, simultáneamente en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro y de un gestor de la red de transporte o de la red troncal de transporte.

Los derechos indicados en las letras a) y b) anteriores incluirán en particular:

1.º La facultad de ejercer derechos de voto.

2.º La facultad de designar a miembros del órgano de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa.

3.º La posesión de una parte mayoritaria conforme se establece en el artículo 42.1 del Código de Comercio.

A los efectos de lo dispuesto en el apartado 3.a) se incluirá también dentro del concepto de «empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o comercialización» a aquellas que realicen las actividades de generación o suministro en el sector de la electricidad y en el término «gestor de red de transporte» al operador del sistema eléctrico o gestor de red de transporte en el sector de la electricidad.

No obstante lo anterior, aquellas empresas transportistas, que fuesen propietarias de instalaciones de la red troncal con anterioridad al día 3 de septiembre de 2009 y que por formar parte de un grupo empresarial al que pertenezcan sociedades que desarrollen actividades de producción o comercialización no den cumplimiento a lo dispuesto en el párrafo anterior, podrán optar por mantener la propiedad de las instalaciones de la red troncal siempre y cuando cedan su gestión a un gestor de red independiente en las condiciones establecidas en el artículo 63 quáter.

4. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 3 para empresas propietarias de instalaciones de la red troncal de gas, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes y se cumplan los siguientes criterios de independencia:

a) Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de producción o comercialización.

b) Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular, establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización.

Asimismo, en relación con las actividades reguladas, las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades de distribución no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de la actividad de transporte, y viceversa.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas así como sus trabajadores no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenecen en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

c) Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar las instalaciones de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural.

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.

d) Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en las letras a), b) y c) anteriores, que será remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la persona u órgano competente designado por la sociedad a tal efecto. El encargado de evaluar el cumplimiento será totalmente independiente y tendrá acceso a toda la información de la sociedad y de cualquiera de sus empresas filiales que requiera para el desarrollo de sus funciones.

Antes del 31 de marzo de cada año, el encargado de evaluar el cumplimiento presentará un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, que será publicado en la página web de la empresa y en la de la citada Comisión, indicando las medidas adoptadas para el cumplimiento de lo estipulado en las letras a), b) y c) anteriores.

5. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 1, cualquier adquisición de participaciones accionariales por parte de aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas exigirá la obtención de la autorización previa a que se refiere la disposición adicional undécima de esta Ley.

6. Las empresas distribuidoras que formen parte de un grupo de sociedades que desarrollen actividades reguladas y no reguladas en los términos previstos en la presente Ley, no crearán confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización, sin perjuicio de las infracciones previstas en la normativa vigente a este respecto.

Artículo 63 bis. *Certificación de los gestores de red de transporte.*

1. Las sociedades mercantiles que actúen como gestores de red de transporte o gestores de red independientes serán autorizadas y designadas como tales por el Ministro de Industria, Energía y Turismo a solicitud de las interesadas.

Los gestores de red de transporte, incluyendo los gestores de red independientes, deberán obtener previamente una certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación con el cumplimiento de los requisitos de separación de actividades establecidos en el artículo 63.3 y de acuerdo con el procedimiento recogido en los apartados siguientes.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia controlará que la sociedad designada como gestor de la red de transporte se mantiene en el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 63.3.

Las designaciones de los gestores de red de transporte se notificarán a la Comisión Europea a efectos de su publicación en el "Diario Oficial de la Unión Europea".

2. Las empresas que pretendan ser gestores de una instalación perteneciente a la red troncal deberán solicitar la citada certificación a la Comisión Nacional de Energía.

Asimismo, aquellas empresas que hayan sido certificadas deberán notificar a la Comisión Nacional de Energía cualquier transacción que pueda requerir un control del cumplimiento de los requisitos relativos a la separación de actividades, incluyendo toda circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de un país no miembro de la Unión Europea asuma el control de parte de la red troncal o de un gestor de red de transporte.

3. La Comisión Nacional de Energía iniciará el procedimiento de certificación tras la solicitud o notificación por la empresa interesada, tras una solicitud motivada del Ministerio de Industria, Energía y Turismo o de la Comisión Europea o a iniciativa propia en aquellos casos en los que tenga conocimiento de posibles transacciones que puedan dar o hayan dado lugar al incumplimiento de los requisitos establecidos en relación a la separación de actividades.

4. La Comisión Nacional de Energía previa audiencia y de forma motivada, adoptará una resolución provisional sobre la certificación en el plazo máximo de cuatro meses desde la presentación de la solicitud o notificación. Transcurrido dicho plazo sin haberse dictado resolución expresa se considerará la certificación provisional concedida.

5. En todos los casos, la Comisión Nacional de Energía deberá comunicar a la Comisión Europea su resolución provisional en relación con la certificación de la empresa interesada acompañada de la documentación pertinente relativa a la misma, con el fin de que ésta emita el correspondiente dictamen previo a la adopción de la resolución definitiva. Asimismo remitirá copia del expediente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De no emitir un dictamen la Comisión Europea en el plazo previsto al efecto en la legislación comunitaria, se considerará que no pone objeciones a la resolución provisional de la Comisión Nacional de Energía.

6. En el plazo de dos meses desde la recepción del dictamen emitido por la Comisión Europea, o agotados los plazos previstos al efecto en la legislación comunitaria, la Comisión Nacional de Energía resolverá con carácter definitivo sobre la certificación, dando cumplimiento a la decisión de la Comisión Europea. Dicha resolución, junto con el dictamen

de la Comisión Europea, deberá publicarse en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Diario Oficial de la Unión Europea». La certificación no surtirá efectos hasta su publicación.

7. En cualquier fase del procedimiento la Comisión Nacional de Energía y la Comisión Europea podrán solicitar a la empresa transportista o a las empresas que realicen actividades de producción o comercialización cualquier información útil para el cumplimiento de las tareas recogidas en este artículo.

La Comisión Nacional de Energía garantizará la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Artículo 63 ter. *Certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea.*

1. Cuando se solicite una certificación por parte de una empresa que esté controlada por una persona o personas de uno o más países no miembros de la Unión Europea, la Comisión Nacional de Energía lo notificará a la Comisión Europea, así como toda circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de uno o más terceros países asuman el control de parte de la red troncal o de un gestor de red de transporte.

2. La Comisión Nacional de Energía iniciará el proceso de certificación de acuerdo con el procedimiento y plazos previstos en el artículo 63 bis.

En cualquier caso, la Comisión Nacional de Energía denegará la certificación si no se ha demostrado:

a) que la entidad en cuestión cumple los requisitos del artículo 63, y

b) que la concesión de la certificación no pondrá en peligro la seguridad de suministro energético nacional y de la Unión Europea, teniendo en cuenta los derechos y obligaciones de España y de la Unión Europea con respecto a dicho tercer país, y otros datos y circunstancias específicos del caso y del tercer país de que se trate.

En la notificación de la resolución provisional a la Comisión Europea, la Comisión Nacional de Energía solicitará un dictamen específico sobre si la entidad en cuestión cumple los requisitos de separación de actividades, y si la concesión de la certificación no pondrá en peligro la seguridad del suministro de energía a la Unión Europea.

3. Cuando la resolución definitiva difiera del dictamen de la Comisión Europea, la Comisión Nacional de Energía comunicará y hará público, junto con dicha resolución, la motivación de la misma.

Artículo 63 quáter. *Gestor de red independiente.*

1. Las empresas propietarias de instalaciones de la red troncal de gasoductos que no cumplan los requisitos de separación de actividades establecidos en el artículo 63.3, y que con anterioridad al 3 de septiembre de 2009 fuesen propietarios de dichas instalaciones, así como las que con anterioridad al 23 de mayo de 2019 fuesen propietarias de instalaciones de interconexión con países no miembros de la Unión Europea, podrán optar por ceder la gestión de los mismos a un gestor de red independiente.

A estos efectos propondrán un gestor de red independiente entre las empresas que hayan obtenido la certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades de transporte y solicitarán al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico su aprobación. Dicha designación estará supeditada a la aprobación de la Comisión Europea y podrá ser denegada en caso de que el gestor de red independiente no cumpla alguno de los requisitos establecidos en la presente Ley y su normativa de desarrollo.

2. El gestor de red independiente deberá:

a) Demostrar que dispone de los recursos humanos, técnicos, financieros y físicos necesarios para llevar a cabo sus funciones.

b) Disponer de capacidad para cumplir con las obligaciones que impone el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005, incluida la cooperación de los transportistas en los ámbitos europeo y regional.

3. Las funciones que deberá llevar a cabo el gestor de red independiente en relación con las instalaciones de la red troncal cuya gestión le hayan sido encomendadas serán:

a) Conceder y gestionar las solicitudes de acceso a las instalaciones.
b) Firmar los contratos y recaudar los peajes correspondientes al acceso de terceros a las instalaciones.
c) Explotar, mantener y desarrollar la red de transporte de acuerdo con lo previsto en la planificación obligatoria, en la presente Ley y su normativa de desarrollo.
d) Planificar las infraestructuras necesarias para el correcto funcionamiento de las instalaciones que gestionan, tramitar las autorizaciones correspondientes y construir las mismas, siempre y cuando las instalaciones no sean objeto de adjudicación directa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 67.1 de la presente Ley.
e) Adoptar las medidas necesarias para dar cobertura a las responsabilidades correspondientes a sus funciones en relación con los activos cuya gestión le hayan sido cedidos.

4. Los propietarios de instalaciones de la red troncal que hayan cedido su gestión a un gestor de red independiente deberán:

a) Cooperar y apoyar al gestor de red independiente para el desarrollo de sus funciones, incluida la aportación de toda la información necesaria.
b) Adoptar las medidas necesarias para dar cobertura a la responsabilidad derivada de sus activos, exceptuando la correspondiente a las funciones del gestor de red independiente.
c) Financiar las inversiones decididas por el gestor de red independiente y aprobadas por la Comisión Nacional de Energía, o dar su consentimiento para que sean financiadas por cualquier parte interesada, incluido el gestor de red independiente. Los correspondientes mecanismos de financiación deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía, que previamente deberá consultar al propietario de los activos junto con otras partes interesadas.
d) Aportar las garantías necesarias para facilitar la financiación de cualquier ampliación de la red, con excepción de las inversiones para cuya financiación por cualquier parte interesada haya dado su consentimiento.
e) No serán competentes para la concesión y gestión del acceso de terceros a las instalaciones cedidas ni de la planificación de inversiones.

5. A estos efectos, el gestor de red independiente y el propietario de las instalaciones de la red troncal firmarán un contrato en el que se detallen las condiciones contractuales así como responsabilidades de cada uno. Dicho contrato deberá ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía.
6. La Comisión Nacional de Energía controlará que el propietario de la red de transporte y el gestor de red independiente cumplen lo establecido en el presente artículo. A estos efectos podrá solicitar la información que considere necesaria para el ejercicio de sus funciones y realizar inspecciones, incluso sin previo aviso, de las instalaciones tanto del titular de las instalaciones de transporte como del gestor de red independiente.
7. La Comisión Nacional de Energía actuará como órgano de resolución de conflictos entre el titular de la instalación de transporte y el gestor de red independiente, cuando uno de ellos lo reclame.

CAPITULO III

Gestión técnica del sistema de gas natural y mercado organizado de gas

Artículo 64. *El Gestor Técnico del Sistema.*

1. El Gestor Técnico del Sistema, será responsable de la operación y de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, y garantizará la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución.

El Gestor del Sistema ejercerá sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que operan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia.

2. Las actividades de gestión técnica que realice el Gestor del Sistema serán retribuidas adecuadamente conforme a lo dispuesto en el Capítulo VII de este Título.

3. Serán funciones del Gestor Técnico del Sistema las siguientes:

a) Gestionar todas las instalaciones de la Red Básica del sistema gasista y de transporte secundario.

b) Determinar y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo.

c) Prever a corto y medio plazo la utilización de instalaciones del sistema, así como de las reservas de gas natural, de acuerdo con la previsión de la demanda.

d) Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de gas natural y su transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan. Asimismo, impartirá las instrucciones precisas a los transportistas para ajustar los niveles de emisión de gas natural a la demanda del sistema gasista.

e) Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de instalaciones de forma que se asegure su funcionamiento y disponibilidad para garantizar la seguridad del sistema.

f) Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de gas natural, así como los planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural, y coordinar y controlar su ejecución.

g) Impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales.

h) Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para el funcionamiento del sistema, así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes.

i) Proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos.

j) Proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los planes de emergencia que considere necesarios, detallando las existencias disponibles, su ubicación y período de reposición de las mismas, así como sus revisiones anuales. Dichos planes y sus revisiones anuales serán objeto de aprobación o modificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

k) Dar las órdenes oportunas para que las empresas titulares de las redes de instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario hagan funcionar sus instalaciones de tal forma que se asegure la entrega de gas en las condiciones adecuadas en los puntos de salida del sistema.

l) Para realizar y controlar su actuación, el Gestor del Sistema llevará a cabo los programas de entregas que reglamentariamente se determinen.

m) Gestionar las entradas y salidas de gas natural en el sistema gasista a través de los gasoductos, las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación, los almacenamientos subterráneos y los yacimientos naturales.

n) (Suprimida.)

o) Efectuar el cálculo y aplicación del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista y las existencias operativas y estratégicas del mismo.

p) Ejecutar, en el ámbito de sus funciones, aquellas decisiones que sean adoptadas por el Gobierno en ejecución de lo previsto en la presente Ley.

q) Colaborar con el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión anuales y plurianuales presentados por los titulares de las empresas de instalaciones de transporte de gas natural.

r) Elaborar un informe sobre el cumplimiento por parte de los distintos agentes del sistema y los resultados de las medidas adoptadas por el Gobierno ante situaciones de emergencia. Dicho informe se pondrá a disposición del Ministerio para la Transición Ecológica y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

s) Proporcionar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos la información que ésta pueda requerir para el ejercicio de su función de mantenimiento de las existencias de carácter estratégico de gas natural.

t) Realizar en coordinación con el operador del mercado organizado de gas las funciones que reglamentariamente se le asignen para garantizar el correcto funcionamiento de dicho mercado.

u) Asumir las funciones previstas para el gestor de red de transporte, incluida la realización de acciones de balance, en el Reglamento (UE) n.º 312/2014, de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece el código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte.

v) Adquirir o vender en el mercado organizado de gas a que hace referencia el artículo 65 bis de la presente Ley, el gas necesario para el ejercicio de sus funciones y en particular las adquisiciones y ventas de gas para mantener el sistema en operaciones de balance de acuerdo con la normativa aplicable.

4. El Gestor Técnico del Sistema, tendrá un representante en el Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Energía y en su Comisión Permanente.

Artículo 65. *Normas de gestión técnica del sistema.*

1. El Ministerio para la Transición Ecológica y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán, en el ámbito de sus competencias, la normativa de gestión técnica del sistema que tendrá por objeto propiciar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica aprobará la normativa relacionada con los siguientes aspectos:

a) Los mecanismos para garantizar el necesario nivel de suministro de gas natural del sistema a corto y medio plazo y el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad.

b) Los procedimientos de coordinación que garanticen la correcta explotación y mantenimiento de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad necesarios, contemplando específicamente la previsión de planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.

c) El procedimiento sobre las medidas a adoptar en el caso de situaciones de emergencia y desabastecimiento.

d) La calidad del gas y los requisitos de medida.

e) Los procedimientos de control de las entradas y salidas de gas natural hacia o desde el sistema gasista nacional.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia regulará los siguientes aspectos:

a) El procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema. El sistema de programaciones, nominaciones, renominaciones y repartos.

b) El procedimiento de gestión y uso de las interconexiones internacionales.

c) Las mermas y los autoconsumos, debiendo determinarse las cantidades a retener para cada tipo de instalación.

Artículo 65 bis. *Mercado organizado de gas.*

1. A los efectos de esta Ley se entiende por mercado organizado de gas el integrado por transacciones de compra y venta de gas natural en el punto virtual de balance del sistema de transporte y distribución, mediante la contratación a corto plazo con entrega física de gas. La contratación a corto plazo incluirá al menos, productos con un horizonte de entrega hasta el último día del mes siguiente.

El mercado organizado integrará asimismo las transacciones de compra y venta de gas u otras transacciones que reglamentariamente se determinen.

La contratación en el mercado organizado se realizará de forma anónima, libre y voluntaria, en los términos previstos en la presente Ley y en su normativa de desarrollo.

Reglamentariamente por el Gobierno se regularán los sujetos que podrán actuar en este mercado, las condiciones bajo las que podrán hacerlo, las características de los productos a negociar, el punto virtual de balance del sistema de transporte y distribución y la información que se deberá comunicar al Operador del Mercado y al Gestor Técnico del Sistema, a los efectos de asegurar el correcto funcionamiento del sistema gasista.

Este mercado se constituye como "Plataforma de Comercio", según se define en el artículo 10 del Reglamento (UE) de la Comisión N.º 312/2014, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

2. En todo caso podrán actuar en el mercado organizado de gas los siguientes sujetos:

a) El operador del mercado organizado de gas que será la sociedad responsable de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de gas en el mercado organizado de gas natural.

b) Los comercializadores y consumidores directos en mercado que podrán participar a través de la presentación de ofertas de compra y de venta de gas.

c) El Gestor Técnico del Sistema.

d) Los transportistas y distribuidores.

e) La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

f) Cualquier otro sujeto que realice operaciones de compra venta de gas con el resto de los participantes del mercado sin acceder a instalaciones de terceros.

En este caso el balance de dicho sujeto al final del periodo de balance deberá ser igual a cero. Estos sujetos no necesitarán tener categoría de comercializador siempre que cumplan los requisitos que reglamentariamente se establezcan para la participación en el mercado. Dichos agentes limitarán toda su actividad a la compraventa de gas al resto de los participantes del mercado.

El gas del que dichos agentes sean titulares solo podrá ser utilizado para el objeto de compra venta mencionada y en ningún caso podrá ser objeto de cesión, o arrendamiento con comercializadores para el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias de seguridad.

Artículo 65 ter. *Operador del mercado organizado de gas.*

1. El operador del mercado organizado de gas asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de gas natural en el mercado de gas natural en los términos y con las funciones que reglamentariamente se establezcan.

En cualquier caso, serán funciones del operador del mercado:

a) La recepción de las ofertas de venta y adquisición emitidas por los distintos sujetos que participan en el mercado organizado. El operador del mercado publicará en la plataforma de contratación del mercado los precios y el volumen de las ofertas de venta y adquisición, de forma anónima.

b) La recepción de las garantías que, en su caso, procedan. La gestión de estas garantías podrá realizarla directamente o a través de terceros autorizados.

c) La casación y determinación de los precios de los diferentes productos resultantes de las casaciones en el mercado organizado.

d) La comunicación a los interesados de los resultados de la casación de las ofertas.

e) La publicación de los precios y volúmenes negociados de cada uno de los productos.

f) La liquidación y comunicación de los pagos y cobros, directamente o a través de un tercero.

g) De conformidad con la normativa aplicable la comunicación al Gestor Técnico del Sistema de las operaciones realizadas por los distintos sujetos que participan en el mercado organizado.

h) Informar públicamente sobre la evolución del mercado con la periodicidad que se determine.

i) Realizar cualesquiera otras funciones que reglamentariamente le sean atribuidas.

El operador del mercado ejercerá sus funciones en el sistema gasista español, respetando los principios de transparencia, objetividad, no discriminación e independencia.

2. Actuará como operador del mercado organizado de gas una sociedad mercantil de cuyo accionariado podrá formar parte cualquier persona física o jurídica.

La suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., y en su caso, del Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A. será igual al 30 por ciento. El peso relativo de la participación de dichas sociedades en el operador del mercado organizado de gas será de 2/3 y 1/3 respectivamente.

En el caso de los Gestores Técnicos de los sistemas gasistas español y portugués, la suma de las participaciones directas en el capital de esta sociedad será del 20 por ciento. El peso relativo de la participación de ambas sociedades en el operador del mercado organizado de gas será de 2/3 y 1/3 respectivamente.

En el caso de los sujetos que realicen actividades en el sector energético, la suma de las participaciones directa o indirecta en el capital de esta sociedad no podrá superar el 3 por ciento. Asimismo la suma de participaciones de estos sujetos no podrá superar el 30 por ciento, no pudiendo sindicarse estas acciones a ningún efecto.

En el caso del resto de los sujetos que participen en la sociedad, su participación directa o indirecta se verá limitada a un máximo del 5 por ciento de forma que no tenga un impacto relevante o influencia significativa en el desarrollo de las actividades de la sociedad.

En el caso de que alguna persona física o jurídica pusiera de manifiesto a la sociedad mercantil que actúa como operador del mercado su voluntad de participar en el capital de dicha sociedad, la petición se elevará a la Junta General de Accionistas junto con la acreditación del solicitante de realizar o no actividades en el sector del gas natural.

La Junta General deberá aceptar la solicitud presentada por una cifra máxima de participación equivalente a la media de las participaciones existentes en el tipo de accionista que haya de corresponder al peticionario, haciéndose efectiva a través de alguno o algunos de los siguientes procedimientos:

a) La voluntad de venta por la sociedad o por alguno de sus accionistas de las correspondientes acciones manifestada en la Junta General.

b) La ampliación de capital de la sociedad mediante la emisión de nuevas acciones siempre que se respete el límite del 30 por ciento que puede ser suscrito por sujetos que realicen actividades en el sector energético.

Cuando los solicitantes de participación en el capital del operador del mercado organizado de gas realicen actividades en el sector energético, a fin de respetar el porcentaje mencionado, se podrá acordar una ampliación de capital superior a la necesaria, siempre que se manifieste en la Junta General la voluntad de suscripción de esas acciones por cualquiera de los accionistas que no ejerzan actividades gasistas.

En todo caso, se excluye el derecho de suscripción preferente de los accionistas sobre las acciones que se emitan para atender las nuevas peticiones de participación.

3. La retribución del operador del mercado organizado de gas será asumida por todos los agentes que operen en dicho mercado en las condiciones que se fijen por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

CAPITULO IV

Regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural

Artículo 66. *La red de transporte de combustibles gaseosos.*

1. La red de transporte primario está constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares.

2. La red de transporte secundario de gas natural está constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar.

3. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte las estaciones de compresión y de regulación y medida y todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

4. Los transportistas serán responsables del desarrollo y ampliación de la red de transporte definida en este artículo, de tal manera que garantice el mantenimiento y mejora de una red configurada bajo criterios homogéneos y coherentes, todo ello sin perjuicio del cumplimiento de lo establecido en el artículo 4 de la presente Ley en materia de planificación de instalaciones.

5. Se establecerán cuantas normas técnicas sean precisas para garantizar la fiabilidad del suministro de gas y de las instalaciones de la red de transporte y las a ella conectadas. Estas normas tenderán a garantizar la protección y seguridad de las personas y sus bienes, la calidad y fiabilidad en su funcionamiento, la unificación de las condiciones de los suministros, la prestación de un buen servicio y serán objetivas y no discriminatorias.

Artículo 67. *Autorizaciones administrativas.*

1. Requieren autorización administrativa previa, en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo, la construcción, explotación, modificación, y cierre de las instalaciones de la red básica y redes de transporte reseñadas en el artículo 59, sin perjuicio del régimen jurídico aplicable a los almacenamientos subterráneos de acuerdo con el Título II de la presente Ley.

La transmisión de estas instalaciones deberá ser autorizada por la Administración competente.

La autorización administrativa de cierre de una instalación podrá imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento.

Las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte objeto de planificación obligatoria, de acuerdo con el artículo 4 de la presente Ley, deberán ser otorgadas mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la autoridad competente cuando se trate de gasoductos de transporte secundario. En el caso de las instalaciones que formen parte de la red troncal, la construcción y la explotación de las instalaciones serán autorizadas de forma directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal. En el caso de otros gasoductos de transporte competencia de la Administración General del Estado, podrán adjudicarse a los titulares de las instalaciones a las que se conecten.

2. Los solicitantes de autorizaciones para instalaciones de gas relacionadas en el apartado 1 de este artículo deberán acreditar suficientemente los siguientes requisitos:

a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.

b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.

c) La adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación del territorio.

d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

3. Las autorizaciones a que se refiere el apartado 1 de este artículo serán otorgadas por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones sobre protección del dominio público que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, la correspondiente legislación sectorial y en especial las relativas a la ordenación del territorio, urbanismo y al medio ambiente.

El procedimiento y otorgamiento de la autorización incluirá el trámite de información pública.

Otorgada autorización y a los efectos de garantizar el cumplimiento de sus obligaciones, el titular deberá constituir una garantía en torno a un 2 por 100 del presupuesto de las instalaciones.

La autorización en ningún caso se entenderá concedida en régimen de monopolio ni concederá derechos exclusivos.

La falta de resolución expresa de las solicitudes de autorización a que se refiere el presente artículo, tendrá efectos desestimatorios. En todo caso, podrá interponerse recurso ordinario ante la autoridad administrativa correspondiente.

4. Las autorizaciones de instalación de transporte contendrán todos los requisitos que deban ser observados en su construcción y explotación.

Cuando las instalaciones autorizadas hayan de conectarse a instalaciones ya existentes de distinto titular, éste, o en su caso el gestor de red de transporte o el gestor de red

independiente correspondiente, deberá permitir la conexión en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

5. El incumplimiento de las condiciones y requisitos establecidos en las autorizaciones o la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento podrán dar lugar a su revocación.

La Administración competente denegará la autorización cuando no se cumplan los requisitos previstos legalmente o la empresa no garantice la capacidad legal, técnica y económica necesarias para acometer la actividad propuesta.

Artículo 68. *Obligaciones de los titulares de autorizaciones para la regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural.*

Los titulares de autorizaciones administrativas para la regasificación de gas natural licuado y para el transporte y almacenamiento de gas natural, así como los gestores de red Independientes, en lo que les sea de aplicación, tendrán las siguientes obligaciones:

a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente.

b) Presentar al Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año, los planes de inversión anuales y plurianuales, con un horizonte mínimo de diez años.

En los planes de inversiones anuales figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos previstos para el año siguiente, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución.

c) Facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de gas resultantes de lo dispuesto en la presente Ley, y admitir la utilización de todas sus instalaciones por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas.

d) Garantizar la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales que obre en su poder y evitar que se revele información confidencial sobre sus propias actividades de forma discriminatoria que pueda suponer alguna ventaja comercial.

e) Celebrar los contratos de regasificación, almacenamiento y transporte con quienes tengan derecho de acceso a sus instalaciones.

f) Proporcionar a cualquier otra empresa que realice actividades de almacenamiento, transporte y distribución, y al gestor del sistema, suficiente información para garantizar que el transporte y el almacenamiento de gas pueda producirse de manera compatible con el funcionamiento seguro y eficaz de la red interconectada.

g) Proporcionar la información con el detalle y frecuencia con la que sea requerida por parte de la Administración competente y comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo los contratos de acceso a sus instalaciones que celebren. Asimismo, deberán comunicar a las Administraciones de las Comunidades Autónomas los contratos de acceso a sus instalaciones cuando estas instalaciones estén situadas total o parcialmente en esa Comunidad Autónoma y el contratante de esos servicios sea un consumidor cualificado, un comercializador o un transportista con instalaciones en esa Comunidad Autónoma.

h) Participar en el proceso de planificación mediante la propuesta de las instalaciones que consideren necesarias para asegurar la suficiente capacidad de acuerdo con las previsiones de demanda y en base a lo que se determine reglamentariamente.

Artículo 69. *Derechos de los titulares de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural.*

Los titulares de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento tendrán los siguientes derechos:

a) El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el Capítulo VII de este Título de la presente Ley.

b) Exigir que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean usadas en forma adecuada.

c) Exigir las garantías que determine la Administración para el cobro de peajes y cánones.

Artículo 70. *Acceso a las instalaciones de transporte.*

1. Los titulares de las instalaciones deberán permitir la utilización de las mismas a los Consumidores Directos en Mercado y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, mediante la contratación separada o conjunta de los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad. El precio por el uso de las redes de transporte vendrá determinado por los peajes en vigor.

Deberán asimismo permitir la utilización de dichas instalaciones a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en el ejercicio de su función de constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico de gas natural.

2. Sin perjuicio del desarrollo reglamentario de lo previsto en el presente artículo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para su denegación, el contenido mínimo de los contratos, y las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

3. En el caso del acceso a instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución, el acceso será regulado.

La planificación obligatoria determinará el carácter básico de los almacenamientos en base a criterios económicos y técnicos, así como las necesidades de almacenamiento, tanto estratégico como operativo, para el funcionamiento eficiente del sistema.

En el caso de los almacenamientos no básicos, incluidos con carácter indicativo en la planificación, el acceso será negociado con base en criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios. Las instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Los titulares de los almacenamientos no básicos presentarán a la Comisión Nacional de Energía la metodología de asignación de capacidad a sus instalaciones y las metodologías para el cálculo de los cánones con objeto de que ésta pueda verificar que se cumplen lo criterios de transparencia, objetividad y no discriminación incluidos en el párrafo anterior.

Asimismo habrán de comunicar a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las principales condiciones comerciales, servicios ofrecidos, contratos que suscriban, relación de precios por la utilización de las instalaciones, así como las modificaciones que se produzcan en los mismos, en un plazo máximo de tres meses. La Comisión Nacional de Energía hará pública la parte de esta información que no sea sensible a efectos comerciales.

4. Podrá denegarse el acceso a la red en caso de insuficiente capacidad o cuando el acceso a la red impidiera cumplir las obligaciones de suministro que se hubieran impuesto o debido a dificultades económicas y financieras graves que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos de compra obligatoria, en las condiciones y con el procedimiento que se establezca siguiendo los criterios de la legislación uniforme comunitaria que se dispongan.

El acceso a la red por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos no podrá limitarse o denegarse, y en todo caso será preferente respecto del de los otros sujetos, en situaciones de emergencia y en ejecución de las medidas que para las mismas en cada caso apruebe el Gobierno.

5. Podrá, asimismo, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía, denegarse el acceso a la red, cuando la empresa suministradora de gas, directamente o por medio de acuerdos con otras empresas suministradoras, o aquéllas a las que cualquiera de ellas esté vinculada, radique en un país en el que no estén reconocidos derechos análogos y se considere que pueda resultar una alteración del principio de reciprocidad para las empresas a las que se requiere el acceso, ello sin perjuicio de los criterios a seguir respecto de

empresas de Estados miembros de la Unión Europea conforme a la legislación uniforme en la materia que ésta establezca.

6. Con carácter excepcional, se podrá exceptuar de la obligación de acceso de terceros en relación con determinadas instalaciones nuevas o las modificaciones de instalaciones existentes que supongan aumento significativo de capacidad o que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas que por sus características singulares así lo requieran, de acuerdo con el procedimiento de autorización de la exención recogido en el artículo 71 de la presente Ley.

En el caso de conexiones internacionales con instalaciones de países terceros, que no formen parte de la Unión Europea, la citada excepción se hará constar en la planificación en materia de hidrocarburos elaborada por el Gobierno de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.

La citada excepción supondrá la no inclusión de la instalación en el régimen retributivo del sector de gas natural.

7. Los consumos que se suministren exclusivamente a través de acometidas o líneas directas conectadas a instalaciones de acceso al sistema acogidas a lo dispuesto en el apartado 5 del presente artículo, deberán cumplir las obligaciones impuestas en la presente Ley, y en particular las derivadas del artículo 98, con instalaciones no incluidas en la Red Básica.

Artículo 71. *Exención de obligación de acceso de terceros.*

1. Podrá solicitarse la exención de la obligación de acceso de terceros a la que se refiere el apartado 6 del artículo 70, siempre que las mismas cumplan las siguientes condiciones:

a) La inversión debe reforzar la competencia en el suministro de gas y potenciar la seguridad de suministro.

b) El nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que ésta no se llevaría a cabo de no concederse la exención.

c) La infraestructura será propiedad de una entidad distinta, al menos en la personalidad jurídica, de los transportistas en cuyas redes vaya a construirse la infraestructura.

d) Se cobrarán cánones a los usuarios de la infraestructura

e) La exención no debe ser perjudicial para la competencia en los mercados pertinentes que probablemente se verán afectados por la inversión, ni para el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas natural de la Unión, ni tampoco para el funcionamiento eficiente de las redes reguladas afectadas o para la seguridad de suministro de gas natural dentro de la Unión.

La exención del acceso de terceros podrá referirse a la totalidad o parte de la capacidad de la nueva infraestructura o de la infraestructura existente cuya capacidad se aumenta.

2. A estos efectos el titular de la instalación solicitará la exención al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que requerirá un informe previo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Comisión Europea copia de las solicitudes de exención recibidas y analizará cada caso en particular, tomando en consideración, entre otros aspectos, la capacidad adicional que vaya a construirse o la modificación de la capacidad existente, el plazo previsto del proyecto y las circunstancias del sector gasista. En su informe, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrá condiciones en relación con la duración de la exención y el acceso no discriminatorio a la infraestructura.

Asimismo, en su informe, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrá las normas y mecanismos de gestión y asignación de la capacidad. En todo caso, se realizará una consulta previa a todos los posibles usuarios en relación a su interés por contratar la nueva capacidad antes de efectuar la asignación de la misma, incluyendo la capacidad para uso propio. Los resultados de dicha consulta previa serán tenidos en cuenta por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en la evaluación del cumplimiento de los criterios establecidos en el apartado 1 del presente artículo.

La capacidad no utilizada deberá ser ofrecida en el mercado de forma transparente, objetiva y no discriminatoria, y los usuarios de la infraestructura tendrán derecho a vender la capacidad contratada en el mercado secundario.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes de la adopción de su informe final sobre la exención, consultará:

a) a las autoridades reguladoras nacionales de los Estados miembros cuyos mercados probablemente se verán afectados por la nueva infraestructura, y

b) las autoridades competentes de terceros países, cuando la infraestructura en cuestión esté conectada con la red de la Unión Europa bajo la jurisdicción de un Estado miembro, y tenga su origen o fin en uno o más países no pertenecientes a la Unión Europea.

Cuando las autoridades consultadas del tercer país no respondan a la consulta en el plazo de dos meses, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá continuar con la tramitación de la exención.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elevará el informe junto con toda la documentación que conste en el expediente al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que resolverá mediante orden que será publicada en el "Boletín Oficial del Estado". Asimismo, se publicará dicha orden junto con el informe adoptado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el sitio de internet de dicho organismo

4. La orden de exención será notificada a la Comisión Europea junto con toda la información pertinente relacionada con la misma, a los efectos del artículo 36.9 de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio y, en su caso, se adaptará, o se revocará, según sea la decisión que adopte la Comisión en virtud del citado artículo.

5. La decisión de exención aprobada por la Comisión Europea dejará de tener efectos a los dos años de su aprobación si, para entonces, no se hubiese iniciado la construcción de la infraestructura, y a los cinco años de su aprobación si, para entonces, la infraestructura no estuviera operativa, a menos que la Comisión Europea decida que los retrasos están motivados.

6. En aquellos casos en que la infraestructura para la que se ha solicitado la exención se encuentre ubicada en el territorio de más de un Estado miembro de la Unión Europea, se estará a lo dispuesto en el artículo 36.4 de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio.

Artículo 71 bis. *Exenciones relativas a los gasoductos de transporte con destino u origen en países no pertenecientes a la Unión Europea.*

1. Los gasoductos de transporte con destino u origen en países no pertenecientes a la Unión Europea cuya construcción hubiera finalizado con anterioridad al 23 de mayo de 2019 podrán quedar exceptuados de lo establecido en los artículos 63.3, 63 bis, 63 ter y 70 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, durante un periodo máximo de 20 años a contar desde el 24 de mayo de 2020, prorrogables en casos debidamente justificados, conforme a lo previsto en el apartado 3.

2. Los titulares de los gasoductos de transporte con destino u origen en países no pertenecientes a la Unión Europea podrán solicitar la exención referida en el apartado primero al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, siempre y cuando se justifique por razones objetivas como permitir la recuperación de la inversión realizada, por motivos de seguridad del suministro, el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas en la Unión Europea y cuando la exención no sea perjudicial para la competencia.

3. El titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico resolverá, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en relación al eventual impacto sobre la competencia o el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas en la Unión Europea, otorgando o denegando la exención en función de la verificación del cumplimiento de las razones objetivas mencionadas en el párrafo anterior. La resolución de la prórroga de exención podrá establecer limitaciones que contribuyan a la consecución de los objetivos citados.

4. La exención establecida en los apartados precedentes no implica la inclusión de las instalaciones en el régimen retributivo del sector de gas natural.

La capacidad no utilizada deberá ser ofrecida en el mercado de forma transparente, objetiva y no discriminatoria, y los usuarios de las infraestructuras tendrán derecho a vender la capacidad contratada en el mercado secundario.

5. Los titulares de las instalaciones exceptuadas en esta disposición deberán remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, y al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, un informe anual con el detalle de la utilización de la capacidad de gasoducto durante el año natural inmediatamente anterior, las empresas que han accedido a las instalaciones con las cantidades transportadas por cada una de ellas, precios de acceso así como cualquier otra información que los citados organismos soliciten. Dicho informe deberá remitirse antes de la finalización del primer trimestre de cada año.

Transcurrido un año del otorgamiento de la exención, los titulares de las instalaciones exceptuadas en esta disposición deberán remitir al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un calendario de actuaciones para garantizar el pleno cumplimiento de lo establecido en los artículos 63.3, 63 bis, 63 ter y 70 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, antes de que finalice el periodo de la exención.

6. Los titulares de las instalaciones deberán llevar cuentas separadas de las actividades de transporte y comercialización e incluirán las cuentas en el informe anual al que hace referencia el apartado anterior.

CAPITULO V

Distribución de combustibles gaseosos por canalización

Artículo 72. *Regulación de la distribución.*

1. La distribución de combustibles gaseosos se regirá por la presente Ley, sus normas de desarrollo y por la normativa que dicten las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias. El Gobierno establecerá, asimismo, la normativa que se requiera en materia de coordinación, y funcionamiento.

2. La ordenación de la distribución tendrá por objeto establecer y aplicar principios comunes que garanticen su adecuada relación con las restantes actividades gasistas, determinar las condiciones de tránsito de gas por dichas redes, establecer la suficiente igualdad entre quienes realizan la actividad en todo el territorio y la fijación de condiciones comunes equiparables para todos los usuarios.

Artículo 73. *Autorización de instalaciones de distribución de gas natural.*

1. Se consideran instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica de transporte secundario.

Asimismo, tendrán también la consideración de instalaciones de distribución las plantas satélites de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución.

Igualmente, tendrán la consideración de instalaciones de distribución las instalaciones de conexión entre la red de transporte y distribución en los términos y condiciones que reglamentariamente se determinen.

2. Estarán sujetas a autorización administrativa previa, en los términos establecidos en esta Ley y en sus disposiciones de desarrollo, la construcción, modificación, explotación y cierre de las instalaciones de distribución de gas natural con independencia de su destino o uso.

La transmisión de estas instalaciones deberá ser autorizada por la Administración competente.

La autorización administrativa de cierre de una instalación podrá imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento.

3. Los solicitantes de autorizaciones para instalaciones de gas relacionadas en el apartado anterior deberán acreditar suficientemente el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Las condiciones técnicas y de seguridad de las instalaciones propuestas.

b) El adecuado cumplimiento de las condiciones de protección del medio ambiente.

c) La adecuación del emplazamiento de la instalación al régimen de ordenación del territorio.

d) Su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

4. Las autorizaciones a que se refiere el apartado 2 serán otorgadas por la Administración competente, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, la correspondiente legislación sectorial y, en especial, las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente.

El procedimiento de autorización incluirá el trámite de información pública y la forma de resolución en el supuesto de concurrencia de dos o más solicitudes de autorización.

Otorgada la autorización y a los efectos de garantizar el cumplimiento de sus obligaciones, el titular deberá constituir una garantía del dos por ciento del presupuesto de las instalaciones.

La autorización en ningún caso se concederá con derechos exclusivos de uso.

La falta de resolución expresa de las solicitudes de autorización a que se refiere este artículo, tendrá efectos desestimatorios. En todo caso, podrá interponerse recurso ordinario ante la autoridad administrativa correspondiente.

5. Las autorizaciones de instalaciones de distribución contendrán todos los requisitos que deban ser observados en su construcción y explotación, la delimitación de la zona en la que se debe prestar el suministro, los compromisos de expansión de la red en dicha zona que debe asumir la empresa solicitante y, en su caso, el plazo para la ejecución de dichas instalaciones y su caracterización.

Cuando las instalaciones autorizadas hayan de conectarse a instalaciones ya existentes de distinto titular, éste deberá permitir la conexión en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.

6. El incumplimiento de las condiciones, requisitos establecidos en las autorizaciones o la variación sustancial de los presupuestos que determinaron su otorgamiento podrán dar lugar a su revocación.

La Administración competente denegará la autorización cuando no se cumplan los requisitos previstos legalmente o la empresa no garantice la capacidad legal, técnica y económica necesarias para acometer la actividad propuesta.

7. Las autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones de distribución deberán ser otorgadas preferentemente a la empresa distribuidora de la zona. En caso de no existir distribuidor en la zona, se atenderá a los principios de monopolio natural del transporte y la distribución, red única y de realización al menor coste para el sistema gasista.

Artículo 74. *Obligaciones de los distribuidores de gas natural.*

1. Serán obligaciones de los distribuidores de gas natural:

a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, garantizando los niveles de calidad que se establezcan reglamentariamente.

b) Cumplir las instrucciones que dicte el gestor técnico del sistema y en su caso, la Administración competente en relación con el acceso de terceros a sus redes de distribución.

c) Mantener las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

d) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución y facilitar las conexiones, en el ámbito geográfico de su autorización, en condiciones de igualdad, cuando así sea necesario para atender nuevas demandas de suministro de gas, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas.

Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de ampliación para atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometerla, la Administración competente determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla, atendiendo a sus condiciones.

e) Facilitar el uso de sus instalaciones y efectuar los contratos de acceso a terceros a la red de gas natural en las condiciones que se determinen reglamentariamente.

f) Proporcionar a las empresas de transporte, almacenamiento, comercialización de gas natural y al Gestor Técnico del Sistema suficiente información para garantizar que el suministro de gas pueda producirse de forma compatible con el funcionamiento seguro y eficaz del sistema.

g) Comunicar a la Administración competente que hubiese otorgado las autorizaciones de instalaciones, y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio las modificaciones relevantes de su actividad, a los efectos de determinación de los peajes y la fijación de su régimen de retribución.

h) Comunicar a la Administración competente y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la información que se determine relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector gasista. Asimismo, deberán comunicar a cada Comunidad Autónoma toda la información que les sea requerida por ésta, relativa a su ámbito territorial.

i) Estar inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores de combustibles gaseosos por canalización a que se refiere el presente Título.

j) Realizar las acometidas y el enganche de nuevos usuarios de acuerdo con lo que reglamentariamente se establezca.

k) Proceder a la medición de los suministros en la forma que reglamentariamente se determine, preservándose, en todo caso, la exactitud de la misma y la accesibilidad a los correspondientes aparatos facilitando el control de las Administraciones competentes.

l) Suministrar a la Oficina de Cambios de Suministrador la información que se determine reglamentariamente.

m) Aplicar las medidas que se establezcan en relación a la protección de consumidores que tengan la consideración de esenciales.

n) Mantener un sistema operativo que asegure la atención permanente y la resolución de las incidencias que, con carácter de urgencia, puedan presentarse en las redes de distribución y en las instalaciones receptoras de los consumidores conectados a sus instalaciones.

o) Realizar las pruebas previas al suministro que se definan reglamentariamente.

p) Comunicar a los usuarios conectados a su red, con la periodicidad y en las condiciones definidas reglamentariamente, la necesidad de realizar la inspección de las instalaciones receptoras.

En dicha comunicación se informará a los usuarios de la posibilidad de realizar dicha inspección con cualquier empresa instaladora de gas natural habilitada.

Si en el plazo y en la forma en que se determine, no existe una comunicación a la empresa distribuidora relativa a la realización de la inspección por una empresa instaladora de gas natural habilitada, la empresa distribuidora estará obligada a realizar la inspección.

Reglamentariamente se establecerán los procedimientos y efectos de no haber remitido el correspondiente certificado a la empresa distribuidora.

q) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

r) Procurar un uso racional de la energía.

s) Presentar al órgano competente de la Comunidad Autónoma en la que desarrollen su actividad, antes del 15 de octubre de cada año, los planes de inversión anuales y plurianuales.

En los planes de inversión anuales figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos previstos para el año siguiente, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución.

t) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador. El plazo que se establezca reglamentariamente no podrá ser superior en ningún caso a las tres semanas.

2. Sin perjuicio de la responsabilidad que se deriva de las obligaciones que corresponden a los distribuidores de conformidad con lo previsto en el presente artículo, los titulares de instalaciones receptoras de gas natural o instalaciones para consumo, serán responsables de su correcto uso, modificación, mantenimiento e inspección periódica en las condiciones técnicas y de seguridad que resulten exigibles.

Artículo 75. *Derechos de los distribuidores.*

Los titulares de instalaciones de distribución tendrán los siguientes derechos:

a) El reconocimiento por parte de la Administración y la percepción de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el Capítulo VII del presente Título.

b) Exigir que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean utilizadas en forma adecuada.

c) Exigir que las instalaciones, aparatos receptores y equipos de medida de los consumidores reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros consumidores.

d) Promover la construcción de instalaciones receptoras comunes, con el fin de extender el suministro de gas natural, de acuerdo a las condiciones que reglamentariamente se determinen.

e) Facturar y cobrar de los comercializadores y consumidores directos en mercado los peajes de acceso en los plazos establecidos por la legislación. Además, podrán facturar y cobrar otros servicios asociados al suministro en las condiciones que se establezcan reglamentariamente.

f) Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros.

g) Recibir la información de la Oficina de Cambios de Suministrador que se determine reglamentariamente relativa a los cambios de suministro.

h) Exigir las garantías que se determinen por los peajes de acceso a sus instalaciones.

Artículo 76. *Acceso a las redes de distribución de gas natural.*

1. Los titulares de las instalaciones de distribución deberán permitir la utilización de las mismas a los Consumidores Directos en Mercado, y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad. El precio por el uso de redes de distribución vendrá determinado por los peajes administrativamente aprobados.

2. El distribuidor solo podrá denegar el acceso a la red en caso de que no disponga de la capacidad necesaria. La denegación deberá ser motivada. La falta de capacidad necesaria solo podrá justificarse por criterios de seguridad, regularidad o calidad de los suministros, atendiendo a las exigencias que a estos efectos se establezcan.

3. Sin perjuicio del desarrollo reglamentario de lo previsto en el presente artículo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante Circular la metodología y las condiciones de acceso y conexión que comprenderá el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para su denegación, el contenido mínimo de los contratos, y las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

Artículo 77. *Distribución de otros combustibles gaseosos.*

1. Se consideran instalaciones de distribución de otros combustibles gaseosos, las plantas de fabricación de gases combustibles a que hace referencia el artículo 56 y los gasoductos necesarios para el suministro desde las plantas anteriores hasta los consumidores finales.

2. La autorización de estas instalaciones se regirá por lo dispuesto en el artículo 73, valorándose la conveniencia de diseñar y construir las instalaciones compatibles para la distribución de gas natural, y tendrán las obligaciones y derechos que se recogen en los artículos 74 y 75 de la presente Ley, con la excepción de las obligaciones relativas al acceso de terceros a las instalaciones y el derecho a adquirir gas natural al precio de cesión.

3. Las empresas titulares de las instalaciones que regula este artículo, tendrán derecho a transformar las mismas, cumpliendo las condiciones técnicas de seguridad que sean de aplicación, para su utilización con gas natural, para lo cual deberán solicitar la

correspondiente autorización a la Administración concedente de la autorización, sometiéndose en todo lo dispuesto para las instalaciones de distribución de gas natural.

Artículo 78. *Líneas directas.*

1. Se entiende por línea directa al gasoducto complementario del sistema gasista, destinado al suministro exclusivo de un consumidor mediante una conexión directa con la red de transporte o a la conexión de una planta de producción de gases renovables con el sistema gasista destinada a la inyección de gas en él.

2. Las líneas directas destinadas al suministro exclusivo de un consumidor mediante una conexión directa con la red de transporte quedarán excluidas de la planificación en materia de hidrocarburos y de la aplicación de las disposiciones en materia de expropiación y servidumbres establecidas en la presente ley, sometiéndose al ordenamiento jurídico general.

Las líneas directas de conexión de una planta de producción de gases renovables con el sistema gasista destinada a la inyección de gas en él quedarán excluidas de la planificación en materia de hidrocarburos y se declaran de utilidad pública a los efectos de expropiación forzosa y ejercicio de la servidumbre de paso, aplicándose lo dispuesto en el título V de esta ley.

3. Los consumidores, así como los productores de gases renovables, podrán construir las líneas directas por sus propios medios, o solicitar su construcción a una empresa transportista o a la empresa distribuidora con autorización administrativa en la zona. La titularidad de la línea directa será del consumidor o productor de gas renovable. Las líneas directas estarán excluidas del régimen retributivo de las actividades de transporte y distribución.

4. El titular de la línea directa deberá permitir la apertura a terceros conforme a lo que reglamentariamente se disponga. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá los conflictos de conexión y acceso que se produzcan.

5. Con independencia de su presión máxima de diseño, la tramitación de estas instalaciones corresponderá al órgano competente de la Comunidad Autónoma por donde discurren, excepto cuando atraviesen más de una, en cuyo caso la autorización corresponderá a la Administración General del Estado conforme al procedimiento general de autorización, establecido en el título IV del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

En el caso de líneas directas de inyección será necesario informe vinculante del Gestor Técnico del Sistema.

6. Los consumos que se alimenten mediante una línea directa o acometida desde una planta de regasificación de la red básica cumplirán las obligaciones establecidas en la presente ley, y en particular las derivadas del artículo 98, con infraestructuras que no se encuentren incluidas en la red básica.

CAPITULO VI

Comercialización de combustibles gaseosos

Artículo 79. *Comercialización.*

1. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 60, reglamentariamente se regularán los siguientes aspectos en relación a la comercialización del gas natural:

a) Las modalidades y condiciones de suministro a los consumidores así como los procedimientos de denegación, suspensión o privación del mismo.

b) El procedimiento de medición del consumo mediante la instalación de aparatos de medida y la verificación de éstos.

c) El procedimiento y condiciones de facturación y cobro de los suministros y servicios efectuados.

d) Las medidas de protección del consumidor que deben recogerse en las condiciones contractuales para el suministro de aquellos consumidores que por su volumen de consumo o condiciones de suministro requieran un tratamiento contractual específico.

e) Procedimientos de cambio de comercializador.

f) Procedimiento de resolución de las reclamaciones.

2. Sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas y sin perjuicio del establecimiento por los comercializadores de sistemas propios de tramitación de reclamaciones que se ajusten a lo dispuesto en la Recomendación 98/257/CE de la Comisión, de 30 de marzo de 1998, relativa a los principios aplicables a los órganos responsables de la solución extrajudicial de los litigios en materia de consumo, se preverá reglamentariamente la posibilidad de acudir al Sistema Arbitral de Consumo para la resolución de tales reclamaciones.

Artículo 80. *Comercializadores de gas natural.*

1. Los comercializadores de gas natural deberán cumplir con los requisitos que se establezcan reglamentariamente, entre los que se incluirá la suficiente capacidad técnica del solicitante. Las empresas comercializadoras deberán presentar las garantías que resulten exigibles.

Siempre deberán comunicar a la Administración competente y, en todo caso, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que a su vez lo comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos el inicio o cese de la actividad, acompañando la comunicación de una declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos a que se refiere el párrafo anterior.

Junto con la referida comunicación de inicio de la actividad, los comercializadores de gas natural deberán remitir al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una previsión de ventas para el primer año de actividad desglosada entre ventas firmes a consumidor final, ventas interrumpibles a consumidor final y otro tipo de ventas.

Los comercializadores de gas natural deberán acreditar el cumplimiento de estos requisitos en caso de que les sea requerido por la Administración competente, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo o por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Cualquier hecho que suponga modificación de alguno de los datos incluidos en la declaración originaria deberá ser comunicado por el interesado, en el plazo máximo de un mes a partir del momento en que se produzca.

En el caso de empresas habilitadas para comercializar gas natural en un país miembro de la Unión Europea con el que exista un acuerdo mutuo de reconocimiento de licencias de comercialización de gas natural bastará la comunicación de inicio o cese de la actividad, sin perjuicio de la constitución de las garantías económicas que sean necesarias en la contratación de acceso a las instalaciones.

2. La Comisión Nacional de Energía publicará en su página web un listado de los comercializadores de gas natural que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado a la Administración competente el ejercicio de esta actividad.

Artículo 81. *Derechos y Obligaciones de los comercializadores.*

1. Los comercializadores tendrán los siguientes derechos:

a) Realizar adquisiciones de gas en los términos establecidos en el Capítulo II de este Título.

b) Vender gas natural a los consumidores y a otros comercializadores autorizados en condiciones libremente pactadas.

c) Acceder a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en este Título.

d) Recibir la medición de los suministros de sus clientes.

e) Exigir que los equipos de medida de los usuarios reúnan las condiciones técnicas y de construcción que se determinen, así como el buen uso de los mismos.

f) Facturar y cobrar los suministros realizados.

g) Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros.

h) Suscribir con sus clientes cláusulas de interrumpibilidad en las condiciones que reglamentariamente se determinen.

i) Obtener la información relativa a los cambios de suministrador y los datos de los consumidores de la Oficina de Cambios de Suministrador que se determine reglamentariamente.

2. Los comercializadores tendrán las siguientes obligaciones:

a) Comunicar a la Administración competente el inicio o cese en el ejercicio de la actividad y cumplir con los requisitos reglamentariamente establecidos.

b) Cumplir las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y diversificación de suministros establecidas en el Capítulo VIII.

c) Coordinar su actividad con el gestor técnico del sistema, los transportistas y los distribuidores.

d) Adquirir el gas y suscribir los contratos de acceso necesarios para cumplir los compromisos contractuales con sus clientes.

e) Prestar las garantías que se determinen por los peajes y cánones de acceso contratados.

f) Abonar en los plazos establecidos en la legislación los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas que correspondan.

g) Abonar al distribuidor las cantidades recaudadas por servicios asociados al suministro prestados por el distribuidor al consumidor final en aquellos casos que hayan sido establecidos reglamentariamente.

h) Garantizar la seguridad del suministro de gas natural a sus clientes suscribiendo contratos de regasificación de gas natural licuado, de transporte y distribución y de almacenamiento que sean precisos.

i) Remitir al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la información periódica que se determine en relación con la actividad que desarrollen dentro del sector gasista. Dicha remisión de información incluirá, entre otras, las cantidades vendidas y los precios de venta aplicados en la forma y plazo que se establezcan. Asimismo, remitir a las Comunidades Autónomas la información que específicamente les sea reclamada relativa a su ámbito territorial.

j) Facilitar a sus clientes la información y asesoramiento que pudiesen solicitar en relación al suministro de gas.

k) Suministrar a la Oficina de Cambios de Suministrador la información que reglamentariamente se determine.

l) Poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración.

m) Procurar un uso racional de la energía.

n) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones, solicitudes de información o comunicaciones de cualquier incidencia en relación al servicio contratado u ofertado, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, un número de fax y una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Dicho sistema de comunicación electrónica, deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que exista una seguridad de que la solicitud del ciudadano ha tenido entrada. Los prestadores comunicarán su dirección legal si esta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

o) Mantener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de la Comisión Nacional de Energía, la Comisión Nacional de la Competencia y de la Comisión Europea, durante al menos cinco años, los datos pertinentes sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de gas y los derivados relacionados con el gas suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, así como con los gestores de almacenamientos y de redes de GNL.

p) Informar a los clientes sobre los sistemas de resolución extrajudicial de conflictos de los que dispone y la forma de acceso a los mismos.

q) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador. El plazo que se establezca reglamentariamente no podrá ser superior en ningún caso a las tres semanas.

r) Los comercializadores de gas natural no podrán realizar publicidad no solicitada en visitas domiciliarias sobre sus productos, excepto en el caso de que el destinatario haya solicitado por iniciativa propia recibir información sobre el servicio por dicho medio. La entidad anunciante será considerada la responsable del cumplimiento del presente apartado.

s) Los comercializadores de gas natural no podrán realizar prácticas de contratación en los domicilios de los clientes de forma directa, salvo que exista una petición expresa por parte del cliente y a propia iniciativa para establecer la cita.

t) Los comercializadores deberán publicar información transparente, comparable, adecuada y actualizada sobre los precios aplicables a todas las ofertas disponibles en cada momento para consumidores con consumo anual inferior a 50.000 kWh, y, en su caso, sobre las condiciones relacionadas con la terminación de los contratos, así como información sobre los servicios adicionales que exija su contratación.

En los casos en que realicen ofertas para nuevas contrataciones limitadas en el tiempo publicarán tanto el precio ofertado como el precio resultante una vez transcurrido el límite temporal de la oferta. Ambos precios deberán ser publicitados con el mismo tipo y tamaño de letra, indicando claramente los periodos temporales de aplicación.

Los precios deberán ser publicados indicando el término fijo (€/mes) y el término variable (€/kWh). En los casos de tarifas planas, se indicará los precios con el mismo formato, sin perjuicio de la modalidad de pago, de forma que todas las tarifas sean fácilmente comparables por el consumidor. En caso de que alguno de los términos de la tarifa se actualice mediante algún índice, este deberá ser público y se deberá indicar la forma de cálculo de forma que sea fácilmente reproducible por el usuario, incluyendo los parámetros empleados y la evolución reciente.

En el caso de que las ofertas incluyan algún tipo de penalización por rescisión del contrato, esta deberá ser claramente legible, sin que la diferencia del tamaño de la letra pueda ser superior a un 10% respecto al resto del texto que describe la oferta.

Toda esta información será facilitada a través de todos los medios de comunicación en los que se publiciten, y en todo caso en su página web, debiendo ser remitida también a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, según los criterios que establezca esta, con el fin de que estén a disposición todos los consumidores a través de su herramienta web Comparador de Ofertas de Energía.

3. Los Consumidores Directos en Mercado tendrán los mismos derechos y obligaciones que los comercializadores en todo aquello que les sea de aplicación.

Artículo 82. *Suministradores de último recurso.*

El Gobierno determinará qué comercializadores asumirán la obligación de suministradores de último recurso.

Además de los derechos y obligaciones establecidas para los comercializadores en el artículo 81, los comercializadores de gas que hayan sido designados como suministradores de último recurso deberán atender las solicitudes de suministro de gas natural, de aquellos consumidores que se determinen, a un precio máximo establecido por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, que tendrá la consideración de tarifa de último recurso.

Asimismo, en caso de que un comercializador no cumpla algunas de las obligaciones establecidas en las letras d), e), f), g) y h) a que hace referencia el artículo 81.2 de la presente Ley, o no cumpla en los plazos que se establezcan otras obligaciones de pago frente al sistema gasista, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio determinará, previo trámite de audiencia y de forma motivada, objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de último recurso, sin que dicha circunstancia suponga cargas extraordinarias para el comercializador de último recurso. Asimismo, determinará las condiciones de suministro de dichos clientes.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo establecido en el Título VI de la presente Ley.

Artículo 83. *Registro Administrativo de Distribuidores.*

Se crea, en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el Registro Administrativo de Distribuidores de combustibles gaseosos por canalización. Reglamentariamente, previo informe de las Comunidades Autónomas, se establecerá su organización, así como los procedimientos de inscripción y comunicación de datos a este registro.

Las Comunidades Autónomas con competencias en la materia podrán crear y gestionar los correspondientes registros territoriales.

Artículo 83 bis. *Oficina de Cambios de Suministrador.*

(Derogado).

Artículo 84. *Programas de gestión de la demanda.*

1. Los distribuidores y comercializadores, en coordinación con los diversos agentes que actúan sobre la demanda, podrán desarrollar programas de actuación que, mediante una adecuada gestión de la demanda gasista, mejoren el servicio prestado a los usuarios y la eficiencia y ahorro energéticos.

2. Sin perjuicio de lo anterior, las Administraciones públicas podrán adoptar medidas que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energético, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto sea el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final del gas natural.

Artículo 85. *Planes de ahorro y eficiencia energética.*

La Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus respectivas competencias territoriales, podrán, mediante planes de ahorro y eficiencia energética, establecer las normas y principios básicos para potenciar las acciones encaminadas a la consecución de la optimización de los rendimientos de los procesos de transformación de la energía, inherentes a sistemas productivos o de consumo.

Cuando dichos planes de ahorro y eficiencia energética establezcan acciones incentivadas con fondos públicos, las citadas Administraciones podrán exigir a las personas físicas o jurídicas participantes la presentación de una auditoría energética de los resultados obtenidos.

Por real decreto del Consejo de Ministros se regularán los términos y condiciones en los que los comercializadores de gas natural podrán acceder a determinada información relativa al consumo de los consumidores con la finalidad de que puedan ofrecerles actuaciones tendentes a favorecer la gestión de demanda u otro tipo de medidas de eficiencia energética, bien directamente, o bien a través de empresas de servicios energéticos, respetando en todo caso la protección de datos de carácter personal.

Artículo 86. *Calidad del suministro de combustibles gaseosos.*

1. El suministro de combustibles gaseosos deberá ser realizado por las empresas titulares de autorizaciones previstas en la presente Ley, de forma continuada cuando así sea contratado y con las características que reglamentariamente se determinen.

Para ello, las empresas gasistas contarán con el personal y medios necesarios para garantizar la calidad del servicio exigida por las reglamentaciones vigentes.

Las empresas gasistas y, en particular, los distribuidores y comercializadores promoverán la incorporación de tecnologías avanzadas en la medición y para el control de la calidad del suministro de combustibles gaseosos.

2. Si la baja calidad de la distribución de una zona es continua, o pudiera producir consecuencias graves para los usuarios, o concurrieran circunstancias especiales que puedan poner en peligro la seguridad en el servicio gasista, la Administración competente establecerá reglamentariamente las directrices de actuación, estableciéndose su ejecución y puesta en práctica, que deberán ser llevadas a cabo por los distribuidores para restablecer la calidad del servicio.

3. Si se constatara que la calidad del servicio individual prestado por la empresa es inferior a la exigible, se aplicarán las reducciones en la facturación abonada por los usuarios, de acuerdo con el procedimiento reglamentariamente establecido al efecto.

Artículo 87. *Potestad inspectora.*

1. Los órganos de la Administración competente dispondrán, de oficio o a instancia de parte, la práctica de cuantas inspecciones y verificaciones se precisen para comprobar la regularidad y continuidad en la prestación del suministro, así como para garantizar la seguridad de las personas y bienes.

Las actuaciones de inspección deberán concluir en un plazo de doce meses contado desde la fecha de notificación de su inicio al interesado. Se entenderá que las actuaciones finalizan en la fecha en que se notifique el acta en que se documente su conclusión y resultado. Reglamentariamente podrán determinarse los supuestos de suspensión del plazo indicado.

2. Las inspecciones a que alude el párrafo anterior cuidarán, en todo momento, de que se mantengan las características de los combustibles gaseosos suministrados dentro de los límites autorizados oficialmente.

Artículo 88. *Suspensión del suministro.*

1. El suministro de combustibles gaseosos a los consumidores sólo podrá suspenderse cuando conste dicha posibilidad en el contrato de suministro, que nunca podrá invocar problemas de orden técnico o económico que lo dificulten, o por causa de fuerza mayor o situaciones de las que se pueda derivar amenaza cierta para la seguridad de las personas o las cosas, salvo lo dispuesto en los apartados siguientes.

En el caso de suministro a consumidores cualificados se estará a las condiciones de garantía de suministro o suspensión que hubieran pactado.

2. Podrá, no obstante, suspenderse temporalmente cuando ello sea imprescindible para el mantenimiento, seguridad del suministro, reparación de instalaciones o mejora del servicio. En todos estos supuestos, la suspensión requerirá autorización administrativa previa y comunicación a los usuarios en la forma que reglamentariamente se determine.

3. En las condiciones que reglamentariamente se determine podrá ser suspendido el suministro de combustibles gaseosos por canalización a los consumidores privados sujetos a tarifa cuando hayan transcurrido dos meses desde que se les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos el requerimiento se practicará por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, la identidad y el contenido del mismo.

En el caso de las Administraciones públicas, transcurridos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago sin que el mismo se hubiera efectuado, comenzarán a devengarse intereses que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos. Si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento el pago no se hubiera hecho efectivo, podrá interrumpirse el suministro.

En ningún caso podrá ser suspendido el suministro de combustibles gaseosos por canalización a aquellas instalaciones cuyos servicios hayan sido declarados como esenciales. Reglamentariamente se establecerán los criterios para determinar qué servicios deben ser entendidos como esenciales. No obstante, las empresas distribuidoras o comercializadoras podrán afectar los pagos que perciban de aquellos de sus clientes que tengan suministros vinculados a servicios declarados como esenciales en situación de morosidad, al abono de las facturas correspondientes a dichos servicios, con independencia de la asignación que el cliente, público o privado, hubiera atribuido a estos pagos.

4. Una vez realizado el pago de lo adeudado por el consumidor al que se le ha suspendido el suministro, le será repuesto éste de inmediato.

Artículo 89. *Normas técnicas y de seguridad de las instalaciones.*

1. Las instalaciones de producción, regasificación, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles gaseosos, instalaciones receptoras de los usuarios, los equipos

de consumo, así como los elementos técnicos y materiales para las instalaciones de combustibles gaseosos deberán ajustarse a las correspondientes normas técnicas de seguridad y calidad industriales, de conformidad a lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de industria, sin perjuicio de lo previsto en la normativa autonómica correspondiente.

2. Las reglamentaciones técnicas en la materia tendrán por objeto:

a) Proteger a las personas y la integridad y funcionalidad de los bienes que puedan resultar afectados por las instalaciones.

b) Conseguir la necesaria regularidad en los suministros.

c) Establecer reglas de normalización para facilitar la inspección de las instalaciones, impedir una excesiva diversificación del material y unificar las condiciones del suministro.

d) Obtener la mayor racionalidad y aprovechamiento económico de las instalaciones.

e) Incrementar la fiabilidad de las instalaciones y la mejora de la calidad de los suministros de gas.

f) Proteger el medio ambiente y los derechos e intereses de consumidores y usuarios.

g) Conseguir los niveles adecuados de eficiencia en el uso del gas.

3. Sin perjuicio de las restantes autorizaciones reguladas en el presente Título y a los efectos previstos en el presente artículo, la construcción, ampliación o modificación de instalaciones de gas requerirá la correspondiente autorización administrativa en los términos que reglamentariamente se disponga.

Las ampliaciones de las redes de distribución, dentro de cada zona autorizada, podrán ser objeto de una autorización conjunta para todas las proyectadas en el año.

Artículo 90. *Cobertura de riesgos.*

El Gobierno, de acuerdo con lo previsto en el artículo 30 de la Ley 26/1984, de 19 de julio, general para la defensa de los consumidores y usuarios, adoptará las medidas e iniciativas necesarias para que se establezca la obligatoriedad de la cobertura de los riesgos que, para las personas y bienes, puedan derivarse del ejercicio de las actividades reguladas en el presente Título.

CAPITULO VII

Régimen económico

Artículo 91. *Régimen económico de las actividades incluidas en la Ley.*

1. Las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas de último recurso, los peajes, cánones y cargos y a los precios abonados. No obstante lo anterior, las conexiones de los yacimientos de gas natural con las instalaciones de transporte serán costeadas por el titular de la concesión de explotación del yacimiento y no se incluirán entre los costes del sistema gasista.

2. Se establecerá el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones. Los derechos a pagar por las acometidas serán establecidos por las Comunidades Autónomas en función del caudal máximo que se solicite y de la ubicación del suministro, con los límites superior e inferior que determine la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Los derechos de acometida deberán establecerse de forma que aseguren la recuperación de las inversiones realizadas. Los ingresos por este concepto se considerarán, a todos los efectos, retribución de la actividad de distribución.

3. Las Comunidades Autónomas, respecto a los distribuidores que desarrollen su actividad en su ámbito territorial, establecerán el régimen económico de los derechos de alta, así como los demás costes derivados de servicios necesarios para atender los requerimientos de suministros de los usuarios.

Artículo 92. *Criterios para determinación de peajes, cánones y cargos.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, mediante resolución que se publicará en el "Boletín Oficial del Estado", los precios de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado de acuerdo con la metodología y estructura que a estos efectos sea aprobada por dicha Comisión.

El Gobierno establecerá la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos. El titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los precios de los cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos básicos

Los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las instalaciones de manera que se optimice el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos.

Estos precios deberán respetar el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista y ser suficientes para cubrir los costes por el uso de las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

Los peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes principios:

a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.

b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.

c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

2. El Gobierno, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá la estructura y la metodología de cálculo de los cargos destinados a cubrir otros costes regulados del sistema que no estén asociados al uso de las instalaciones de acuerdo con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes y cánones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

Con carácter general, los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, así como los cargos, se establecerán anualmente, correspondiendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado.

El titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los cargos, así como los cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos.

3. Las empresas que realicen las actividades reguladas en el presente Título facilitarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio para la Transición Ecológica cuanta información sea necesaria para la determinación de los peajes, y cánones y cargos. Esta información estará también a disposición de las Comunidades Autónomas que lo soliciten, en lo relativo a su ámbito territorial.

4. Las empresas comercializadoras deberán desglosar en sus facturas a los consumidores finales la cuantía correspondiente a los peajes, cánones y cargos.

Artículo 93. *Tarifa de último recurso.*

1. La tarifa de último recurso será el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la presente ley, hayan sido designados como comercializadores de último recurso, a los consumidores siguientes:

a) Consumidores individuales con presión de suministro igual o inferior a 4 bar y consumo anual inferior a 50.000 kWh.

b) Comunidades de propietarios de viviendas de uso residencial y agrupaciones de ellas, constituidas conforme los artículos 5 y 24 de la Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal, así como a las empresas de servicios energéticos que les presten servicio,

c) Edificios de titularidad pública destinados a viviendas de uso residencial y edificios de patronatos o de organizaciones sin ánimo de lucro destinados al mismo uso, así como a las empresas de servicios energéticos que les presten servicio.

2. Los puntos de suministro referidos en los párrafos b) y c) del apartado anterior no tendrán limitación de consumo anual ni de presión de suministro, debiendo cumplir los dos siguientes requisitos:

a) Deberán disponer de contadores individuales de calefacción o repartidores de costes de calefacción, salvo que se encuentren eximidas de esta obligación por inviabilidad técnica en los términos establecidos en el punto a) del anexo I del Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios.

b) Deberán haber realizado en plazo, con resultado positivo, la inspección de eficiencia energética, conforme el artículo 31 del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.

3. Las empresas de servicios energéticos que se acojan a esta tarifa deberán trasladar de manera íntegra el ahorro obtenido en el coste de adquisición del gas natural al precio unitario aplicado por el servicio de calefacción y agua caliente sanitaria.

4. La tarifa de último recurso será única en todo el territorio español sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y volumen de consumo.

5. La persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso de gas natural o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

6. El sistema de cálculo de la citada tarifa incluirá de forma aditiva el coste de la materia prima, peajes y cánones de acceso, cargos, costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro.

7. Las tarifas de último recurso se fijarán de forma que no ocasionen distorsiones de la competencia en el mercado.

8. Se habilita al Gobierno a modificar los requisitos de aplicación de la tarifa en función de las condiciones de mercado.

Artículo 94. *Tarifas de los gases licuados del petróleo por canalización.*

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gases licuados del petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas, si así se requiere y en los términos que se establezcan por el desarrollo reglamentario que regule el marco de la actividad de suministro de gases licuados del petróleo.

Artículo 95. *Impuestos y tributos.*

1. La tarifa de último recurso, los peajes y cánones y los precios de los servicios asociados al suministro aprobados por la Administración para cada categoría de consumo no incluirán ningún tipo de impuesto.

En caso de que las actividades gasistas fueran gravadas con tributos de carácter autonómico o local, cuya cuota se obtuviera mediante reglas no uniformes para el conjunto del territorio español, al precio del gas resultante, o a los peajes, cánones o tarifa de último recurso, se le podrá incluir un suplemento territorial, que podrá ser diferente en cada Comunidad Autónoma.

2. Con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de gas, los comercializadores desglosarán en la facturación al usuario, en la forma que reglamentariamente se determine, al menos los importes correspondientes a los precios y

los tributos que graven el consumo de gas, así como los suplementos territoriales cuando correspondan.

Artículo 96. *Cobro y liquidación de peajes y cánones.*

Los peajes y cánones por el uso de la red gasista serán cobrados por las empresas que realicen las actividades de transporte y distribución, debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con lo previsto en la presente Ley.

Reglamentariamente se establecerá el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por los transportistas y distribuidores, entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema gasista, atendiendo a la retribución que les corresponda de conformidad con la presente Ley.

Artículo 97. *Liberalización de precios.*

1. Cuando la situación del mercado lo haga recomendable, el Gobierno podrá acordar la liberalización, total o parcial, de las tarifas, peajes y cánones regulados en el presente capítulo.

2. Excepcionalmente, el Gobierno podrá establecer precios máximos de gas aplicables por los comercializadores a las ventas realizadas a los consumidores cualificados, cuando la falta de desarrollo del mercado gasista o situaciones de dominio de mercado lo hagan aconsejable.

CAPITULO VIII

Seguridad de suministro

Artículo 98. *Seguridad de suministro.*

1. Los comercializadores de gas natural estarán obligados a disponer de unas existencias mínimas de seguridad que vendrán expresadas en días equivalentes de sus ventas firmes a consumidores finales en territorio español.

Los Consumidores Directos en Mercado, estarán obligados a disponer de unas existencias mínimas de seguridad que vendrán expresadas en días equivalentes de sus consumos firmes en la parte no suministrada por un comercializador.

2. Esta obligación podrá cumplirse por el sujeto obligado con gas de su propiedad o arrendando y contratando, en su caso, los correspondientes servicios de almacenamiento. El Gobierno determinará en función de las disponibilidades del sistema el número de días equivalentes de existencias mínimas de seguridad.

3. Reglamentariamente se determinará la parte de existencias mínimas de seguridad que tendrán carácter estratégico y las que tendrán carácter operativo, así como la forma en que éstas podrán computarse y los sujetos encargados de su constitución, mantenimiento y gestión.

La constitución, mantenimiento y gestión de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico podrá ser llevada a cabo por la Corporación a que se refiere el artículo 52 en las condiciones y proporciones que se establezcan reglamentariamente.

Las existencias mínimas de seguridad se mantendrán en los almacenamientos básicos y en las proporciones que reglamentariamente se determinen, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 78.4 de la presente Ley.

4. Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo a establecer la forma y las condiciones en las que los sujetos obligados en España y en su caso la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrán cumplir su obligación mediante la constitución de reservas en Estados miembros de la Unión Europea. Asimismo, podrá determinar la forma y las condiciones en las que los sujetos obligados en dichos países podrán constituir existencias mínimas de seguridad en territorio español.

Artículo 99. *Diversificación de los abastecimientos.*

1. Los comercializadores de gas natural deberán diversificar sus aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60 %.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, desarrollará reglamentariamente las condiciones para el cumplimiento de esta obligación atendiendo a la situación del mercado y podrá modificar el porcentaje a que se refiere el párrafo anterior, al alza o a la baja, en función de la evolución de los mercados internacionales de gas natural.

2. En los términos que reglamentariamente se determinen, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá exigir similares obligaciones de diversificación de aprovisionamiento a las establecidas en el punto anterior a los consumidores directos en mercados por la parte de su consumo no adquirida a comercializadores cuando, por su volumen y origen, puedan incidir negativamente en el balance de abastecimientos al mercado español.

3. Estará eximido de la obligación de diversificación el abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.

Artículo 100. *Control por la Administración.*

La Administración competente podrá inspeccionar el cumplimiento de los requisitos y condiciones de seguridad y diversificación establecidos en los artículos anteriores, solicitando, en su caso, cuanta información sea necesaria.

En los casos que esta competencia corresponda a la Administración General del Estado, la inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación será realizada por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos a que hace referencia el artículo 52. Reglamentariamente se determinará el funcionamiento y participación de los sujetos que actúan en el sector gasista como miembros de dicha Corporación.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo en colaboración con la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elaborará y publicará, antes del 31 de julio de cada año, un informe con los resultados de la supervisión de los aspectos relativos a la seguridad de suministro, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados.

Artículo 101. *Situaciones de emergencia.*

1. El Gobierno establecerá para situaciones de emergencia las condiciones en que se podrá hacer uso de las reservas estratégicas de gas natural a que se refiere el presente Título, por los obligados a su mantenimiento.

2. El Gobierno en situaciones de escasez de suministro o en aquéllas en que pueda estar amenazada la seguridad de personas, aparatos o instalaciones o la integridad de la red podrá adoptar en el ámbito, con la duración y las excepciones que se determinen, entre otras, alguna o algunas de las siguientes medidas:

a) Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas.

b) Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

c) Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso.

d) Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

e) Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.

f) Cualesquiera otras medidas, que puedan ser recomendadas por los Organismos internacionales, de los que España sea parte o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.

En relación con tales medidas se determinará, asimismo, el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

3. El Gobierno fomentará la cooperación con terceros países a fin de desarrollar mecanismos coordinados ante situaciones de emergencia o escasez de suministro, así como para dar cumplimiento a las obligaciones derivadas de los compromisos internacionales adquiridos.

4. El Gobierno notificará a la Comisión Europea y a los demás Estados miembros las medidas adoptadas.

5. El Ministerio para la Transición Ecológica supervisará la correcta ejecución por parte de los agentes del sistema de las medidas adoptadas por el Gobierno ante situaciones de emergencia y elaborará un informe que pondrá a disposición inmediatamente de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. El Gestor Técnico del Sistema, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, y demás sujetos del sistema gasista aportarán a estos efectos toda la documentación que se les solicite.

Artículo 102. *Ocupación del dominio público, patrimonial y de las zonas de servidumbre pública.*

1. Los titulares de concesiones, permisos o autorizaciones, a los que se refiere el artículo 103.2 de la presente Ley y en los mismos casos que los allí contemplados, tendrán derecho a la ocupación del dominio público, patrimonial y de las zonas de servidumbre pública.

2. La autorización de ocupación concreta del dominio público, patrimonial y de las zonas de servidumbre pública será acordada por el órgano competente de la Administración pública titular de aquellos bienes o derechos.

Las condiciones y requisitos que se establezcan por las Administraciones titulares de los bienes y derechos para la ocupación del mismo deberán ser, en todo caso, transparentes y no discriminatorios.

3. Sin perjuicio de la aplicación de lo señalado en los apartados anteriores, en las autorizaciones de ocupación de bienes o derechos de titularidad local será de aplicación lo dispuesto en la legislación de régimen local.

TITULO V

Derechos de ocupación del dominio público, expropiación forzosa, servidumbres y limitaciones a la propiedad

Artículo 103. *Declaración de utilidad pública.*

1. Se declaran de utilidad pública a los efectos de expropiación forzosa y ejercicio de la servidumbre de paso las siguientes instalaciones:

a) Las instalaciones y servicios necesarios para el desarrollo de las actividades de investigación y explotación a que se refiere el Título II.

b) Las instalaciones de refino, tanto de nueva construcción como las ampliaciones de las existentes, las instalaciones de transporte por oleoducto y de almacenamiento de productos petrolíferos, así como la construcción de otros medios fijos de transporte de hidrocarburos líquidos y sus instalaciones de almacenamiento.

c) Las instalaciones a que se refiere el Título IV de la presente Ley.

d) Las plantas de regasificación a que se refiere el artículo 55.3 así como las líneas de conducción de gas natural asociadas a las mismas y dedicadas en exclusividad a la alimentación de las centrales eléctricas, puertos y buques.

2. Los titulares de concesiones, permisos o autorizaciones para el desarrollo de las citadas actividades o para la construcción, modificación o ampliación de instalaciones necesarias para las mismas gozarán del beneficio de expropiación forzosa y ocupación temporal de bienes y derechos que exijan las instalaciones y servicios necesarios, así como la servidumbre de paso y limitaciones de dominio, en los casos que sea preciso para vías de

acceso, líneas de conducción y distribución de los hidrocarburos, incluyendo las necesarias para atender a la vigilancia, conservación y reparación de las instalaciones.

Artículo 104. *Solicitud de reconocimiento de utilidad pública.*

1. Para el reconocimiento de la utilidad pública de las instalaciones a que se refiere el artículo anterior, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación u ocupación.
2. La petición se someterá a información pública y se recabará informe de los órganos afectados.
3. Concluida la tramitación, el reconocimiento de la utilidad pública será acordado por el Ministerio de Industria y Energía, si la autorización de la instalación corresponde al Estado, sin perjuicio de la competencia del Consejo de Ministros en caso de oposición de órganos u otras entidades de derecho público, o por el organismo competente de las Comunidades Autónomas en los demás casos.

Artículo 105. *Efectos de la declaración de utilidad pública.*

La declaración de utilidad pública llevará implícita en todo caso la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa, de 16 de diciembre de 1954.

Artículo 106. *Derecho supletorio.*

En lo relativo a la materia regulada en este Título será de aplicación supletoria lo dispuesto en la legislación general sobre expropiación forzosa y en el Código Civil cuando proceda.

Artículo 107. *Servidumbres y autorizaciones de paso.*

1. Las servidumbres y autorizaciones de paso que conforme a lo dispuesto en el presente capítulo se establezcan gravarán los bienes ajenos en la forma y con el alcance que se determinan en la presente Ley y se regirán por lo dispuesto en la misma, en sus disposiciones de desarrollo y en la normativa a que se refiere el artículo anterior.
2. Las servidumbres y autorizaciones de paso comprenderán, cuando proceda, la ocupación del subsuelo por instalaciones y canalizaciones a la profundidad y con las demás características que señalen Reglamentos y Ordenanzas municipales.
3. Las servidumbres y autorizaciones comprenderán igualmente el derecho de paso y acceso, y la ocupación temporal del terreno u otros bienes necesarios para atender a la vigilancia, conservación y reparación de las instalaciones y conducciones.
4. La afección a fincas particulares derivada de la construcción de las instalaciones gasistas y los oleoductos se concretará en la siguiente forma:

a) Expropiación forzosa de los terrenos sobre los que se han de construir las instalaciones fijas en superficie.
b) Para las canalizaciones y cable de comunicaciones de las conducciones:

1.º Imposición de servidumbre permanente de paso, en una franja de terreno de hasta cuatro (4) metros, dos a cada lado del eje, que se concretará en la resolución de autorización, a lo largo de la canalización por donde discurrirá enterrada la tubería o tuberías que se requieran para la conducción. Esta servidumbre que se establece, estará sujeta a las siguientes limitaciones de dominio:

i. Prohibición de efectuar trabajos de arada o similares a una profundidad superior a cincuenta centímetros, así como de plantar árboles o arbustos de tallo alto, a una distancia inferior a dos metros, a contar desde el eje de la tubería o tuberías.
ii. Prohibición de realizar cualquier tipo de obras, construcción, edificación, o de efectuar acto alguno que pudiera dañar o perturbar el buen funcionamiento de las instalaciones, a una distancia inferior a diez metros (10 m) del eje del trazado, a uno y otro lado del mismo.

Esta distancia podrá reducirse siempre que se solicite expresamente y se cumplan las condiciones que, en cada caso, fije el órgano competente de la Administración Pública.

iii. Permitir el libre acceso del personal y equipos necesarios para poder vigilar, mantener, reparar o renovar las instalaciones con pago, en su caso, de los daños que se ocasionen.

iv. Posibilidad de instalar los hitos de señalización o delimitación y los tubos de ventilación, así como de realizar las obras superficiales o subterráneas que sean necesarias para la ejecución o funcionamiento de las instalaciones.

2.º Ocupación temporal de los terrenos necesarios para la ejecución de las obras de la franja que se reflejará, para cada finca, en los planos parcelarios de expropiación. En esta zona se hará desaparecer, temporalmente, todo obstáculo y se realizarán las obras necesarias para el tendido e instalación de la canalización y elementos anexos, ejecutando los trabajos y operaciones precisas a dichos fines.

5. Las condiciones y limitaciones que deberán imponerse en cada caso por razones de seguridad, podrán ser modificadas con arreglo a los Reglamentos y Normas Técnicas que a los efectos se dicten.

TITULO VI

Infracciones y sanciones

Artículo 108. *Infracciones.*

1. Son infracciones administrativas las acciones y omisiones que se tipifican en los artículos siguientes.

2. Las infracciones administrativas establecidas en la presente Ley se entenderán sin perjuicio de las responsabilidades civiles, penales o de otro orden en que puedan incurrir los titulares de las empresas que desarrollan las actividades a que se refieren.

Artículo 109. *Infracciones muy graves.*

1. Son infracciones muy graves:

a) La realización de actividades incluidas en el ámbito de aplicación de la presente Ley o la construcción, ampliación, explotación o modificación de instalaciones afectas a las mismas sin la necesaria concesión, autorización administrativa, declaración responsable, comunicación o inscripción en el Registro correspondiente cuando proceda o el incumplimiento del contenido, prescripciones y condiciones de las mismas cuando se ponga en peligro manifiesto a las personas o los bienes o el medio ambiente.

b) La utilización de instrumentos, aparatos o elementos sujetos a seguridad industrial sin cumplir las normas y las obligaciones técnicas que por razones de seguridad deban reunir los aparatos e instalaciones afectos a las actividades objeto de la presente Ley cuando comporten peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente.

c) Cualquier manipulación fraudulenta tendente a alterar el precio o la calidad de los productos petrolíferos o de los gases combustibles o la medición de las cantidades suministradas.

d) La negativa a admitir inspecciones o verificaciones reglamentarias o acordadas en cada caso por la administración competente, incluida la CNE, o la obstrucción a su práctica.

e) La aplicación irregular de precios, tarifas o peajes de los regulados en la presente Ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio superior al l5 % y siempre que la misma suponga una alteración superior a 300.000 euros.

f) El incumplimiento reiterado de las obligaciones resultantes de la aplicación del sistema tarifario o de los criterios de recaudación. Se entenderán como incumplimiento de las obligaciones del sistema tarifario la falta o retraso en el pago de las cantidades a que den lugar las liquidaciones de las actividades reguladas o en el ingreso de las cuotas con destinos específicos, la declaración indebida de ingresos y costes y las declaraciones efectuadas fuera del plazo establecido.

g) El incumplimiento de las decisiones jurídicamente vinculantes y requerimientos efectuados por la Administración competente, incluida la Comisión Nacional de Energía, o por el Gestor Técnico del Sistema en el ámbito de sus funciones, cuando resulte perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

h) La realización de actividades incompatibles, así como el incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de la obligación de separación patrimonial, separación funcional y de llevar cuentas separadas de acuerdo con lo dispuesto en la presente Ley y en sus normas de desarrollo.

i) La falta de comunicación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo o el incumplimiento de las condiciones u obligaciones establecidas, en el supuesto de la toma de participaciones en sociedades, en los términos previstos en la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

j) El incumplimiento reiterado de cuantas obligaciones de remisión de información se deriven de la aplicación de la normativa vigente o resulten del previo requerimiento por parte de la administración incluida la CNE, o del Gestor Técnico del Sistema.

k) La negativa a suministrar gases por canalización o GLP envasado a consumidores en régimen de tarifa o precios regulados conforme a los títulos III y IV de esta Ley y disposiciones de desarrollo.

l) El incumplimiento reiterado por parte de los sujetos obligados a ello, de conformidad con la normativa vigente, de las condiciones de calidad y continuidad del servicio.

m) El incumplimiento de las obligaciones legal o reglamentariamente establecidas sobre existencias mínimas de seguridad, conforme a los títulos III y IV, cuando supongan una alteración significativa del citado régimen de existencias mínimas.

n) El incumplimiento de las obligaciones legal y reglamentariamente establecidas, conforme al Título IV de la Ley, sobre diversificación de suministros, cuando suponga una alteración significativa del citado régimen de diversificación.

o) Las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno en aplicación de lo previsto en la presente Ley sobre situaciones de emergencia o escasez de suministros en los títulos III y IV por quienes realizan actividades reguladas en la presente Ley y tengan incidencia apreciable en el citado suministro.

p) La interrupción o suspensión injustificada de la actividad que se venga realizando mediante concesión o autorización administrativa, cuando de ello resulte perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

q) El incumplimiento de las obligaciones de contabilidad exigibles de acuerdo con la presente Ley. Se entenderá comprendida en dicho incumplimiento la existencia en la documentación contable de vicios o irregularidades esenciales que impidan conocer la situación patrimonial y financiera de la entidad.

r) La denegación o alteración injustificada del acceso de terceros a instalaciones de red en los supuestos que la presente Ley y sus normas de desarrollo regulan.

s) El incumplimiento por parte de los titulares de las instalaciones de su obligación de mantener las instalaciones en adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo en su caso, las instrucciones impartidas por la administración competente, cuando dicho incumplimiento ponga en peligro manifiesto a las personas, los bienes o al medio ambiente.

t) El incumplimiento por parte del distribuidor de su obligación de realizar visitas de inspección a las instalaciones receptoras existentes con la periodicidad definida por la normativa vigente.

u) El incumplimiento, por parte de los titulares de instalaciones, de efectuar el cálculo del balance físico del gas que pasa por sus instalaciones en la forma y con la periodicidad que resulte necesaria para el adecuado funcionamiento del sistema.

v) El incumplimiento, por parte del gestor técnico del sistema, de las obligaciones establecidas en el artículo 64, apartados 1 y 3, letras f), i), o) y p) de esta Ley.

w) El incumplimiento de las normas de gestión técnica del sistema, cuando ello afecte a la continuidad y seguridad del suministro de gas natural.

x) El incumplimiento continuado, por parte de los titulares de instalaciones, de su obligación de gestionar la verificación de sus equipos de medida, del volumen y

características del gas, y de las instalaciones de puntos de suministro conectadas a sus redes, utilizando para ello los servicios de una entidad acreditada para tal fin.

y) La interrupción o suspensión del suministro sin que medien los requisitos legal o reglamentariamente establecidos o fuera de los supuestos previstos.

z) El incumplimiento de las obligaciones económicas en caso de desbalance derivadas de la regulación establecida por las Normas de Gestión Técnica del sistema.

aa) El incumplimiento de las obligaciones que se establezcan relacionadas con el logro de los objetivos anuales de contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables.

ab) El incumplimiento por parte del operador del mercado organizado de gas de la funciones a que se refieren los párrafos c) y d) del artículo 65 ter.1, en los términos previstos en la presente Ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive perjuicio para el sistema o los demás sujetos.

ac) El incumplimiento, de forma reiterada, por parte de los gestores de red independientes o de los propietarios de las instalaciones cuya gestión les hayan cedido, de las obligaciones establecidas en el artículo 63 quáter de la presente Ley.

ad) El incumplimiento de la obligación de suministro domiciliario de GLP envasado.

ae) El incumplimiento de las limitaciones que se establezcan en cuanto a la participación en el accionariado de ENAGAS, S.A. así como la falta de comunicación definida en el artículo 63 bis.2 de cualquier circunstancia que pueda afectar al cumplimiento de los requisitos establecidos para las empresas certificadas como Gestores de la red de transporte.

af) El incumplimiento reiterado por parte de los sujetos del sistema de sus obligaciones de información o comunicación a otros sujetos del sistema, así como la no remisión de forma reiterada de la información en la forma y plazo que resulte exigible.

ag) La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración Pública, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, siempre que esto suponga un impacto en los costes del sistema que exceda del 5 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

ah) La resistencia, obstrucción, excusa o negativa a las actuaciones inspectoras que hayan sido acordadas en cada caso por la Administración Pública competente, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

ai) El incumplimiento por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de las obligaciones de preservar la medidas establecidas en aplicación de lo previsto en el artículo 101 por quienes realizan alguna de las actividades en ella regulada.

aj) El incumplimiento por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de las obligaciones de preservar y gestionar el acceso a la información que tenga carácter de confidencial.

ak) El incumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa de aplicación para tener derecho a la percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, a menos que expresamente se hubiera tipificado como grave.

al) El incumplimiento por parte de los responsables del punto de medida de la obligación de disponer de los equipos de medida y control y demás dispositivos que reglamentariamente se hayan establecido, de forma que se impida o altere la correcta medición y facturación, o cuando dicho incumplimiento comporte peligro o daño grave para personas, bienes o para el medio ambiente; así como la negativa u obstrucción al acceso de los encargados de la lectura, verificadores u organismos autorizados por la Administración Pública competente para la realización de la lectura, o verificación de los equipos.

am) El incumplimiento por parte de los obligados a ello de la normativa vigente relativa a la instalación de los equipos de medida, y demás dispositivos de tratamiento de la información y comunicación necesarios para el correcto funcionamiento del sistema de medidas, así como el incumplimiento de los criterios de seguridad y de privacidad que se establezcan reglamentariamente.

an) El incumplimiento reiterado por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de la realización de los procesos de alta, lectura y tratamiento de las medidas e intercambios

de la información, así como de la remisión de la información o, en su caso, su puesta a disposición a los destinatarios a los que están obligados a remitírsela en los términos, en el plazo y forma establecidos reglamentariamente.

añ) La inexactitud o falseamiento de la información relativa a la medida remitida por parte de los obligados a ello por la normativa vigente, cuando de ello se derive un incremento significativo de los costes del sistema o una minoración significativa de los ingresos del mismo.

ao) El incumplimiento continuado, por parte de los obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de su obligación de gestionar las verificaciones de los equipos de medida.

ap) Cualquier manipulación de los equipos de medida o de las instalaciones o la no disposición de los dispositivos necesarios, tendentes a alterar la medición de las cantidades suministradas o consumidas o de cualquiera de los conceptos que sirven de base para la facturación de la energía suministrada o consumida.

aq) La denegación o alteración injustificadas del permiso de conexión a un punto de la red. Se considerará que la denegación es injustificada cuando no obedezca a lo previsto en la presente Ley y en las normas de desarrollo aprobadas por el Gobierno.

ar) El establecimiento de otros mecanismos diferentes de los previstos en esta Ley y en las normas de desarrollo aprobadas por el Gobierno para el otorgamiento de los permisos de conexión y acceso o para la priorización en el otorgamiento de los mismos.

as) El otorgamiento de permisos de acceso o de permisos de conexión cuando no se disponga de la capacidad necesaria de acuerdo con las condiciones y criterios establecidos reglamentariamente por el Gobierno.

at) El incumplimiento de las limitaciones establecidas en cuanto a la participación en el accionariado del operador del mercado organizado de gas previstas en el artículo 65 ter.2 de la presente Ley.

au) El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras o transportistas de su obligación de realizar las acometidas y la conexión de nuevos suministros o ampliación de los existentes que se les planteen en las zonas en que operan, cuando así resulte exigible de conformidad con la normativa de aplicación.

av) El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras o de las empresas comercializadoras de aplicar las medidas adecuadas de protección al consumidor, en los términos previstos en la presente Ley y su normativa de desarrollo, cuando de este hecho se derive un perjuicio económico para los sujetos afectados.

aw) El incumplimiento por parte de los distribuidores, de los comercializadores de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica establecidos en la presente Ley y su normativa de desarrollo.

ax) La no formalización de los contratos de suministro y acceso a redes por parte de los sujetos obligados a ello de acuerdo a la normativa en vigor.

ay) Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de gas natural que suponga una alteración porcentual de la realidad de lo suministrado o consumido superior al 15 por ciento y que, a la par, exceda de 300.000 euros.

az) El incumplimiento por parte de los distribuidores de las obligaciones establecidas en el ejercicio de su función, a menos que expresamente se hubiera tipificado como grave.

ba) El incumplimiento por parte de los operadores dominantes de las restricciones impuestas en la normativa vigente.

bb) La inexactitud, falsedad u omisión en cualquier dato o manifestación, de carácter esencial, sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos señalados en la declaración responsable o la comunicación aportada por los interesados.

bc) Ejercer la actividad de empresa instaladora de gas o de instalador de gas sin la correspondiente autorización administrativa o carné de instalador de acuerdo a la normativa vigente cuando suponga un riesgo para la seguridad de las personas o bienes.

bd) No instalar o manipular indebidamente los dispositivos de medición fiscal de los hidrocarburos producidos en concesiones de explotación de hidrocarburos.

be) El incumplimiento de las limitaciones y obligaciones impuestas en los artículos 43.1 y 43 bis.1.

bf) El acaparamiento y utilización sustancialmente inferior de la capacidad de las instalaciones fijas de almacenamiento y transporte de productos petrolíferos que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 41 de la presente Ley, deban permitir el acceso de terceros.

2. Igualmente, serán infracciones muy graves las infracciones graves del artículo siguiente cuando durante los tres años anteriores a su comisión hubiera sido impuesta al infractor sanción firme por el mismo tipo de infracción.

Artículo 110. *Infracciones graves.*

Son infracciones graves las conductas tipificadas en el artículo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse de muy graves y en particular:

a) Las conductas tipificadas en las letras a) y b) del artículo anterior cuando no se ponga en peligro manifiesto a las personas, los bienes o el medio ambiente.

b) La aplicación irregular de precios, tarifas o peajes de manera que se produzca una alteración en el precio inferior al 15 % y superior al 5 % y siempre que la misma suponga una alteración superior a 30.000 euros.

c) Cualquier otra actuación en el suministro o consumo de Gas, que suponga una alteración porcentual de lo suministrado o consumido superior al 10 por 100 y siempre que la misma suponga una alteración superior a 30.000 €.

d) El incumplimiento de las decisiones jurídicamente vinculantes y requerimientos efectuados por la Administración competente, incluida la Comisión Nacional de Energía, o por el Gestor Técnico del Sistema en el ámbito de sus funciones, cuando no resulte perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

e) El incumplimiento de las obligaciones resultantes de la aplicación del sistema tarifario o de los criterios de recaudación. Se entenderán como incumplimiento de las obligaciones del sistema tarifario la falta o retraso en el pago de las cantidades a que den lugar las liquidaciones de las actividades reguladas o en el ingreso de las cuotas con destinos específicos, la declaración indebida de ingresos y costes y las declaraciones efectuadas fuera del plazo establecido.

f) El incumplimiento de cuantas obligaciones de remisión de información se deriven de aplicación de la normativa vigente o resulten del previo requerimiento por parte de la Administración, incluida la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos o el Gestor Técnico del Sistema.

Asimismo, se considerará infracción grave el incumplimiento por parte de los sujetos del sistema de sus obligaciones de información o comunicación a otros sujetos del sistema. También se considerará infracción grave la no remisión de la información en la forma y plazo que resulte exigible.

g) La negativa injustificada a suministrar productos petrolíferos o gases combustibles a los consumidores y usuarios a los que no sean de aplicación tarifas o precios administrativamente aprobados.

h) La negativa injustificada a suministrar productos petrolíferos a los consumidores y usuarios a los que sean de aplicación tarifas o precios administrativamente aprobados.

i) El incumplimiento reiterado por parte de la empresa suministradora de aplicar los descuentos correspondientes a los consumidores afectados por interrupciones en las condiciones previstas en la normativa de aplicación.

j) Las acciones u omisiones que supongan incumplimiento de las medidas establecidas por el Gobierno en aplicación de lo previsto en la presente Ley sobre situaciones de emergencia o escasez de suministro en los títulos III y IV por quienes realizan actividades reguladas en la presente Ley y no tengan incidencia apreciable en el citado suministro.

k) El incumplimiento por parte de los sujetos obligados de conformidad con lo dispuesto en esta Ley y en sus normas de desarrollo de su obligación de realizar auditorias externas en los supuestos en que así venga exigido.

l) El incumplimiento, por parte de los titulares de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte, de la obligación de publicar la capacidad de sus instalaciones, o la publicación de las mismas sin cumplir las condiciones establecidas.

m) El incumplimiento, por parte de los transportistas, distribuidores, comercializadores o, en general, de los titulares de las instalaciones, de las obligaciones establecidas en esta Ley y normativa de desarrollo cuando, por las circunstancias concurrentes, no se encuentre tipificado como infracción muy grave o leve.

n) El incumplimiento, por parte del gestor técnico del sistema, de las obligaciones establecidas en esta Ley y normativa de desarrollo cuando, por las circunstancias concurrentes, no pueda ser considerado muy grave.

o) El incumplimiento de las normas de gestión técnica del sistema, cuando ello no afecte a la continuidad y seguridad del suministro de gas natural.

p) El incumplimiento, por parte de los sujetos con derecho de acceso, de su obligación de comunicar a los titulares de las instalaciones con quienes hayan suscrito los contratos de acceso y al gestor técnico del sistema su programa de aprovisionamiento y consumo en la forma que se establezca, así como cualquier incidencia que pueda hacer variar sustancialmente dichas previsiones.

q) El incumplimiento, por parte de los consumidores, de su obligación de disponer de los equipos de medida necesarios y permitir el acceso a los mismos por parte de los titulares a las instalaciones a las que estén conectados, y de gestionar la verificación periódica de los mismos cuando de ello se derive un perjuicio para el funcionamiento del sistema gasista.

r) La comercialización de hidrocarburos líquidos bajo una imagen de marca que no se corresponda con el auténtico origen y calidad de los mismos.

s) El incumplimiento de cuantas obligaciones formales se impongan a quienes realicen actividades de suministro al público de productos petrolíferos o gases combustibles por canalización en garantía de los derechos de los consumidores y usuarios.

t) El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas natural de las obligaciones de mantenimiento y correcto funcionamiento de un servicio de atención a las quejas, reclamaciones, incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro que incluya un servicio de atención telefónica y número de teléfono ambos gratuitos así como de las medidas de protección al consumidor de acuerdo con lo establecido en la presente Ley y su normativa de desarrollo.

u) El incumplimiento por parte de los sujetos obligados de los Reglamentos y decisiones de la Unión Europea que les sean de aplicación en el sector de hidrocarburos. En particular cualquier infracción por manipulación o tentativa de manipulación de mercado, uso de información privilegiada o falta de difusión de información privilegiada, conforme a lo establecido en el Reglamento UE n.º 1227/2001, de 25 de octubre de 2011, sobre integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía o en la normativa de desarrollo del mismo, así como cualquier infracción por incumplimiento de lo establecido en el Reglamento n.º 715/2009, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y su normativa de desarrollo.

v) El incumplimiento por parte de los gestores de red independientes o de los propietarios de las instalaciones cuya gestión les hayan cedido, de las obligaciones establecidas en el artículo 63 quáter de la presente Ley.

w) El incumplimiento por parte del operador del mercado organizado de gas de las funciones y obligaciones que le corresponden de acuerdo con lo establecido en el artículo 65.ter.1 y su normativa de desarrollo, a menos que expresamente se hubiera considerado como muy grave.

x) La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración Pública, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, que suponga un impacto en los costes del sistema que se encuentre entre el 1 y el 5 por ciento de la retribución anual del sujeto.

y) El incumplimiento de las medidas de seguridad, aun cuando no supongan peligro manifiesto para los bienes.

z) El incumplimiento por parte de los obligados a ello por la normativa vigente de la realización de los procesos de alta, lectura y tratamiento de las medidas e intercambios de la información, así como de la remisión de la información o, en su caso, su puesta a disposición

a los destinatarios a los que están obligados a remitírsela en los términos, en el plazo y forma establecidos reglamentariamente.

aa) El incumplimiento, por parte de los obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de su obligación de gestionar las verificaciones de los equipos de medida, cuando no hubiera sido tipificado como infracción muy grave.

ab) El incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de conformidad con la normativa vigente, de los requisitos relativos a la calidad del servicio o de las condiciones de calidad y continuidad del servicio.

ac) El retraso injustificado en el comienzo de la prestación del servicio a nuevos usuarios.

ad) El incumplimiento, por parte de los distribuidores o comercializadores, de las obligaciones de mantener una base de datos de todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, de permitir el acceso a la misma, así como de dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de los datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con los consumidores y comercializadores de energía.

ae) El incumplimiento reiterado e injustificado de los plazos y contenidos establecidos para las comunicaciones con cualquiera de los sujetos que deben intervenir en el cambio de suministrador o en la realización de modificaciones de las condiciones de los contratos.

af) El incumplimiento reiterado por parte de los comercializadores de los requisitos establecidos para la formalización de contratos de suministro de gas natural, así como de las condiciones de contratación y de apoderamiento con los clientes.

ag) La creación de confusión en la información y en la presentación de la marca e imagen de marca de las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente Ley, respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

ah) El incumplimiento por parte de los distribuidores, o de los comercializadores de sus obligaciones y de los requisitos que la normativa en vigor determine para ejercer la actividad, a menos que expresamente se hubiera tipificado como muy grave o como leve.

ai) El incumplimiento por parte de los distribuidores o de los comercializadores de su obligación de poner en práctica los programas de gestión de la demanda aprobados por la Administración Pública.

aj) La realización, tanto por los titulares de los terrenos afectados como por cualquier otra persona, de actos que impliquen un incumplimiento de las limitaciones al dominio establecidas o una invasión de la servidumbre permanente de paso impuesta para canalizaciones de hidrocarburos, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 107, apartado 4 letra b) que impidan o dificulten el libre acceso del personal y equipos necesarios para poder vigilar, mantener, reparar o renovar las instalaciones.

En particular y sin carácter limitativo, se considerarán actos ilícitos la plantación de arbolado en la franja de servidumbre permanente de paso, la construcción de edificaciones a una distancia inferior a la establecida sin contar con la autorización prevista en el artículo 107 de esta Ley; la retirada de hitos de señalación y/o tubos de ventilación o la realización de cualquier acto que pueda afectar a la seguridad de las personas o de las instalaciones.

ak) Ejercer la actividad de empresa instaladora de gas o de instalador de gas sin la correspondiente autorización administrativa o carné de instalador de acuerdo a la normativa vigente.

al) La inexactitud, falsedad u omisión en cualquier dato o manifestación, de carácter no esencial, sobre el cumplimiento de los requisitos exigidos señalados en la declaración responsable o la comunicación aportada por los interesados.

am) El incumplimiento de la obligación de pago a los titulares de los terrenos suprayacentes, por parte de los operadores de concesiones de explotación obligados a ello.

an) El incumplimiento por parte de los operadores al por mayor de los límites en relación al número de estaciones de servicio y a los vínculos de suministro en exclusiva en los ámbitos geográficos en los que se superen las cuotas de mercado establecidas legalmente.

añ) Cualquier práctica de los operadores al por mayor que vaya dirigida a determinar directa o indirectamente el precio de venta del combustible a estaciones de servicio, cuando no tenga la consideración de muy grave.

ao) El incumplimiento por parte de los comercializadores de las obligaciones establecidas en la normativa relativas a prácticas de contratación y relación con los clientes.

ap) El incumplimiento por parte de los titulares de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos de sus obligaciones de instalación de puntos de recarga eléctrica.

aq) El incumplimiento, a partir del año de referencia 2023, de los objetivos y obligaciones que se establezcan en relación con la reducción de la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los combustibles y la energía suministrados en el transporte.

Artículo 111. *Infracciones leves.*

Son infracciones leves:

a) El incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de sus obligaciones en relación con la formalización de los contratos de suministro cuando no tenga consideración de infracción grave o muy grave.

b) El incumplimiento de las obligaciones derivadas de las normas de gestión técnica del sistema que no tengan la consideración de infracción muy grave o grave de conformidad con los artículos 109 y 110 cuando de dicho incumplimiento no derive perjuicio para el funcionamiento del sistema gasista.

c) El incumplimiento injustificado de los plazos establecidos para las comunicaciones con los comercializadores y clientes y para llevar a cabo el cambio de suministrador, así como para realizar cualquier modificación de las condiciones de los contratos.

d) El incumplimiento por parte de los comercializadores de los requisitos de contratación y apoderamiento con los clientes.

e) El incumplimiento por parte de los comercializadores y distribuidores de cualquier requisito de información exigible en sus facturas.

f) La aplicación irregular de precios, tarifas o peajes y cánones de los regulados en la presente Ley o en las disposiciones de desarrollo de la misma, de manera que se produzca una alteración en el precio, cuando no tenga consideración de infracción grave o muy grave.

g) La inexactitud o falsedad en cualquier dato, manifestación o documento que se presente a la Administración Pública, así como su no presentación en forma y plazo, al objeto de la determinación o percepción del régimen retributivo de las actividades con retribución regulada, que suponga un impacto en los costes del sistema que no exceda del 1 por ciento de la retribución regulada anual del sujeto.

h) El incumplimiento de las limitaciones de uso establecidas en los terrenos afectados por la construcción de instalaciones para la producción, transporte o suministro de hidrocarburos.

Artículo 112. *Graduación de sanciones.*

Para la determinación de las correspondientes sanciones se tendrán en cuenta las siguientes circunstancias:

a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.

b) La importancia del daño o deterioro causado.

c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro a usuarios.

d) El grado de participación y el beneficio obtenido.

e) La intencionalidad o reiteración en la comisión de la infracción.

f) La reiteración por comisión en el término de un año de más de una infracción de la misma naturaleza, cuando así haya sido declarado por resolución firme.

Artículo 113. *Sanciones.*

1. Las infracciones tipificadas en los artículos anteriores serán sancionadas:

a) Las infracciones muy graves, con multa de hasta 30.000.000 €.
b) Las infracciones graves, con multa de hasta 6.000.000 €.
c) Las infracciones leves, con multa de hasta 600.000 €.

No obstante los límites establecidos anteriormente, en el caso de las sanciones impuestas por la Comisión Nacional de Energía, la cuantía nunca podrá superar el siguiente porcentaje del importe del volumen de negocios anual de la empresa infractora, o del volumen de negocios anual consolidado de la sociedad matriz del grupo integrado verticalmente al que pertenezca:

a) El 1 por ciento en las infracciones leves.
b) El 5 por ciento en las infracciones graves.
c) El 10 por ciento en las infracciones muy graves.

2. Cuando a consecuencia de la infracción se obtenga un beneficio cuantificable, la multa podrá alcanzar hasta el doble del beneficio obtenido.
3. La cuantía de las sanciones se graduará atendiendo a criterios de proporcionalidad y a las circunstancias especificadas en el artículo anterior.
4. La comisión de una infracción muy grave podrá llevar aparejada la revocación o suspensión de la autorización administrativa y la consecuente inhabilitación temporal para el ejercicio de la actividad por un período máximo de un año. La revocación o suspensión de las autorizaciones se acordará, en todo caso, por la autoridad competente para otorgarlas.
5. La aplicación de las sanciones previstas en el presente artículo, se entenderá sin perjuicio de otras responsabilidades legalmente exigibles.
6. Las sanciones impuestas por infracciones muy graves, una vez firmes, serán publicadas en la forma que se determine reglamentariamente.

A tal efecto, la Administración actuante pondrá los hechos en conocimiento de la competente.
7. A los efectos de esta Ley se considerará que un incumplimiento es reiterado cuando dentro del año inmediatamente anterior a su comisión el sujeto hubiera sido sancionado mediante resolución firme en vía administrativa con arreglo a la misma infracción.

Artículo 114. *Multas coercitivas.*

Para asegurar el cumplimiento de las resoluciones o requerimientos de información que dicten, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo o la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia podrán imponer multas coercitivas por importe diario de 100 hasta 10.000 euros, en los términos previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.
El importe de las multas se fijará atendiendo a los siguientes criterios:

a) El peligro resultante de la infracción para la vida y salud de las personas, la seguridad de las cosas y el medio ambiente.
b) La importancia del daño o deterioro causado.
c) Los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro.
d) Los perjuicios económicos causados.

Las multas coercitivas serán independientes de las sanciones que puedan imponerse y compatibles con ellas.
El importe de las multas coercitivas previstas en esta disposición se ingresará en el Tesoro Público.

Artículo 115. *Procedimiento sancionador.*

1. El procedimiento para la imposición de sanciones se ajustará a los principios de los artículos 127 a 138 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y a lo dispuesto en el Real Decreto 1398/1993, de 4 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento del procedimiento para el ejercicio de la potestad sancionadora o norma autonómica correspondiente, sin perjuicio de que reglamentariamente se establezcan especialidades de procedimiento para la imposición de sanciones previstas en esta Ley.

2. El plazo máximo para resolver y notificar en los procedimientos sancionadores para las infracciones administrativas tipificadas en esta Ley será de dieciocho meses en los expedientes por infracciones muy graves y graves, y de nueve meses cuando se incoen por infracciones leves. Transcurrido este plazo sin resolución expresa, el Director General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía o, cuando así proceda el órgano de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que tenga atribuida dicha competencia, declarará la caducidad del procedimiento y ordenará el archivo de las actuaciones, con los efectos previstos en el artículo 92 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre.

Artículo 116. *Competencias para imponer sanciones.*

1. En el ámbito de la Administración General del Estado:

1.1 La competencia para la imposición de las sanciones correspondientes a las infracciones corresponderá:

a) Al Consejo de Ministros para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves.
b) Al titular del Ministerio para la Transición Ecológica para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones graves.
c) Al titular de la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones leves.

1.2 Será competente para imponer sanciones por la comisión de las infracciones administrativas siguientes en el ámbito de sus competencias:

a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos a), b), c), d), e), f), g), i), j), k), l), m), n), o), q), s), t), v), w), y), aa), ad), af), ag), ah), ai), aj), ak), al), am), añ), ao), ap), av), aw), az), bb), bc), bd), be), y bf) del artículo 109.
b) Las tipificadas como graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse como muy graves y, en particular, las tipificadas en los párrafos, a), b), d), e), f), g), h), i), j), k), m), n), o), q), r), s), x), y), z), aa), ab), ac), ah) ai), aj), ak), al), am), an), añ), y ao) del artículo 110.
c) Las tipificadas como leves en los párrafos a), b), d), f), g) y h) del artículo 111.

2. En el ámbito de las Comunidades Autónomas se estará a lo previsto en su propia normativa.
3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias, y en lo que se refiere a los gases combustibles, será competente para imponer sanciones por la comisión de las infracciones administrativas siguientes:

a) Las tipificadas como muy graves en los párrafos c), d), e), f), g), h),i), j), k), l), p), q), r), s), u), v), w), x), y), z), ab), ac), ae), af), ag), ah),aj), ak), al), am) an) añ), ao, ap), aq), ar), as), at), au), av), aw), ax), ay), az) y ba) del artículo 109.
b) Las tipificadas como graves a que se hace referencia en el párrafo anterior cuando, por las circunstancias concurrentes, no puedan calificarse como muy graves y, en particular, las tipificadas en los párrafos, b), c), d), e), f), g), k), l), m), n), o), p), q) s), t), u), v), w), x), z), aa), ab), ac), ad), ae), af), ag) y ao) del artículo 110.
c) Las tipificadas como leves en los párrafos a), b), c), d), e), f) y g) del artículo 111.

Artículo 117. *Prescripción.*

Las infracciones muy graves previstas en este capítulo prescribirán a los tres años de su comisión, las graves a los dos años, y las leves a los 18 meses.
Las sanciones impuestas por faltas muy graves prescribirán a los tres años, las impuestas por faltas graves, a los dos años y las impuestas por faltas leves, al año.

DISPOSICIONES ADICIONALES

Primera. *Canon de superficie.*

Los titulares de permisos de investigación y de concesiones de explotación regulados en el Título II estarán obligados al pago del canon de superficie.

a) El canon se exigirá por hectárea y año con arreglo a las siguientes escalas:

Escala primera	Euros
Permisos de investigación	
1. Durante el período de vigencia del permiso	0,076310
2. Durante cada prórroga	0,152620

Escala segunda	Euros
Concesiones de explotación	
1. Durante los cinco primeros años	1,907752
2. Durante los siguientes cinco años	5,341706
3. Durante los siguientes cinco años	14,117364
4. Durante los siguientes cinco años	17,551318
5. Durante los siguientes cinco años	14,117364
6. Durante los siguientes cinco años	7,249458
7. Durante las prórrogas	5,341706

b) Los cánones de superficie especificados anteriormente se devengarán a favor del titular del dominio público, el día primero de enero de cada año natural, en cuanto a todos los permisos o concesiones existentes en esa fecha, debiendo ser satisfechos durante el primer trimestre del mismo.

c) Cuando los permisos de investigación o concesiones de explotación se otorguen después del primero de enero, en el año del otorgamiento se abonará como canon la parte de las cuotas anuales que proporcionalmente corresponda al tiempo que medie desde la fecha del otorgamiento hasta el final del año natural. En estos casos, el canon se devengará el día del otorgamiento del permiso o concesión y habrá de ser satisfecho en el plazo de noventa días, contados desde esta fecha.

d) El Gobierno, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá actualizar los valores de los cánones establecidos en esta disposición adicional.

Segunda. *Extinción de las concesiones del Monopolio de Petróleos.*

Quedan extinguidas definitivamente las concesiones del Monopolio de Petróleos para el suministro de gasolinas y gasóleos de automoción mantenidas al amparo de lo dispuesto en la disposición adicional primera de la Ley 34/1992, de 22 de diciembre. Las actividades objeto de dichas concesiones se continuarán desarrollando en la forma regulada en el Título III.

Tercera. *Agentes de aparatos surtidores y gestores de estaciones de servicio.*

1. Los antiguos agentes de aparatos surtidores y gestores de estaciones de servicio a que se refieren las disposiciones adicionales segunda y tercera de la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, cuya relación de derecho público quedó extinguida, podrán mantenerse en la explotación del punto de venta, en régimen de suministro de derecho privado con la entidad que ostente la titularidad dominical de la instalación y los derechos de exclusiva de suministro.

2. En tanto no se formalice por escrito un acuerdo sobre las condiciones de la explotación del punto de venta y el suministro de productos petrolíferos con el titular dominical de la instalación, seguirán aplicándose las condiciones vigentes en el momento de la extinción de la relación de derecho público.

3. En todo caso, los antiguos agentes y gestores tendrán derecho a mantenerse en la explotación por el plazo restante al inicialmente concedido y percibirán una comisión por la venta de los productos por cuenta del titular de la instalación cuya cuantía no podrá ser inferior a la establecida en las relaciones entre dicho titular y los comisionistas que exploten como arrendatarios otras instalaciones de su propiedad.

4. El cónyuge y los hijos podrán subrogarse en la explotación en los casos y condiciones previstos en la normativa aplicable a las relaciones transformadas.

Cuarta. *Autorizaciones concedidas al amparo de la Ley 34/1992, de 22 diciembre.*

Las autorizaciones concedidas en virtud de lo establecido en la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, o declaradas «ex lege» por la misma se mantendrán y surtirán plenos efectos sin necesidad de ratificación, en lo que no se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

Quinta. *Instalaciones petrolíferas para uso de las Fuerzas Armadas.*

Las inspecciones y revisiones de las instalaciones petrolíferas para uso de las Fuerzas Armadas, que estén ubicadas dentro de la zona e instalaciones de interés para la Defensa Nacional, serán realizadas por los órganos correspondientes de las Fuerzas Armadas.

Sexta. *Extinción de concesiones.*

1. A la entrada en vigor de esta Ley, todas las concesiones para actividades incluidas en el servicio público de suministro de gases combustibles por canalización quedan extinguidas.

Dichas concesiones quedan sustituidas de pleno derecho por autorizaciones administrativas de las establecidas en el Título IV de la presente Ley que habilitan a su titular para el ejercicio de las actividades, mediante las correspondientes instalaciones, que constituyeran el objeto de las concesiones extinguidas.

2. Las citadas autorizaciones lo serán por tiempo indefinido quedando expresamente extinguida la reversión de instalaciones a la que se refiere el artículo 7.c) de la Ley 10/1987, de 15 de junio.

Séptima. *Transporte marítimo de hidrocarburos líquidos y sólidos.*

El transporte marítimo de hidrocarburos se ajustará en todo caso al régimen establecido por la Ley 27/1992, de 24 de noviembre, de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, así como lo dispuesto en su normativa de desarrollo.

Octava. *Desestimación de resoluciones.*

Las solicitudes de resoluciones administrativas que deban dictarse conforme a lo dispuesto en la presente Ley se podrán entender desestimadas, si no recae resolución expresa en el plazo que al efecto se establezca o se determine en sus disposiciones de desarrollo.

Novena. *Actualización del importe de las sanciones.*

El Gobierno, por Real Decreto, procederá periódicamente a la actualización del importe de las sanciones establecidas en el Título VI teniendo en cuenta las variaciones de los índices de precios al consumo.

Décima. *Intervención de una empresa.*

1. Cuando el incumplimiento de las obligaciones de las empresas que realizan las actividades y funciones reguladas en la presente Ley pueda afectar a la continuidad y seguridad del suministro de hidrocarburos, y a fin de garantizar su mantenimiento, el Gobierno podrá acordar la intervención de la correspondiente empresa de acuerdo con lo previsto en el artículo 128.2 de la Constitución, adoptando las medidas oportunas para ello.

A estos efectos serán causas de intervención de una empresa las siguientes:

a) La suspensión de pagos o quiebra de la empresa.

b) La gestión irregular de la actividad cuando le sea imputable y pueda dar lugar a su paralización.

c) La grave y reiterada falta de mantenimiento adecuado de las instalaciones que ponga en peligro la seguridad de las mismas.

2. En los supuestos anteriores, si las empresas que desarrollan actividades y funciones o las que se refiere la presente Ley, lo hacen exclusivamente mediante instalaciones cuya autorización sea competencia de una Comunidad Autónoma, la intervención será acordada por ésta.

Undécima. *Comisión Nacional de Energía.*

Primero. **(Derogado)**.

Segundo. **(Derogado)**.

Tercero. **(Derogado)**.

Cuarto. **(Derogado)**.

Quinto. **(Derogado)**.

Sexto. Objetivos generales y relación de la Comisión Nacional de Energía con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y con los Organismos Reguladores del resto de los Estados miembros de la Unión Europea.

1. En el ejercicio de las funciones especificadas en la presente Ley, y en colaboración con otras autoridades reguladoras nacionales o los órganos equivalentes de las Comunidades Autónomas, y sin perjuicio de las competencias de éstos, la Comisión Nacional de Energía tomará todas las medidas razonables para contribuir a lograr los siguientes objetivos:

a) Promover el funcionamiento competitivo del sector de energético para garantizar la efectiva disponibilidad y prestación de unos servicios competitivos y de calidad, en lo que se refiere al suministro de la electricidad y de los hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos, en beneficio del conjunto del mercado y de los consumidores y usuarios.

b) Promover, en cooperación con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, las autoridades reguladoras de los demás Estados miembros y la Comisión Europea, un mercado interior de electricidad y del gas natural competitivo, seguro y sostenible ambientalmente, y abrir el mercado de manera efectiva a todos los clientes y suministradores comunitarios, así como garantizar las condiciones adecuadas para que las redes de electricidad y gas funcionen de modo eficaz y fiable, teniendo en cuenta objetivos a largo plazo.

c) Desarrollar mercados regionales competitivos y que funcionen adecuadamente en el ámbito del mercado de la Unión Europea, con el fin de lograr el objetivo mencionado en el párrafo b).

d) Eliminar las restricciones al comercio de la electricidad y del gas natural entre Estados miembros, incluyendo en este objetivo el desarrollo de la capacidad de transporte transfronterizo adecuada para satisfacer la demanda y reforzar la integración de los mercados nacionales que pueda facilitar el flujo de la electricidad y del gas natural a través del mercado interior de la Unión Europea.

e) Contribuir a lograr, de la manera más rentable, el desarrollo de redes no discriminatorias seguras, eficientes y fiables, orientadas a los consumidores y fomentar la adecuación de la red, y, en consonancia con los objetivos generales de la política energética, la eficiencia energética, así como la integración de la producción a gran escala y a pequeña escala de la electricidad y del gas a partir de fuentes de energía renovables y la producción distribuida en las redes tanto de transporte como de distribución.

f) Facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de producción, en particular, suprimiendo las trabas que pudieran impedir el acceso a nuevos agentes del mercado y de electricidad y gas procedentes de fuentes de energía renovables.

g) Asegurar que se dan a los gestores y usuarios de redes los incentivos adecuados tanto a corto como a largo plazo para aumentar la eficiencia de las prestaciones de la red y fomentar la integración del mercado.

h) Contribuir a garantizar un alto nivel de servicio, la protección de los consumidores de energía, especialmente los clientes vulnerables, y la compatibilidad de los procesos de intercambio de datos necesarios para que los clientes cambien de suministrador.

2. La Comisión Nacional de Energía nombrará a un representante entre los miembros del Consejo y a un sustituto entre su personal directivo, a efectos de contacto y representación en el seno del Consejo de Reguladores de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, según lo previsto en el artículo 14, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

3. La Comisión Nacional de Energía fomentará el contacto, la colaboración en cuestiones transfronterizas, la coordinación regular y periódica con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, con la Comisión Europea y con los Organismos Reguladores de los Estados miembros de la Unión Europea y de otros Estados.

4. Sin perjuicio de sus competencias específicas, la Comisión Nacional de Energía cooperará con el resto de Organismos Reguladores de los Estados miembros de la Unión Europea, con el fin de:

a) Promover la aplicación de medidas operativas, a fin de permitir una gestión óptima de la red, y fomentar los intercambios conjuntos de gas y electricidad y la asignación de capacidad transfronteriza, así como para permitir un nivel adecuado de capacidad de interconexión, incluso mediante nuevas interconexiones, en una región y entre regiones, de manera que pueda darse una competencia efectiva y mejorarse la seguridad del suministro, sin que haya discriminación entre empresas de suministro de diferentes Estados miembros.

b) Coordinar el desarrollo de todos los códigos de red para los gestores de red de transporte pertinentes y otros agentes del mercado.

c) Coordinar el desarrollo de las normas que rigen la gestión de la congestión.

5. La Comisión Nacional de Energía podrá establecer acuerdos de cooperación con el resto de Organismos Reguladores de los Estados miembros con el fin de fomentar la cooperación en el ámbito de la regulación.

6. La Comisión Nacional de Energía comunicará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo los nombramientos a los que se refiere el apartado 2. Asimismo informará a dicho Ministerio sobre el desarrollo de las actuaciones que se lleven a cabo en aplicación de los apartados 3 y 4 de forma que se permita realizar un seguimiento actualizado de las mismas y remitirá copia de los acuerdos a que se refiere el apartado 5.

7. La Comisión Nacional de Energía deberá cumplir y poner en práctica las decisiones pertinentes y jurídicamente vinculantes de la Agencia y la Comisión Europea. La Comisión Nacional de Energía podrá solicitar un dictamen de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía sobre la compatibilidad de cualquier decisión adoptada por un Organismo Regulador con las directrices mencionadas en las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE o en el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005.

8. La Comisión Nacional de Energía remitirá la memoria anual de actividades que incluya las cuentas anuales, la situación organizativa y la información relativa al personal y las actividades realizadas por la Comisión, con los objetivos perseguidos y los resultados alcanzados al Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Asimismo, informará anualmente de sus actividades y del cumplimiento de sus obligaciones a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y a la Comisión Europea.

Duodécima. *Financiación de la Comisión Nacional de Energía.*

(Derogada).

Decimotercera. *Modificación de la Ley 6/1997, de 14 de abril.*

Se modifica el párrafo primero del apartado 1 de la disposición adicional décima de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado:

«1. La Comisión Nacional del Mercado de Valores, el Consejo de Seguridad Nuclear, el ente público RTVE, las Universidades no transferidas, la Agencia de Protección de Datos, el Consorcio de la Zona Especial Canaria, la Comisión Nacional de Energía y la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones se regirán por su legislación específica y supletoriamente por esta Ley.»

Decimocuarta. *Regímenes fiscales forales.*

Las regulaciones contenidas en la presente Ley se entienden sin perjuicio de los regímenes tributarios forales vigentes en los Territorios Históricos del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

Decimoquinta. *Sociedades cooperativas.*

Las sociedades cooperativas sólo podrán realizar las actividades de distribución al por menor de productos petrolíferos a que se refiere el artículo 43 de la presente Ley con terceros no socios, mediante la constitución de una entidad con personalidad jurídica propia, a la que sea aplicable el régimen fiscal general. No será necesario el cumplimiento de este requisito para las cooperativas agrarias.

Para dar inicio a las actividades de distribución al por menor de productos petrolíferos a que se refiere el párrafo anterior, las cooperativas, incluidas las agrarias, deberán contar con instalaciones que cumplan cuantas instrucciones técnicas, de seguridad, de metrología o metrotecnia, medioambientales, normas urbanísticas, de protección de los consumidores y usuarios, o cualesquiera otras que sean exigibles a las instalaciones de suministro a vehículos y a las de suministro a instalaciones fijas para consumo propio, conforme al artículo 43 de la presente Ley.

Decimosexta. *Biocombustibles y biocarburantes.*

1. Se consideran biocarburantes los productos que a continuación se relacionan y que se destinen a su uso con fines de combustión en cualquier tipo de motor, directamente o mezclados con carburantes convencionales:

a) El bioetanol: alcohol etílico producido a partir de productos agrícolas o de origen vegetal, ya se utilice como tal o previa modificación o transformación química.

b) El biometanol: alcohol metílico, obtenido a partir de productos de origen agrícola o vegetal, ya se utilice como tal o previa modificación o transformación química.

c) El biodiesel: ester metílico producido a partir de aceite vegetal o animal.

d) Los aceites vegetales.

e) Todos aquellos productos que se determine.

2. La distribución y venta de estos productos se regirá por lo dispuesto en el Título III de la misma, tanto si se utilizan como carburantes como si se emplean mediante combustión con fines de producción de calor.

3. Se establecen los siguientes objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que expresan contenidos energéticos mínimos en relación al de gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte:

	2008	2009	2010
Contenido de biocarburantes...	1,9 %	3,4 %	5,83 %

El objetivo anual que se fija para el año 2008 tendrá carácter de indicativo, mientras que los objetivos establecidos para 2009 y 2010 serán obligatorios.

El Gobierno podrá modificar los objetivos establecidos en la tabla anterior, así como establecer objetivos adicionales.

Se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a dictar las disposiciones necesarias para regular un mecanismo de fomento de la incorporación de biocarburantes y otros combustibles renovables, destinado a lograr el cumplimiento de los objetivos establecidos en la presente Disposición Adicional. En particular, este mecanismo podrá incluir la

cuantificación de las obligaciones, indicando los tipos de producto con que se deberá cumplir la obligación, los sujetos obligados, un sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones, así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos.

Decimoséptima. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.*

1. Se modifica el apartado 1 del artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, que queda redactado en los siguientes términos:

> «1. Las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los territorios insulares o extrapeninsulares serán objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial, previo acuerdo con las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas.»

2. Se incluye una «disposición adicional decimoquinta. Sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares», en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, que queda redactada en los siguientes términos:

> «1. La planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiere a instalaciones de transporte, en cuanto afecte a territorios insulares o extrapeninsulares, se realizará de acuerdo con las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas.
>
> 2. En el caso de que en los territorios insulares o extrapeninsulares se produjeran situaciones de riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica o situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica, la adopción de las medidas previstas en el artículo 10 de la presente Ley corresponderá a las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas, siempre que tal medida sólo afecte a su respectivo ámbito territorial. Dichas medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico, salvo que mediara acuerdo previo del Ministerio de Industria y Energía.
>
> 3. La determinación del gestor o gestores de la red de las zonas eléctricas ubicadas en territorios insulares y extrapeninsulares corresponderá a la respectiva Administración Autonómica.»

3. Se incluye un tercer párrafo en la disposición transitoria decimoquinta. Sistemas insulares y extrapeninsulares, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, que queda redactado en los siguientes términos:

> «El período de transición a la competencia a que se refiere el párrafo primero no impedirá el otorgamiento por la Administración competente de autorizaciones de instalaciones de producción de energía eléctrica previstas en el artículo 21 de la presente Ley.»

Decimoctava. *Consejo de Seguridad Nuclear.*

Se modifica el artículo 6 de la Ley de creación del Consejo de Seguridad Nuclear, en los siguientes términos:

> «Los cargos de Presidente, Consejeros y Secretario general del Consejo de Seguridad Nuclear son incompatibles con cualquier otro cargo o función, retribuida o no, percibiendo exclusivamente, por toda la duración de su mandato o cargo, la retribución que se fije en atención a la importancia de su función. Al cesar en el cargo y durante los dos años posteriores, no podrá ejercer actividad profesional alguna relacionada con la seguridad nuclear y la protección radiológica. Reglamentariamente se determinará la compensación económica que corresponda percibir en virtud de esta limitación.»

Decimonovena. *Servidumbres de paso.*

La servidumbre de paso constituida a favor de la red básica de transporte, redes de transporte y redes de distribución de gas, incluye aquellas líneas y equipos de telecomunicación que por ellas puedan transcurrir, tanto si son para el servicio propio de la explotación gasista, como para el servicio de telecomunicaciones públicas y, sin perjuicio del justiprecio que, en su caso, pudiera corresponder, de agravarse esta servidumbre.

Igualmente, las autorizaciones existentes a las que se refiere el artículo 103.2 de la presente Ley, incluyen aquellas líneas y equipos de telecomunicación que por ellas puedan transcurrir, con el mismo alcance objetivo y autonomía que resulten del párrafo anterior.

Vigésima. *Gestor Técnico del Sistema.*

El Director Ejecutivo de la sociedad filial de ENAGÁS, S.A. que ejerza las funciones del Gestor Técnico del Sistema será nombrado y cesado por el Consejo de Administración de la sociedad, con el visto bueno del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

El personal de la filial que ejerza las funciones como Gestor Técnico del Sistema suscribirá el código de conducta al que hace referencia el artículo 63 de la presente Ley garantizando su independencia respecto al resto de actividades desarrolladas por el grupo empresarial.

Vigésima primera. *Devengo de intereses en el supuesto de falta de ingreso de las cuotas con destinos específicos.*

En el supuesto de que los agentes del sistema gasista a los que corresponda efectuar el ingreso de las cuotas con destinos específicos de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9 de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas o norma que lo sustituya, no cumplieran con su obligación de ingresar las cantidades que les correspondan, comenzarán a devengarse automáticamente intereses de demora que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos.

A estos efectos, la Comisión Nacional de Energía les requerirá, inmediatamente después de transcurrido el plazo para efectuar el pago, para que procedan al ingreso de los importes correspondientes, sin perjuicio del devengo automático de los intereses a partir del día siguiente al de la finalización del período establecido para el pago.

Queda exceptuado de lo dispuesto en los apartados anteriores la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades por la Comisión Nacional de Energía en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos que se regirá por su normativa específica.

Se autoriza al Ministro de Economía para dictar cuantas disposiciones sean necesarias en desarrollo y cumplimiento de lo dispuesto en la presente disposición adicional.

Vigésima segunda. *Devengo de intereses en el supuesto de falta de pago por los agentes del sistema gasista de las liquidaciones.*

En el supuesto de que los transportistas o distribuidores a los que correspondiese efectuar pagos por liquidaciones de conformidad con lo dispuesto en los artículos 7 y 8 de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas o norma que lo sustituya, no cumplieran con su obligación de ingresar en plazo las cantidades que les correspondan, comenzarán a devengarse, sin necesidad de requerimiento previo, intereses de demora que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos.

Se autoriza al Ministro de Economía para dictar cuantas disposiciones sean necesarias en desarrollo y cumplimiento de lo dispuesto en la presente disposición adicional.

Vigésima tercera. *Distribución de gas natural.*

Sobre la zona de distribución de gas natural de una autorización administrativa no podrán concederse nuevas autorizaciones para la construcción de instalaciones de distribución, debiendo cumplir las obligaciones de servicio de interés general y extensión de las redes, impuestas en la legislación y en la propia autorización administrativa. Todo ello sin perjuicio de lo previsto en el artículo 78.

Vigésima cuarta. *Consumidores cualificados.*

(Suprimida)

Vigésima quinta. *Almacenamiento Operativo incluido en los peajes de regasificación y de transporte y distribución.*

1. Los peajes de regasificación y de transporte y distribución incluirán el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor y el derecho a un almacenamiento operativo mínimo necesario para poder operar en el sistema.

Dicho almacenamiento mínimo se fija en ½ día de la capacidad de transporte y distribución contratada, para la red de gasoductos de transporte, y en cinco días de gas natural licuado de la capacidad contratada diaria para los tanques de las plantas de regasificación con carácter general, excepto para el caso de usuarios de las instalaciones con una capacidad de transporte y distribución contratada inferior al 0,5% de la capacidad contratada total, para los que el derecho al uso del almacenamiento operativo en la red de gasoductos corresponderá a un día de la capacidad de transporte y distribución contratada.

2. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, podrá modificar el número de días de almacenamiento operativo incluido en el peaje de regasificación y en el peaje de transporte y distribución.

Vigésima sexta. *Asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos.*

1.Para la asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos se podrá reservar un porcentaje de la capacidad útil de los mismos para su reparto, con carácter anual, entre los sujetos del sistema gasista.

En caso de existir capacidad remanente de almacenamiento subterráneo resultante del reparto anual, las solicitudes de acceso a los almacenamientos subterráneos se resolverán atendiendo al orden cronológico de recepción de la petición formal, sin que ningún comercializador pueda reservar más del 25 % de esta capacidad remanente. Si una vez realizada esta asignación quedara capacidad de almacenamiento remanente para el periodo anual considerado, se atenderán las solicitudes pendientes y las nuevas que se reciban por orden cronológico sin considerar el límite del 25 % por comercializador.

2. Los contratos de acceso que se firmen como consecuencia del reparto asociado a esta reserva tendrán una duración anual, de abril de un año a marzo del año siguiente, sin derecho a prórroga.

3. Las solicitudes de reserva de capacidad se presentarán por los sujetos interesados durante los meses de diciembre y enero. El Gestor Técnico del Sistema realizará la asignación de capacidades conforme al procedimiento descrito anteriormente antes del día 28 de febrero de cada año.

3. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá modificar los criterios para la asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos.

Vigésima séptima. *Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético.*

Se crea el Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético, el cual estará formado por representantes de la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, del Gestor Técnico del Sistema de gas natural, del Operador del Sistema Eléctrico, de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y de la Comisión Nacional de Energía.

El objetivo del citado Comité es el seguimiento permanente de la garantía de los suministros energéticos. La composición, funciones y régimen de funcionamiento del citado Comité se establecerán reglamentariamente.

El Comité de Seguimiento de la Gestión Técnica del Sistema Energético elaborará un informe anual que será remitido a las Comunidades Autónomas.

Vigésima octava. *Plazos de resolución de conflictos en relación con la gestión de las redes.*

Las reclamaciones administrativas contra un transportista o distribuidor de gas natural podrán presentarse ante el organismo responsable de la resolución de los mismos, quien, emitirá una decisión en el plazo de los dos meses siguientes a la recepción de la reclamación. Este plazo podrá prorrogarse por dos meses si el organismo responsable solicita información adicional. Asimismo, podrá prorrogarse por más tiempo con el consentimiento del reclamante.

Vigésima novena. *Separación contable en el sector de hidrocarburos líquidos y gases licuados del petróleo.*

Aquellas sociedades mercantiles o grupos de sociedades que realicen actividades de exploración, producción, refino, transporte, almacenamiento, distribución mayorista, y distribución minorista de productos petrolíferos, y distribución mayorista, y distribución minorista de gases licuados del petróleo, deberán llevar cuentas separadas para cada una de dichas actividades.

Sin perjuicio de la aplicación de las normas generales de contabilidad, el Gobierno podrá establecer las especialidades contables y de publicación de cuentas que se consideren adecuadas, del tal forma que se reflejen con nitidez los ingresos y gastos de diferentes actividades y las transacciones realizadas entre sociedades de un mismo grupo.

Trigésima. *Inscripciones vigentes en el registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados.*

Al registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado de combustibles gaseosos por canalización, previsto en el artículo 83, quedarán incorporados, desde el momento de su creación, todos los asientos registrales vigentes en el Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de gases combustibles por canalización.

Trigésima primera. *Constitución de sociedades filiales de ENAGÁS, S.A.*

1. ENAGÁS, S.A. constituirá dos sociedades filiales en las que ostente la totalidad del capital social y a las que correspondan las funciones de gestor técnico del sistema y transportista respectivamente, que se realizará con la aportación de todos los activos materiales y personales que se encuentren actualmente dedicados al ejercicio de cada una de las citadas actividades. ENAGÁS, S.A. podrá transmitir su denominación social a la sociedad filial transportista.

2. A la sociedad filial de ENAGÁS, S.A. constituida con arreglo al apartado anterior que ejerza las funciones del Gestor Técnico del Sistema le serán de aplicación todas las disposiciones de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos relativas al mismo.

A la sociedad filial que ejerza la actividad de transportista le serán de aplicación todas las disposiciones de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos relativas a la citada actividad. Los gasoductos de transporte primario que forman parte de la red troncal le serán autorizados de forma directa a dicha sociedad filial de transporte a los efectos de la citada Ley.

Ninguna persona física o jurídica podrá participar directa o indirectamente en el accionariado de la sociedad matriz, en una proporción superior al 5 por 100 del capital social, ni ejercer derechos políticos en dicha sociedad por encima del 3 por 100. Estas acciones no podrán sindicarse a ningún efecto. Aquellos sujetos que realicen actividades en el sector gasista y aquellas personas físicas o jurídicas que, directa o indirectamente participen en el capital de éstos en más de un 5 por 100, no podrán ejercer derechos políticos en dicha

sociedad matriz por encima del 1 por 100. Dichas limitaciones no serán aplicables a la participación directa o indirecta correspondiente al sector público empresarial. Las participaciones en el capital social no podrán sindicarse a ningún efecto.

Asimismo, la suma de participaciones directas o indirectas, de los sujetos que realicen actividades en el sector de gas natural, no podrá superar el 40 por 100.

A efectos de computar la participación en dicho accionariado, se atribuirán a una misma persona física o jurídica, además de las acciones y otros valores poseídos o adquiridos por las entidades pertenecientes a su mismo grupo, tal y como éste se define en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores, aquellas cuya titularidad corresponda:

a) A las personas que actúen en nombre propio pero por cuenta de aquélla, de forma concertada o formando con ella una unidad de decisión. Se entenderá, salvo prueba en contrario, que actúan por cuenta de una persona jurídica o de forma concertada con ella los miembros de su órgano de administración.

b) A los socios junto a los que aquélla ejerza el control sobre una entidad dominada conforme a lo previsto en el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

En todo caso, se tendrá en cuenta tanto la titularidad dominical de las acciones y demás valores como los derechos de voto que se disfruten en virtud de cualquier título.

El incumplimiento de la limitación en la participación en el capital a la que se refiere la presente disposición se considerará infracción muy grave a los efectos señalados en el artículo 109 de la presente Ley, siendo responsables las personas físicas o jurídicas que resulten titulares de los valores o a quien resulte imputable el exceso de participación en el capital o en los derechos de voto, de conformidad con lo dispuesto en los párrafos anteriores. En todo caso, será de aplicación el régimen sancionador previsto en dicha Ley.

ENAGÁS, S.A. no podrá transmitir a terceros las acciones de las filiales que realicen actividades reguladas.

3. Las limitaciones de los porcentajes de participación y no transmisibilidad de las acciones a las que se refiere la presente disposición no le resultará aplicable a otras filiales que ENAGÁS, S.A. pudiera constituir para el desarrollo de actividades empresariales distintas del transporte regulada en el artículo 66 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la gestión de la red de transporte y la gestión técnica del sistema gasista nacional.

4. El régimen fiscal especial previsto en el capítulo VIII del título VII del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, será aplicable a las operaciones a que se refiere el apartado 1 de esta disposición adicional.

Trigésima segunda. *Sociedades filiales de ENAGAS, S.A.*

ENAGÁS, S.A. no podrá realizar a través de las filiales a las que se refiere la disposición adicional trigésimo primera actividades distintas de la gestión técnica del sistema, el transporte y la gestión de la red de transporte. Del mismo modo dichas filiales reguladas no podrán adquirir participaciones en las sociedades con objeto social distinto, todo ello sin perjuicio de lo establecido en el artículo 65.ter de la presente Ley.

Trigésima tercera. *Obligación de suministro domiciliario de gases licuados del petróleo envasados, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos y precios máximos de venta al público.*

1. Los usuarios con un contrato de suministro de gases licuados del petróleo envasado, para envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, tendrán derecho a que dicho suministro les sea realizado en su propio domicilio.

A nivel peninsular y en cada uno de los territorios insulares y extrapeninsulares, el operador al por mayor de GLP con mayor cuota de mercado por sus ventas en el sector de los gases licuados del petróleo envasado, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, exceptuados los envases de mezcla para usos de los

gases licuados del petróleo como carburante, tendrá la obligación de efectuar el suministro domiciliario a todo peticionario del mismo dentro del ámbito territorial correspondiente.

2. El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determinará por resolución del Director General de Política Energética y Minas cada tres años. Esta resolución se publicará en el "Boletín Oficial del Estado".

Cuando la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector lo precisen y, en todo caso, cada cinco años, el Gobierno revisará las condiciones para ejercer la obligación impuesta en esta Disposición o acordar la extinción de la misma.

3. No obstante lo dispuesto en el artículo 38 de esta Ley, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes, el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, determinará los precios máximos de venta al público de los gases licuados del petróleo envasados, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, cuya tara sea superior a 9 kilogramos, a excepción de los envases de mezcla para usos de los gases licuados del petróleo como carburante, estableciendo valores concretos de dichos precios o un sistema de determinación y actualización automática de los mismos. El precio máximo incorporará el coste del suministro a domicilio.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los apartados anteriores, en el caso de que el operador al por mayor de GLP con obligación de suministro domiciliario, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, no disponga de envases cuya tara sea superior a 9 kilogramos, la obligación de suministro domiciliario a los precios máximos de venta a que hace referencia el apartado 3 se extenderá a envases cuya tara sea inferior a 9 kilogramos, en el correspondiente ámbito territorial.

5. Los operadores al por mayor de GLP deberán proporcionar a la Dirección General de Política Energética y Minas la información que les sea requerida para el ejercicio de sus funciones, en especial a efectos de la aplicación, análisis y seguimiento de la obligación de suministro domiciliario, de los suministros de gases licuados del petróleo realizados y de los precios máximos de venta al público, a los que hacen referencia los apartados anteriores.

Trigésimo cuarta. *Liquidez del mercado de gas.*

El Gobierno y el Ministro de Industria, Energía y Turismo adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones oportunas tendentes a garantizar la liquidez del mercado de gas.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará anualmente un informe en el que se analice y se incluyan recomendaciones en relación al nivel de liquidez, la transparencia y el nivel de competencia del mercado organizado de gas. En caso de que no hubiera operadores dispuestos a generar dicha liquidez de forma voluntaria en el mercado, o se considerase que su aportación es insuficiente, el Gobierno podrá obligar a los comercializadores de gas natural que ostenten la calificación de operadores dominantes, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, a presentar ofertas de compra y venta de gas, por un volumen determinado, en el citado mercado con un diferencial.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para el producto considerado, una metodología para el cálculo de dicho diferencial así como para el volumen a ofertar. Dicha metodología será aprobada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Trigésima quinta. *Información de Estaciones de Servicio.*

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 44 de esta Ley, la información del Registro de instalaciones de distribución al por menor del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se completará con la información prevista en la Orden ITC/2308/2007, de 25 de julio, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos.

Trigésima sexta. *Liquidación definitiva.*

La liquidación definitiva de los ingresos y costes del sistema gasista de cada ejercicio, a partir de la correspondiente al año 2015, deberá ser realizada con anterioridad al día 1 de diciembre del año siguiente al que corresponda.

Trigésima séptima. *Acuerdos con países no pertenecientes a la Unión Europea en relación a los gasoductos de transporte.*

En las negociaciones entre España y países no pertenecientes a la Unión Europea, relativos a la modificación, ampliación, o celebración de acuerdos relativos a la gestión de gasoductos de transporte sobre asuntos que recaigan en al ámbito de aplicación de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio, se actuará acorde con lo dispuesto en el artículo 49 ter de la citada Directiva.

Trigésima octava. *Suministro de gases renovables mediante canalizaciones aisladas.*

1. El suministro de gases renovables mediante canalizaciones, e instalaciones auxiliares, que sean aisladas, es decir, no conectadas al sistema gasista, tendrá la consideración de actividad de interés general, excluyendo en todo caso aquellas relativas a la producción de gases renovables y las líneas directas, definidas en el artículo 78.

2. Las canalizaciones aisladas de gases renovables se declaran de utilidad pública a los efectos de expropiación forzosa y ejercicio de la servidumbre de paso, aplicándose lo dispuesto en el título V de la ley.

3. Las canalizaciones aisladas de gases renovables no requerirán su inclusión en la planificación en materia de hidrocarburos.

4. Con independencia de su presión máxima de diseño, la tramitación de estas canalizaciones aisladas corresponderá al órgano competente de la comunidad autónoma por donde discurran, excepto cuando atraviesen más de una comunidad autónoma, en cuyo caso la autorización corresponderá a la Administración General del Estado conforme al procedimiento general de autorización, establecido en el título IV del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. En ambos casos, y cuando la presión máxima de diseño sea superior a 16 bar, la autorización requerirá informe previo preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Adicionalmente, en el caso de canalizaciones de hidrógeno conectadas a electrolizadores alimentados por la red eléctrica será necesario informe vinculante del Operador del Sistema Eléctrico.

La tramitación de instalaciones con presión máxima de diseño superior a 16 bar que sea competencia de las comunidades autónomas requerirá, además, informe preceptivo y vinculante de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El acceso de terceros a estas instalaciones será negociado con base en principios de transparencia, objetividad y no discriminación, de forma que se asegure una rentabilidad razonable al titular, conforme a una empresa eficiente y bien gestionada, estableciendo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, si se considerase oportuno, los criterios de acceso. Se podrá solicitar la reserva de una parte de la capacidad de la conducción para aquellos centros de producción de gases renovables que se construyan simultáneamente con la canalización o durante los tres años siguientes.

5. Estas instalaciones no devengarán retribución regulada y los ingresos por el acceso negociado que perciba el titular no deberán declararse en el procedimiento de liquidaciones.

6. En función de su presión máxima de diseño, el titular de estas instalaciones tendrá la consideración de transportista o distribuidor a efectos de derechos, obligaciones, infracciones, sanciones, procedimiento sancionador y seguridad de suministro que le sean de aplicación y que se encuentren establecidos en la presente ley y en su normativa de desarrollo, con las especificidades derivadas de la naturaleza del combustible suministrado. Igualmente deberá cumplir con el resto de normas que sean de aplicación y en especial aquellas relativas a la seguridad industrial y la protección del medio ambiente.

La conexión de nuevos ramales, que no tengan la consideración de líneas directas, con las instalaciones objeto de esta disposición adicional, será autorizada conforme a lo dispuesto en el apartado tercero.

7. La comercialización de gases renovables mediante estas instalaciones se realizará conforme lo dispuesto en el capítulo VI del título IV de la ley. La empresa que realice la actividad de comercialización deberá estar registrada conforme al dispuesto para los comercializadores de gas natural y estará sujeta a los derechos y obligaciones de los comercializadores de gas natural que sean de aplicación, con la excepción de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por el suministro de gases renovables. Esta actividad será compatible con la comercialización de gas natural y electricidad y estará sujeta a separación contable.

8. A los consumidores conectados a estas instalaciones le serán de aplicación los derechos y obligaciones dispuestos para los consumidores de gas natural y su suministro se realizará conforme a lo dispuesto para el suministro de gas natural, siéndole también de aplicación las funciones y competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia atribuidas en la presente ley y en la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con el suministro de gas combustible por canalización.

9. Los titulares de estas instalaciones tendrán la consideración de sujetos pasivos de la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos, establecida en el anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera. *Aplicación de la Ley 21/1974, de 27 de junio.*

Los permisos de investigación y concesiones de explotación otorgados al amparo de la Ley 21/1974, de 27 de junio, sobre régimen jurídico de la investigación y explotación de hidrocarburos, o anteriores, se regirán por dicha Ley, salvo manifestación expresa de los titulares, de su deseo de acogerse a la regulación que para dichos permisos y concesiones establece la presente Ley.

Segunda. *Disposiciones reglamentarias aplicables.*

No obstante lo dispuesto en la disposición derogatoria única, en tanto no se dicten las disposiciones de desarrollo de la presente Ley continuarán en vigor, en lo que no se opongan a la misma, las disposiciones reglamentarias aplicables en materias que constituyen su objeto.

Tercera. *Instrucciones técnicas.*

El Gobierno, en el plazo máximo de un año, mediante Real Decreto, aprobará las instrucciones técnicas complementarias a que se refiere el párrafo segundo del artículo 43.2 de la presente Ley, y mientras tanto serán de aplicación a cualquier persona física o jurídica que realice las actividades previstas en dicho precepto, las instrucciones técnicas complementarias actualmente vigentes, según el tipo de actividad de que se trate.

A estos efectos, las futuras Instrucciones técnicas complementarias estarán referidas respectivamente a dos supuestos diferenciados, de un lado aquellas instalaciones sin suministro a vehículos y de otro lado, aquellas instalaciones en las que se efectúen suministros a vehículos, sin perjuicio de que en cada uno de estos supuestos se traten de forma diferenciada, de acuerdo con criterios objetivos, los distintos tipos de instalación en función de los diversos elementos técnicos concurrentes en cada caso. No obstante, durante este período transitorio, la Instrucción técnica complementaria MI-IP 03, «Instalaciones petrolíferas para uso propio», aprobada por Real Decreto 1427/1997, de 15 de septiembre, será de aplicación a las entidades de base asociativa de transportes, considerándolas incluidas en el apartado 2.1.K) de la citada Instrucción técnica complementaria, siempre que los suministros que realicen correspondan a un único tipo de carburante o combustible, se efectúen exclusivamente en vehículos de sus asociados afectos a su actividad de transporte público y en sus instalaciones no puedan repostar más de dos vehículos simultáneamente.

Cuarta. *Precios de gases licuados del petróleo envasado.*

(Derogada)

Quinta. *Consumidores cualificados.*

(Derogada)

Sexta. *Término de conexión y seguridad.*

Hasta el 1 de enero del año 2005, las tarifas, peajes y cánones regulados en la presente Ley incluirán un término de conexión y seguridad del sistema, que será satisfecho por todos los consumidores de gas natural y que tendrá por objeto asegurar una rentabilidad razonable a aquellas inversiones en instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario destinadas a dotar de la adecuada seguridad al sistema de gas natural, que hubiesen sido objeto de concesión antes de la entrada en vigor de la presente Ley.

Séptima. *Separación de actividades.*

1. Las sociedades que a la entrada en vigor de la presente Ley vinieran realizando actividades que, conforme a lo dispuesto en el artículo 63 deban estar separadas contablemente, procederán a hacer efectiva dicha separación contable en el plazo de un año desde dicha entrada en vigor.

2. Las sociedades que a la entrada en vigor de la presente Ley realizasen actividades incompatibles dentro del sector gasista, procederán a la separación jurídica de dichas actividades, de acuerdo con lo previsto en el artículo 63, en el plazo de dos años desde la entrada en vigor de la presente Ley.

3. Las sociedades que inicien actividades de comercialización de gases combustibles, lo harán mediante sociedades que tengan como único objeto social en el sector gasista dicha actividad.

4. A las aportaciones de activos afectos a actividades gasistas que se efectúen en cumplimiento de la exigencia de separación de actividades prevista en el artículo 63 de esta Ley les será de aplicación el régimen establecido para las aportaciones de ramas de actividad en el capítulo VIII del Título VIII de la Ley 43/1995, de 27 de diciembre, del Impuesto sobre Sociedades.

Los aranceles de Notarios, Registradores Mercantiles y de la Propiedad correspondientes a los actos necesarios de adaptación a la citada exigencia de separación de actividades quedarán reducidos al 10 por 100.

Octava. *Expedientes de autorizaciones y concesiones en tramitación.*

Los expedientes de autorizaciones y concesiones referentes a actividades objeto de regulación en el Título IV y que se encuentren en trámite a la entrada en vigor de esta Ley se resolverán conforme a lo dispuesto en la misma.

Novena. *Tarifas, peajes y cánones.*

Con objeto de evaluar correctamente la aplicación del nuevo sistema de peajes, tarifas y cánones y evitar posibles distorsiones en la regulación del derecho de acceso a las instalaciones de terceros lo dispuesto en el artículo 92.2 de la presente Ley se aplicará en un plazo no superior a dos años contados desde la fecha en que todos los consumidores tengan la condición de cualificados.

Décima. *Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.*

1. No obstante lo dispuesto en el apartado primero, 1, de la disposición adicional undécima de la presente Ley, la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico continuará en el ejercicio de sus funciones hasta que finalice el período de cinco años para el que fueron designados los miembros que, a la entrada en vigor de la presente Ley, compongan su Consejo de Administración.

Durante este período de tiempo, se podrá ostentar simultáneamente el cargo de miembro de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico y de miembro de la Comisión Nacional de Energía, siempre y cuando hayan resultado elegidos por el procedimiento previsto en la disposición adicional undécima, apartado primero, número 4, de esta Ley, percibiendo solamente remuneración por uno de ellos.

2. Reglamentariamente se establecerá el traspaso de los medios materiales y personales de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico a la Comisión Nacional de Energía garantizando, en todo caso, la máxima economía de recursos.

Undécima. *Miembros de la Comisión Nacional de Energía.*

En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente Ley, se procederá a la designación del Presidente y los vocales miembros de la Comisión Nacional de Energía.

Duodécima. *Contratos de suministro en exclusiva.*

Los propietarios de las instalaciones para el suministro de vehículos que, a la entrada en vigor de la presente disposición transitoria, tuvieran concertado en régimen de comisión un acuerdo de suministro en exclusiva de carburantes y combustibles con un distribuidor al por mayor, tendrán derecho, desde dicha entrada en vigor, a la adaptación del clausulado del contrato al régimen de venta en firme, respetando su contenido económico, a cuyo efecto plantearán la correspondiente negociación, que no podrá dar lugar, en ningún caso, por esta causa, a la rescisión o resolución de estos contratos, ni a la interrupción del cumplimiento de la obligación de suministro en exclusiva ni de ninguna otra.

Decimotercera. *Autorizaciones anteriores.*

Las autorizaciones concedidas con anterioridad a la entrada en vigor de la presente disposición en virtud de lo establecido en los artículos 7 y 8 de la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de ordenación del sector petrolero, se mantendrán vigentes y surtirán plenos efectos sin necesidad de ratificación.

Decimocuarta.

La transformación a que se refiere el artículo 77.3 de la presente Ley, la autorizará la Administración competente en cada momento con independencia de que la autorización original fuera de una Administración distinta a aquélla.

Decimoquinta. *Distribución de gas natural.*

(Derogada)

Decimosexta.

El titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 por 100 del gas proveniente del mismo a "Enagas, Sociedad Anónima", que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifas y el 25 por 100 restante a comercializadores para su venta a consumidores cualificados.

Antes del 31 de diciembre de 2000 se fijará, por Orden del Ministro de Economía, el procedimiento para la aplicación del 25 por 100 destinado a los comercializadores, que deberá ser transparente y no discriminatorio y se realizará a un precio que incluya el coste de adquisición de la materia prima más una retribución en concepto de gastos de gestión que se fijará reglamentariamente. Cada comercializador no podrá acceder a más de un 25 por 100 del gas destinado al mercado liberalizado, podrá contemplarse la exclusión del mismo en función de la posición relativa en el mercado y contemplará la posibilidad de aplicar las cantidades no cubiertas por las peticiones de los comercializadores, al mercado a tarifas a través de la empresa "Enagas, Sociedad Anónima".

A partir del 1 de enero del año 2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifas.

Decimoséptima. *Régimen transitorio de los ingresos de la Comisión Nacional de Energía.*

1. En tanto no se determine para el ejercicio 2002 la base imponible referida en la letra b), primero, del apartado 2 de la disposición adicional duodécima de la presente Ley, seguirán siendo de aplicación las ventas medias mensuales de gasolinas, gasóleos, querosenos y fuelóleos establecidas mediante Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía de 8 de marzo de 2001

Una vez dictada la correspondiente Resolución por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, la Comisión Nacional de Energía efectuará las regularizaciones que, en su caso, procedan, de acuerdo con la determinación de ventas que la misma hubiese establecido.

2. En tanto no se aprueben por la Comisión Nacional de Energía los impresos de declaración-liquidación a que se refieren los números segundo y tercero de la disposición adicional duodécima, apartado 2 de la presente Ley resultarán de aplicación los modelos normalizados aprobados mediante Resolución de la Comisión Nacional de Energía de 23 de marzo de 2000 y Circular 3/1998, de 30 de julio, de la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico.

3. Los ingresos de la Comisión Nacional de Energía correspondientes al año 2001 y ejercicios anteriores al citado pendientes de recaudación a la entrada en vigor de la presente Ley seguirán rigiéndose a todos los efectos por la normativa anterior.

Decimoctava. *Reparto de la capacidad de los almacenamientos subterráneos.*

El porcentaje de la capacidad útil reservado para el reparto entre los sujetos del sistema gasista se fija para 2006 en el 100% y se realizará bajo los siguientes criterios:

El 83% de la capacidad de almacenamiento de gas utilizable de los almacenamientos subterráneos se asignará entre los usuarios que lo soliciten de forma proporcional a sus ventas o consumos totales en el mercado durante el año natural anterior a cada reparto.

Los comercializadores cuyas cuotas de mercado en el cómputo de ventas totales de gas natural en el año natural anterior sea inferior al 0,5 por 100 podrán solicitar que sea considerada hasta un máximo de dicho porcentaje su cuota de ventas totales a los efectos de cómputo para el reparto descrito en el párrafo anterior.

El 17% de la capacidad de almacenamiento de gas utilizable se asignará entre los usuarios de forma proporcional a las ventas a consumidores conectados a gasoductos de presión inferior o igual a 4 bares.

Para el periodo 2006-2007, la duración de los contratos que se firmen como consecuencia del reparto asociado a esta reserva finalizará en marzo de 2007, con independencia de la fecha de su firma.

El Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá modificar los porcentajes a los que se refiere la presente disposición así como el procedimiento de reparto.

El Gestor Técnico del Sistema realizará la asignación de capacidades para el periodo 2006-2007 en un plazo de quince días desde la entrada en vigor de la presente disposición. Los contratos de almacenamiento subterráneo de gas existentes deberán ajustarse a los plazos y cantidades asignadas en el reparto.

Decimonovena. *Existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

Hasta el 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad a que se refiere el artículo 98 de la presente Ley, podrán incluir reservas de carácter operativo. Reglamentariamente, se establecerá la parte de las existencias mínimas de seguridad que podrá tener carácter operativo y la forma en que éstas podrán computarse.

Vigésima. *Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares.*

Hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural en los territorios insulares, las empresas distribuidoras propietarias de las instalaciones para la distribución de gases combustibles en el citado ámbito territorial,

podrán efectuar el suministro de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización con el régimen establecido en la presente disposición transitoria.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases manufacturados y/o aire propanado para los consumidores finales, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas, asimismo establecerá la retribución que corresponda a la citada empresa por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado.

Las tarifas de gases manufacturados y/o aire propanado estarán limitadas al máximo que establezca la tarifa de último recurso para cada nivel de presión y volumen de consumo, y serán cobradas por las empresas distribuidoras de gas, debiendo dar a las cantidades ingresadas la misma aplicación que para los peajes y cánones proceda de acuerdo con lo previsto en la presente Ley.

Durante dicho periodo transitorio en el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por transportistas y distribuidores, se tomará en consideración la retribución que corresponda a las citadas empresas por el ejercicio de la actividad de suministro y por el suplemento de coste que suponga el suministro de los gases manufacturados y/o aire propanado.

Vigésima primera. *Régimen transitorio de los derechos de acometida para atender los requerimientos de suministro a los usuarios.*

En aquellas Comunidades Autónomas en las que no se hayan aprobado las cuantías relativas a los derechos de acometida a que se refiere el artículo 91, se aplicarán los importes previstos por este concepto de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, y las disposiciones normativas de desarrollo en las que se establezcan las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

Vigésima segunda. *Régimen transitorio de instalaciones en dominio público.*

Los titulares de las actividades referidas en el artículo 103.1 de la presente Ley que con anterioridad a su entrada en vigor hayan requerido resolución de la Administración del Estado previa al inicio de su ejercicio en la que se establezca una determinada localización de las instalaciones e infraestructuras, con obligación de aprobación administrativa de su proyecto de instalación, resultando la necesidad de ocupación de terrenos deslindados, anterior o posteriormente, como dominio público estatal de cualquier naturaleza, tendrán derecho a la prórroga de dichas concesiones o, en su caso, al otorgamientos de nuevas concesiones de ocupación de dominio al término de la primera, en tanto no se declare extinguido el interés general que motivó dicha localización mediante resolución motivada de rango equivalente a aquella en que se adoptó dicha decisión, o hubieren perdido, por causa prevista en el ordenamiento, el título o condiciones que habilitan para el ejercicio de la actividad. En tanto no se resuelva dicha prórroga o, en su caso, una nueva concesión, se considerará prorrogada la existente.

Vigésima tercera. *Plazo para constituir la filial.*

Antes de que transcurra un año desde la entrada en vigor de la presente ley, ENAGÁS, S.A. constituirá las sociedades filiales a las que se refiere la disposición adicional trigésima primera de esta Ley. Los aranceles de Notarios, Registradores Mercantiles y de la Propiedad correspondientes a los actos necesarios para la constitución de las filiales quedarán reducidos al 10%.

Vigésima cuarta. *Separación de actividades de los transportistas de la red troncal.*

Las empresas transportistas titulares de instalaciones de la red troncal deberán realizar las adaptaciones necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 63.3 antes del día 3 de octubre de 2012.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Única. *Derogación normativa.*

Sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria segunda, a la entrada en vigor de la presente Ley quedan derogadas:

a) La Ley 21/1974, de 27 de junio, sobre investigación y explotación de los hidrocarburos.
b) La Ley 10/1987, de 15 de junio, de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos.
c) La Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de ordenación del sector petrolero.
d) Los artículos 25 a 29, ambos inclusive, del Real Decreto-ley 7/1996, de 7 de junio.
e) El artículo 86.3 de la Ley 7/1985, de 2 de abril, y disposiciones concordantes, en lo que se refieren al suministro de gas.
f) Los artículos 6, 7 y 8 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.
g) Cualquier otra norma legal o reglamentaria en cuanto se oponga a lo dispuesto en la presente Ley.

DISPOSICIONES FINALES

Primera. *Carácter de la Ley.*

1. La presente Ley tiene carácter básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución.
2. Se excluyen de este carácter básico las referencias a los procedimientos administrativos, que serán regulados por la Administración competente, ajustándose en todo caso a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.
3. Las disposiciones de la presente Ley relativas al régimen de comercio exterior de crudo de petróleo y productos petrolíferos y a expropiación forzosa y servidumbres se dictan en ejercicio de las competencias atribuidas al Estado en el artículo 149.1.8.ª , 10.ª y 18.ª de la Constitución.

Los preceptos del Título II relativos a exploración, investigación y explotación de hidrocarburos son de aplicación general, al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.13.ª, 18.ª y 25.ª de la Constitución.

Segunda. *Facultades de desarrollo.*

El Gobierno, en el ámbito de sus competencias, aprobará mediante Real Decreto las normas de desarrollo de la presente Ley.

Tercera.

La Ley de Presupuestos Generales del Estado podrá modificar, de conformidad con lo previsto en el apartado 7 del artículo 134 de la Constitución Española, las escalas contenidas en la disposición adicional primera de esta ley, así como las del artículo 44 de la Ley 21/1974, de 27 de junio, sobre régimen jurídico de la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, en la medida en que resultan aplicables en virtud de lo dispuesto en la disposición transitoria primera de esta ley.

Cuarta. *Entrada en vigor.*

La presente Ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 4

Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 158, de 3 de julio de 2007
Última modificación: 21 de mayo de 2009
Referencia: BOE-A-2007-12869

[. . .]

Disposición adicional tercera. *Modificación del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo.*

Con efectos para los períodos impositivos que se inicien a partir de 1 de enero de 2006, se modifica la disposición adicional cuarta del texto refundido de la Ley del Impuesto sobre Sociedades, aprobado por el Real Decreto Legislativo 4/2004, de 5 de marzo, que quedará redactada de la siguiente forma:

> **«Disposición adicional cuarta.** *Régimen fiscal de las transmisiones de activos realizadas en cumplimiento de disposiciones con rango de Ley y de la normativa de defensa de la competencia.*
>
> Las transmisiones de elementos patrimoniales que se efectúen en cumplimiento de obligaciones establecidas por disposiciones con rango de Ley, publicadas a partir de 1 de enero de 2002, o por acuerdos de la Comisión Europea o del Consejo de Ministros adoptados a partir de esa misma fecha, en aplicación de las normas de defensa de la competencia en procesos de concentración empresarial, tendrán el siguiente tratamiento en el Impuesto sobre Sociedades:
>
> a) La renta positiva que se obtenga no se integrará en la base imponible, si el importe obtenido en la transmisión se reinvierte en las condiciones establecidas en el artículo 42 de esta Ley.
>
> b) Dicha renta positiva se integrará en la base imponible del período en el que se transmitan, o por cualquier otro motivo se den de baja en el balance los bienes y derechos objeto de la reinversión.
>
> En el ejercicio en que se integren dichas rentas se aplicará, en la cuota íntegra correspondiente, la deducción por reinversión de beneficios extraordinarios que

hubiera sido aplicable en el período impositivo en el que se publicó la norma estableciendo la obligación de transmisión de los elementos patrimoniales.

c) Los elementos patrimoniales en que se materialice la reinversión se valorarán, a los exclusivos efectos de cálculo de la renta positiva, por el mismo valor que tenían los bienes y derechos transmitidos. En el caso de reinversión parcial, dicho valor se incrementará en el importe de la renta integrada en la base imponible.

d) El sujeto pasivo podrá presentar consultas sobre la interpretación y aplicación de la presente disposición, cuya contestación tendrá carácter vinculante para la Administración tributaria, en los términos previstos en los artículos 88 y 89 de la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.»

[. . .]

Disposición adicional quinta. *Supervisión del mercado de hidrocarburos.*

La Comisión Nacional de Energía, en el ejercicio de las funciones de supervisión que tiene encomendadas, remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio un informe anual analizando el grado de desarrollo de la competencia en el mercado de los hidrocarburos, incluyendo, en su caso, propuestas de reforma regulatoria destinadas a reforzar el grado de competencia efectiva en el sector.

Disposición transitoria primera. *Separación funcional.*

Con anterioridad al 1 de enero de 2008 las empresas y grupos empresariales a las que se hace referencia en el artículo 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos deberán cumplir con los criterios de separación funcional establecidos en dicho artículo.

Disposición transitoria segunda. *Gestor técnico del sistema gasista.*

Los derechos de voto correspondientes a las acciones u otros valores que posean las personas que participen en el capital de ENAGAS, Sociedad Anónima, excediendo de los porcentajes máximos señalados en la disposición adicional vigésima de la Ley 34/1988, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, quedarán en suspenso desde la entrada en vigor de la presente disposición.

La Comisión Nacional de Energía estará legitimada para el ejercicio de las acciones legales tendentes a hacer efectivas las limitaciones impuestas en este precepto.

Disposición transitoria tercera. *Creación de la Oficina de Cambios de Suministrador.*

En el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente disposición las empresas distribuidoras y comercializadoras a que hace referencia el artículo 83 bis.2 deberán constituir la sociedad mercantil «Oficina de Cambios de Suministrador».

Dicha sociedad, previa autorización del Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, iniciará su actividad antes de que transcurran seis meses desde la publicación de la presente disposición.

Disposición transitoria cuarta. *Suministro a tarifa.*

1. Las tarifas de último recurso a que hace referencia el artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, serán de aplicación a partir del día 1 de enero de 2008.

2. Hasta el 1 de enero de 2008, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por las empresas distribuidoras, en las condiciones que se establecen en la presente disposición y tendrá la consideración de actividad regulada.

Las actividades destinadas al suministro de gas natural a tarifa serán retribuidas económicamente en la forma que se determine con cargo a las tarifas, peajes y cánones.

La empresa ENAGAS, Sociedad Anónima, estará obligada a realizar las adquisiciones de gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de los distribuidores para realizar el suministro a tarifa y cumplir las obligaciones de seguridad de suministro

establecidas en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Durante el periodo transitorio a que hace referencia esta disposición, el gas natural procedente del contrato de aprovisionamiento de gas natural desde Argelia, al que se refiere la Disposición transitoria decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, se asignará preferentemente al suministro a tarifa.

La citada empresa tendrá derecho a una retribución por el ejercicio de la gestión de compra-venta de gas que será fijada por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Para la realización del suministro a tarifa, las empresas distribuidoras y ENAGAS, Sociedad Anónima tendrán derecho de acceso a las instalaciones de transporte y distribución.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta del gas natural para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gas natural de ENAGAS, Sociedad Anónima a las empresas distribuidoras, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas. Las tarifas de aplicación a dichos suministros serán únicas en todo el territorio español, sin perjuicio de sus especialidades.

Las empresas distribuidoras, además de los derechos y obligaciones establecidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, tendrán, durante dicho periodo transitorio el derecho a la percepción de una retribución por la actividad de suministro a los consumidores a tarifa. Dicha retribución será fijada por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Además tendrán las siguientes obligaciones en relación al suministro a tarifa:

a) Atender, en condiciones de igualdad, las demandas de nuevos suministros de gas en las zonas en que operen y formalizar los contratos de suministro a tarifa de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente.

b) Aplicar a los consumidores la tarifa que les corresponda.

c) Informar a los consumidores de la tarifa más conveniente para ellos y en cuantas cuestiones pudiesen solicitar en relación al suministro de gas.

d) Adquirir de la empresa ENAGAS, Sociedad Anónima, al precio de cesión, el gas necesario para el desarrollo de la actividad de suministro a tarifa.

Las tarifas de gas natural serán cobradas por las empresas que realicen la distribución de gas debiendo dar a las cantidades ingresadas la aplicación que proceda de acuerdo con lo previsto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y disposiciones que la desarrollen.

3. En el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente disposición, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, establecerá el mecanismo de traspaso de clientes, con contrato en vigor en el mercado a tarifa, a las empresas comercializadoras que se determinen. Dicho mecanismo deberá ser aplicado por las empresas distribuidoras con anterioridad al día 1 de enero de 2008.

4. Hasta el 31 de diciembre del año 2009 el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer un peaje específico para aquellos consumidores que a la entrada en vigor de la presente Ley se encuentren acogidos a la tarifa para suministros de gas natural para su utilización como materia prima, establecida en el punto 1.4.1 del Anexo I de la Orden de 30 de septiembre de 1999, con las modificaciones introducidas en la Orden del Ministerio de Economía de 28 de mayo de 2001, por la que se aprueban las tarifas de gas natural como materia prima.

Disposición transitoria quinta. *Calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural y aplicación del suministro de último recurso.*

A partir del 1 de julio de 2007 quedan suprimidas las tarifas del Grupo 2: 2.1, 2.2 2.3 y 2.4, definidas en el artículo 27, del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se

regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

A partir del día 1 de enero de 2008 queda suprimido el sistema tarifario de gas natural, estableciéndose las tarifas de último recurso a las que podrán acogerse, exclusivamente, los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, con independencia de su consumo anual.

A partir del día 1 de julio de 2008 sólo podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 3 GWh.

A partir del día 1 de julio de 2009 podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh.

A partir del día 1 de julio de 2010 sólo podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 1 GWh.

Se autoriza al Gobierno a modificar los límites de consumo establecidos en la presente disposición transitoria, para aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, si así lo recomiendan las condiciones de mercado.

Asimismo, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá determinar los precios que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador.

El contenido de esta disposición transitoria no afecta a la disposición transitoria única de la orden ministerial ECO/33/2004, de 15 de enero, que continúa vigente y será de aplicación hasta el 31 de diciembre de 2009.

Disposición transitoria sexta. *Adaptación de los estatutos y estructura orgánica de la sociedad ENAGAS, S. A.*

Antes de que transcurran cuatro meses desde la entrada en vigor de la presente Ley, la sociedad ENAGAS, S. A. procederá a la adaptación de sus estatutos y estructura orgánica a lo dispuesto en la disposición adicional vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos sobre creación de una unidad orgánica específica.

Los aranceles de Notarios, Registradores Mercantiles y de la Propiedad correspondientes a los actos necesarios para la adaptación a la citada exigencia de separación de actividades quedarán reducidos al 10 %.

Disposición transitoria séptima. *Financiación de la Comisión Nacional de Energía.*

1. Hasta el 1 de enero de 2009, además de lo dispuesto en el apartado 2, segundo c) de la disposición adicional duodécima de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, constituirá base imponible de la tasa para la financiación de la Comisión Nacional de Energía, la facturación derivada de la aplicación de las tarifas eléctricas a que se refiere el artículo 17 de la Ley 57/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. En este caso, el tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar en la Comisión Nacional de Energía es de 0.069 por 100.

2. Hasta el 1 de enero de 2008, además de lo dispuesto en el apartado 2 tercero b) de la disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, constituirá base imponible de la tasa para la financiación de la Comisión Nacional de Energía, la facturación total derivada de la aplicación de las tarifas de combustibles gaseosos a que se refiere el apartado 2 de la disposición transitoria cuarta de la presente disposición. En este caso, el tipo por el que se multiplicará la base imponible para determinar la cuota tributaria a ingresar en la Comisión Nacional de Energía será el 0.061 por 100.

Disposición transitoria octava. *Expedientes en tramitación.*

Las disposiciones sustantivas introducidas en el artículo 80 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos por la disposición veintitrés del artículo 1 de esta Ley

se aplicarán a los procedimientos de autorización que estuviesen iniciados y no resueltos expresamente a la entrada en vigor de la citada modificación.

[. . .]

§ 5

Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 78, de 31 de marzo de 2012
Última modificación: 26 de mayo de 2018
Referencia: BOE-A-2012-4442

TÍTULO I

Modificaciones relativas a la transposición de Directivas en materia de energía

[. . .]

Artículo 2. *Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.*

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, se modifica en los siguientes términos:

Uno. El apartado 3 del artículo 3 pasa a tener la siguiente redacción y se suprime el actual apartado 4:

«3. Sin perjuicio de las competencias atribuidas a los diferentes órganos de defensa de la competencia, corresponderán a la Comisión Nacional de Energía, además de las funciones que tenga atribuidas en la legislación vigente, las funciones del apartado tercero de la disposición adicional undécima de la presente Ley.»

Dos. El artículo 54 pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 54. *Régimen de actividades.*

1. Las actividades de fabricación, regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de combustibles gaseosos podrán ser realizadas libremente en los términos previstos en este Título, sin perjuicio de las obligaciones que puedan derivarse de otras disposiciones, y en especial de las fiscales y de las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente y a la defensa de los consumidores y usuarios.

Son combustibles gaseosos a los efectos de este Título:

a) El gas natural y sus especialidades gas natural licuado y gas natural comprimido.

b) Los gases combustibles manufacturados o sintéticos, donde se puede distinguir entre:

1.º Mezclas de gas natural, butano o propano con aire.

2.º El biogás y/o cualquier otro gas obtenido a partir de la biomasa.

3.º Cualquier otro tipo de gas combustible manufacturado o sintético o mezcla de gas combustible con aire.

Lo dispuesto en este Título no será de aplicación a los gases licuados del petróleo que se regirán por lo dispuesto en el Título III.

2. Las actividades de importación, exportación e intercambios comunitarios de combustibles gaseosos se realizarán sin más requisitos que los que deriven de la normativa comunitaria.

3. Las normas establecidas en la presente Ley en relación con el gas natural serán también de aplicación, de manera no discriminatoria, al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en la red de gas natural y transportarlos por ella.

A estos efectos, se establecerán los requisitos de composición de estos gases al objeto de garantizar la seguridad de las personas, instalaciones y equipos de consumo así como la correcta conservación de los mismos.»

Tres. El apartado 1 del artículo 56 pasa a tener la siguiente redacción:

«1. A los efectos establecidos en la presente Ley tendrá la consideración de fabricación de gases combustibles, siempre que éstos se destinen al suministro final a consumidores por canalización, la fabricación de combustibles gaseosos manufacturados o sintéticos, incluida la mezcla de gas natural, butano o propano con aire.»

Cuatro. El artículo 57 pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 57. *Suministro.*

1. Los consumidores tendrán derecho de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de gas natural en las condiciones que reglamentariamente determine el Gobierno previa consulta a las Comunidades Autónomas.

2. Los consumidores que se determinen tendrán derecho a acogerse al suministro a unos precios que serán fijados y revisados por el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y que tendrán la consideración de tarifa de último recurso. La tarifa de último recurso será el precio que cobrarán los comercializadores de último recurso a los consumidores que tengan derecho a acogerse a ella.

3. El Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá establecer condiciones específicas de suministro para determinados consumidores que, por sus características económicas, sociales o de suministro, tengan la consideración de clientes vulnerables.

4. Las Administraciones competentes, en coordinación con la Comisión Nacional de Energía, establecerán puntos de contacto únicos para ofrecer a los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigios.»

Cinco. Se añade un nuevo artículo 57.bis con la siguiente redacción

«Artículo 57 bis. *Derechos de los consumidores en relación con el suministro.*

Los consumidores tendrán los siguientes derechos:

a) Realizar adquisiciones de gas en los términos establecidos en el Capítulo II del Título IV de la presente Ley.

b) Elegir el suministrador para la compra del gas natural.

c) Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medida de su suministro.

d) Disponer de un servicio de asistencia telefónica facilitado por el distribuidor al que estén conectados sus instalaciones, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias de seguridad en sus instalaciones. Dicho número deberá figurar claramente identificado en las facturas y en todo caso será facilitado por el comercializador al consumidor.

e) Tener un contrato con el comercializador en el que se especifique:

1.º la identidad y la dirección del suministrador,

2.º los servicios prestados, el nivel de calidad propuesto y el plazo para la conexión inicial,

3.º el tipo de servicio de mantenimiento que se ofrezca,

4.º la forma de obtener información actualizada sobre todas las tarifas aplicables y los gastos de mantenimiento,

5.º la duración del contrato, las condiciones para la renovación y la rescisión de los servicios y del contrato y, cuando esté permitido, el desistimiento del contrato sin costes,

6.º los acuerdos de compensación y reembolso aplicables si no se cumplen los niveles de calidad contratados, incluida la facturación incorrecta y retrasada,

7.º el método para iniciar un procedimiento de resolución de conflictos de conformidad con lo dispuesto en el párrafo j),

8.º la información sobre los derechos de los consumidores, inclusive la relativa a la tramitación de las reclamaciones y toda la información mencionada en este párrafo e), claramente comunicada mediante las facturas o los sitios de Internet de las compañías de gas natural, y

9.º las condiciones serán equitativas y se darán a conocer con antelación. En cualquier caso, debe comunicarse esta información antes de la celebración o confirmación del contrato. Cuando los contratos se celebren a través de intermediarios, la información antes mencionada se comunicará asimismo antes de la celebración del contrato.

f) Ser debidamente avisados de cualquier intención de modificar las condiciones del contrato e informados de su derecho a rescindir el contrato cuando reciban el aviso. Los comercializadores notificarán directamente a sus clientes cualquier aumento de los precios, en el momento adecuado y no más tarde de un período normal de facturación después de que haya entrado en vigor el aumento, de forma transparente y comprensible. Los clientes podrán rescindir el contrato sin coste alguno si no aceptan las nuevas condiciones que les haya notificado su comercializador de gas.

g) Recibir información transparente sobre los precios, tarifas y condiciones generales aplicables al acceso y al uso de los servicios de gas.

h) Poder escoger libremente el modo de pago, de forma que no se produzca ninguna discriminación indebida entre consumidores. Los sistemas de pago anticipado serán justos y reflejarán adecuadamente el consumo probable. Cualquier diferencia en las condiciones reflejará los costes que suponen para el proveedor los distintos sistemas de pago. Las condiciones generales serán equitativas y transparentes. Se explicarán en un lenguaje claro y comprensible y no incluirán obstáculos no contractuales al ejercicio de los derechos de los clientes, por ejemplo, una documentación contractual excesiva. Se protegerá a los clientes contra los métodos de venta abusivos o equívocos.

i) Cambiar de suministrador sin coste alguno.

j) Disponer de procedimientos para tramitar sus reclamaciones. Concretamente, todos los consumidores tendrán derecho a un buen nivel de servicio y de tramitación de las reclamaciones por parte del suministrador del servicio de gas. Tales procedimientos de solución extrajudicial permitirán la resolución equitativa y rápida

de los litigios, preferiblemente en un plazo de tres meses y contemplarán, cuando esté justificado, un sistema de reembolso y/o compensación.

Siempre que sea posible, los procedimientos en cuestión se ajustarán a lo dispuesto en la Recomendación 98/257/CE de la Comisión, de 30 de marzo de 1998, relativa a los principios aplicables a los órganos responsables de la solución extrajudicial de los litigios en materia de consumo, como es el Sistema Arbitral de Consumo.

k) Para los clientes conectados a la red de gas, ser informados de sus derechos a que se les suministre, con arreglo a lo dispuesto en la legislación nacional aplicable, gas natural de una determinada calidad a precios razonables.

l) Tener a su disposición sus datos de consumo y poder, mediante acuerdo explícito y gratuito, dar acceso a los datos de medición a cualquier empresa de suministro registrada. La parte encargada de la gestión de datos estará obligada a facilitar estos datos a la empresa, utilizando los formatos y procedimientos desarrollados reglamentariamente. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.

m) Ser informados adecuadamente del consumo real de gas y de los costes correspondientes con la frecuencia que se establezca reglamentariamente, de manera que les permita regular su propio consumo de gas. La información se facilitará con el tiempo suficiente, teniendo en cuenta la capacidad del equipo de medición del cliente. No podrán facturarse al consumidor costes adicionales por este servicio.

n) Recibir una liquidación de la cuenta después de cualquier cambio de suministrador de gas natural, en el plazo máximo de seis semanas a partir de la fecha del cambio de suministrador.

o) Acceder a las instalaciones propiedad de terceros, de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, en los términos previstos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y normativa que la desarrolle.»

Seis. El artículo 58 queda redactado como sigue:

«Artículo 58. *Sujetos que actúan en el sistema.*

Las actividades destinadas al suministro de gas natural por canalización serán desarrolladas por los siguientes sujetos:

a) Los transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural.

Los gestores de red de transporte son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de la red troncal y certificadas de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 63 bis. Asimismo, tienen consideración de gestores de red de transporte los gestores de red independientes.

Los gestores de red independientes son aquellas sociedades mercantiles que gestionan instalaciones de la red troncal de las que no son propietarios y están autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 63 quáter.

b) El Gestor Técnico del Sistema será el responsable de la operación y gestión de la Red Básica y de las redes de transporte secundario definidas en la presente Ley de acuerdo con las funciones establecidas en el artículo 64. Asimismo, será responsable de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.

c) Los distribuidores son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

Los distribuidores también podrán construir, mantener y operar instalaciones de la red de transporte secundario, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de ambas actividades de conformidad con lo dispuesto en el artículo 63.

d) Los comercializadores son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en el presente Título, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales. Asimismo, son comercializadores las sociedades mercantiles que realicen la venta de Gas Natural Licuado (GNL) a otros comercializadores dentro del sistema gasista o a consumidores finales.

e) Los consumidores finales, que son los que adquieren gas para su propio consumo y tendrán derecho a elegir suministrador. En el caso de que accedan directamente a las instalaciones de terceros se denominarán Consumidores Directos en Mercado.

Asimismo, tendrán la consideración de consumidor final a los efectos previstos en la presente Ley, las empresas que suministren gas natural, biogás o gases manufacturados para su uso como carburante en estaciones de servicio, siempre que se suministren de un comercializador. Las instalaciones que se destinen a este fin, deberán cumplir las condiciones técnicas y de seguridad que reglamentariamente les sean exigibles.

f) La Oficina de Cambios de Suministrador, que será la sociedad mercantil responsable de la supervisión y, en su caso, gestión de los cambios de suministrador de los consumidores finales.»

Siete. El artículo 59 queda redactado del siguiente modo:

«Artículo 59. *Sistema gasista y red básica de gas natural.*

1. El sistema gasista comprenderá las siguientes instalaciones: las incluidas en la red básica, las redes de transporte secundario, las redes de distribución, los almacenamientos no básicos y demás instalaciones complementarias.

2. A los efectos establecidos en la presente Ley, la red básica de gas natural estará integrada por:

a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión. Se considerarán como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares, diferenciándose entre:

1.º Red troncal: Gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se considerarán incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

2.º Red de influencia local: Gasoductos de transporte utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

b) Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer el sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural.

c) Los almacenamientos básicos de gas natural, que puedan abastecer el sistema gasista.

3. Las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

4. Las redes de distribución comprenderán los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario.

5. Almacenamientos no básicos de gas natural son las estructuras de almacenamiento de gas natural en el subsuelo y las instalaciones de superficie que se requieran, con carácter temporal o permanente, para el desarrollo de la actividad de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural, incluidos los gasoductos de conexión entre el almacenamiento y la red básica de gas natural.

Estas instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.»

Ocho. La redacción del segundo párrafo del apartado 2 del artículo 62 pasa a ser la que sigue:

«En el caso de las sociedades que tengan por objeto la realización de actividades reguladas, de acuerdo con el artículo 60.1 de la presente Ley, llevarán en su contabilidad cuentas separadas para cada una de ellas que diferencien entre los ingresos y los gastos estrictamente imputables a cada una de dichas actividades. Asimismo, los gestores de red independientes llevarán en su contabilidad cuentas separadas para cada empresa gestionada, diferenciando los ingresos y gastos imputables a dicha gestión.»

Nueve. La redacción del primer párrafo del apartado 4 del artículo 62 pasa a ser la siguiente:

«4. Las entidades que actúen en el sistema gasista deberán proporcionar a la Administración competente la información que les sea requerida, en especial en relación con los contratos de abastecimiento y suministro de gas que hubieran suscrito y con sus cuentas anuales que habrán de auditarse de conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2011, de 1 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Auditoría de Cuentas y las disposiciones que la desarrollan. La auditoria verificará en particular que se respeta la obligación de evitar discriminaciones y subvenciones cruzadas entre actividades reguladas, y entre éstas y las actividades liberalizadas.»

Diez. El artículo 63 queda redactado en los siguientes términos:

«Artículo 63. *Separación de actividades.*

1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución a que se refiere el artículo 60.1 de la presente Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o comercialización ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.

2. Los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural, definida en el apartado 2 del artículo 59 deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte definida en el artículo 58.a), pudiendo incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.

3. Las empresas propietarias de instalaciones pertenecientes a la red troncal de gasoductos deberán operar y gestionar sus propias redes, o ceder la gestión de las mismas a un gestor de red independiente en los casos previstos en la presente Ley.

Los gestores de red de transporte deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) Ninguna persona física o jurídica que ejerza control, de manera directa o indirecta, sobre el gestor de red de transporte podrá ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo actividades de producción o comercialización de gas natural, ni viceversa.

b) Ninguna persona física o jurídica que sea miembro o tenga derecho a nombrar a los miembros del Consejo de Administración o de los órganos que representen legalmente al gestor de la red de transporte, podrá ejercer control o derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o comercialización de gas natural. Tampoco podrá transferir personal del gestor de red de transporte a empresas que realicen funciones de producción o suministro.

A estos efectos se considerará que una sociedad ejerce el control de otra en los términos previstos en el artículo 42 del Código de Comercio.

No obstante lo anterior, aquellas empresas transportistas, que fuesen propietarias de instalaciones de la red troncal con anterioridad al día 3 de septiembre de 2009 y que por formar parte de un grupo empresarial al que pertenezcan sociedades que desarrollen actividades de producción o comercialización no den cumplimiento a lo dispuesto en el párrafo anterior, podrán optar por mantener la propiedad de las instalaciones de la red troncal siempre y cuando cedan su gestión a un gestor de red independiente en las condiciones establecidas en el artículo 63 quáter.

4. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 3 para empresas propietarias de instalaciones de la red troncal de gas, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes y se cumplan los siguientes criterios de independencia:

a) Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de producción o comercialización.

b) Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular, establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.

Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización.

Asimismo, en relación con las actividades reguladas, las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades de distribución no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de la actividad de transporte, y viceversa.

Además, las sociedades que realicen actividades reguladas así como sus trabajadores no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenecen en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.

c) Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar las instalaciones de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural.

No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.

En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.

d) Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los párrafos a), b) y c) anteriores.

Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la sociedad.

Anualmente, se presentará un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y a la Comisión Nacional de Energía, que será publicado en el “Boletín

Oficial del Estado", indicando las medidas adoptadas para el cumplimiento de lo estipulado en los párrafos a), b) y c) anteriores.

5. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 1, cualquier adquisición de participaciones accionariales por parte de aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas exigirá la obtención de la autorización previa a que se refiere la disposición adicional undécima de esta Ley.

6. Las empresas distribuidoras que formen parte de un grupo de sociedades que desarrollen actividades reguladas y no reguladas en los términos previstos en la presente Ley, no crearán confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización, sin perjuicio de las infracciones previstas en la normativa vigente a este respecto.»

Once. Se adiciona un nuevo artículo 63 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 63 bis. *Certificación de los gestores de red de transporte.*

1. Los gestores de red de transporte, incluyendo los gestores de red independientes, deberán obtener previamente una certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la Comisión Nacional de Energía de acuerdo con el procedimiento recogido en los apartados siguientes.

2. Las empresas que pretendan ser gestores de una instalación perteneciente a la red troncal deberán solicitar la citada certificación a la Comisión Nacional de Energía.

Asimismo, aquellas empresas que hayan sido certificadas deberán notificar a la Comisión Nacional de Energía cualquier transacción que pueda requerir un control del cumplimiento de los requisitos relativos a la separación de actividades, incluyendo toda circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de un país no miembro de la Unión Europea asuma el control de parte de la red troncal o de un gestor de red de transporte.

3. La Comisión Nacional de Energía iniciará el procedimiento de certificación tras la solicitud o notificación por la empresa interesada, tras una solicitud motivada del Ministerio de Industria, Energía y Turismo o de la Comisión Europea o a iniciativa propia en aquellos casos en los que tenga conocimiento de posibles transacciones que puedan dar o hayan dado lugar al incumplimiento de los requisitos establecidos en relación a la separación de actividades.

4. La Comisión Nacional de Energía previa audiencia y de forma motivada, adoptará una resolución provisional sobre la certificación en el plazo máximo de cuatro meses desde la presentación de la solicitud o notificación. Transcurrido dicho plazo sin haberse dictado resolución expresa se considerará la certificación provisional concedida.

5. En todos los casos, la Comisión Nacional de Energía deberá comunicar a la Comisión Europea su resolución provisional en relación con la certificación de la empresa interesada acompañada de la documentación pertinente relativa a la misma, con el fin de que ésta emita el correspondiente dictamen previo a la adopción de la resolución definitiva. Asimismo remitirá copia del expediente al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

De no emitir un dictamen la Comisión Europea en el plazo previsto al efecto en la legislación comunitaria, se considerará que no pone objeciones a la resolución provisional de la Comisión Nacional de Energía.

6. En el plazo de dos meses desde la recepción del dictamen emitido por la Comisión Europea, o agotados los plazos previstos al efecto en la legislación comunitaria, la Comisión Nacional de Energía resolverá con carácter definitivo sobre la certificación, dando cumplimiento a la decisión de la Comisión Europea. Dicha resolución, junto con el dictamen de la Comisión Europea, deberá publicarse en el "Boletín Oficial del Estado" y en el "Diario Oficial de la Unión Europea". La certificación no surtirá efectos hasta su publicación.

7. En cualquier fase del procedimiento la Comisión Nacional de Energía y la Comisión Europea podrán solicitar a la empresa transportista o a las empresas que realicen actividades de producción o comercialización cualquier información útil para el cumplimiento de las tareas recogidas en este artículo.

La Comisión Nacional de Energía garantizará la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.»

Doce. Se añade un nuevo artículo 63 ter con la siguiente redacción:

«Artículo 63 ter. *Certificación en relación con países no pertenecientes a la Unión Europea.*

1. Cuando se solicite una certificación por parte de una empresa que esté controlada por una persona o personas de uno o más países no miembros de la Unión Europea, la Comisión Nacional de Energía lo notificará a la Comisión Europea, así como toda circunstancia que pueda ocasionar que una persona o personas de uno o más terceros países asuman el control de parte de la red troncal o de un gestor de red de transporte.

2. La Comisión Nacional de Energía iniciará el proceso de certificación de acuerdo con el procedimiento y plazos previstos en el artículo 63 bis.

En cualquier caso, la Comisión Nacional de Energía denegará la certificación si no se ha demostrado:

a) que la entidad en cuestión cumple los requisitos del artículo 63, y

b) que la concesión de la certificación no pondrá en peligro la seguridad de suministro energético nacional y de la Unión Europea, teniendo en cuenta los derechos y obligaciones de España y de la Unión Europea con respecto a dicho tercer país, y otros datos y circunstancias específicos del caso y del tercer país de que se trate.

En la notificación de la resolución provisional a la Comisión Europea, la Comisión Nacional de Energía solicitará un dictamen específico sobre si la entidad en cuestión cumple los requisitos de separación de actividades, y si la concesión de la certificación no pondrá en peligro la seguridad del suministro de energía a la Unión Europea.

3. Cuando la resolución definitiva difiera del dictamen de la Comisión Europea, la Comisión Nacional de Energía comunicará y hará público, junto con dicha resolución, la motivación de la misma.»

Trece. Se añade un nuevo artículo 63 quáter con la siguiente redacción:

«Artículo 63 quáter. *Gestor de red independiente.*

1. Las empresas propietarias de instalaciones de la red troncal de gasoductos que no cumplan los requisitos de separación de actividades establecidos en el artículo 63.3, y que con anterioridad al 3 de septiembre de 2009 fuesen propietarios de dichas instalaciones, podrán optar por ceder la gestión de los mismos a un gestor de red independiente.

A estos efectos propondrán un gestor de red independiente entre las empresas que hayan obtenido la certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades de transporte y solicitarán al Ministro de Industria, Energía y Turismo su aprobación. Dicha designación estará supeditada a la aprobación de la Comisión Europea y podrá ser denegada en caso de que el gestor de red independiente no cumpla alguno de los requisitos establecidos en la presente Ley y su normativa de desarrollo.

2. El gestor de red independiente deberá:

a) Demostrar que dispone de los recursos humanos, técnicos, financieros y físicos necesarios para llevar a cabo sus funciones.

b) Disponer de capacidad para cumplir con las obligaciones que impone el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio

de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005, incluida la cooperación de los transportistas en los ámbitos europeo y regional.

3. Las funciones que deberá llevar a cabo el gestor de red independiente en relación con las instalaciones de la red troncal cuya gestión le hayan sido encomendadas serán:

a) Conceder y gestionar las solicitudes de acceso a las instalaciones.
b) Firmar los contratos y recaudar los peajes correspondientes al acceso de terceros a las instalaciones.
c) Explotar, mantener y desarrollar la red de transporte de acuerdo con lo previsto en la planificación obligatoria, en la presente Ley y su normativa de desarrollo.
d) Planificar las infraestructuras necesarias para el correcto funcionamiento de las instalaciones que gestionan, tramitar las autorizaciones correspondientes y construir las mismas, siempre y cuando las instalaciones no sean objeto de adjudicación directa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 67.1 de la presente Ley.
e) Adoptar las medidas necesarias para dar cobertura a las responsabilidades correspondientes a sus funciones en relación con los activos cuya gestión le hayan sido cedidos.

4. Los propietarios de instalaciones de la red troncal que hayan cedido su gestión a un gestor de red independiente deberán:

a) Cooperar y apoyar al gestor de red independiente para el desarrollo de sus funciones, incluida la aportación de toda la información necesaria.
b) Adoptar las medidas necesarias para dar cobertura a la responsabilidad derivada de sus activos, exceptuando la correspondiente a las funciones del gestor de red independiente.
c) Financiar las inversiones decididas por el gestor de red independiente y aprobadas por la Comisión Nacional de Energía, o dar su consentimiento para que sean financiadas por cualquier parte interesada, incluido el gestor de red independiente. Los correspondientes mecanismos de financiación deberán ser aprobados por la Comisión Nacional de Energía, que previamente deberá consultar al propietario de los activos junto con otras partes interesadas.
d) Aportar las garantías necesarias para facilitar la financiación de cualquier ampliación de la red, con excepción de las inversiones para cuya financiación por cualquier parte interesada haya dado su consentimiento.
e) No serán competentes para la concesión y gestión del acceso de terceros a las instalaciones cedidas ni de la planificación de inversiones.

5. A estos efectos, el gestor de red independiente y el propietario de las instalaciones de la red troncal firmarán un contrato en el que se detallen las condiciones contractuales así como responsabilidades de cada uno. Dicho contrato deberá ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía.
6. La Comisión Nacional de Energía controlará que el propietario de la red de transporte y el gestor de red independiente cumplen lo establecido en el presente artículo. A estos efectos podrá solicitar la información que considere necesaria para el ejercicio de sus funciones y realizar inspecciones, incluso sin previo aviso, de las instalaciones tanto del titular de las instalaciones de transporte como del gestor de red independiente.
7. La Comisión Nacional de Energía actuará como órgano de resolución de conflictos entre el titular de la instalación de transporte y el gestor de red independiente, cuando uno de ellos lo reclame.»

Catorce. Se adiciona un nuevo párrafo r) al artículo 64 con la siguiente redacción:

«r) Supervisar la correcta ejecución por parte de los agentes del sistema de las medidas adoptadas por el Gobierno ante situaciones de emergencia y elaborar un

informe sobre los resultados de dicha supervisión que se pondrá a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y de la Comisión Nacional de Energía.»

Quince. El cuarto párrafo del apartado 1 del artículo 67 pasa a tener la siguiente redacción:

«Las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte objeto de planificación obligatoria, de acuerdo con el artículo 4 de la presente Ley, deberán ser otorgadas mediante un procedimiento que asegure la concurrencia, promovido y resuelto por la autoridad competente cuando se trate de gasoductos de transporte secundario. En el caso de las instalaciones que formen parte de la red troncal, la construcción y la explotación de las instalaciones serán autorizadas de forma directa a la empresa titular de la mayor parte de las instalaciones de la red troncal. En el caso de otros gasoductos de transporte competencia de la Administración General del Estado, podrán adjudicarse a los titulares de las instalaciones a las que se conecten.»

Dieciséis. El apartado 4 del artículo 67 pasa a tener el siguiente tenor:

«4. Las autorizaciones de instalación de transporte contendrán todos los requisitos que daban ser observados en su construcción y explotación.

Cuando las instalaciones autorizadas hayan de conectarse a instalaciones ya existentes de distinto titular, éste, o en su caso el gestor de red de transporte o el gestor de red independiente correspondiente, deberá permitir la conexión en las condiciones que reglamentariamente se establezcan.»

Diecisiete. El artículo 68 queda redactado de la manera siguiente:

«Artículo 68. *Obligaciones de los titulares de autorizaciones para la regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural.*

Los titulares de autorizaciones administrativas para la regasificación de gas natural licuado y para el transporte y almacenamiento de gas natural, así como los gestores de red Independientes, en lo que les sea de aplicación, tendrán las siguientes obligaciones:

a) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica, siguiendo las instrucciones impartidas por el Gestor Técnico del Sistema y, en su caso, por la Administración competente.

b) Presentar al Secretario de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de Energía, antes del 15 de octubre de cada año, los planes de inversión anuales y plurianuales, con un horizonte mínimo de diez años.

En los planes de inversiones anuales figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos previstos para el año siguiente, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución.

c) Facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de gas resultantes de lo dispuesto en la presente Ley, y admitir la utilización de todas sus instalaciones por todos los sujetos autorizados, en condiciones no discriminatorias, de acuerdo con las normas técnicas.

d) Garantizar la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales que obre en su poder y evitar que se revele información confidencial sobre sus propias actividades de forma discriminatoria que pueda suponer alguna ventaja comercial.

e) Celebrar los contratos de regasificación, almacenamiento y transporte con quienes tengan derecho de acceso a sus instalaciones.

f) Proporcionar a cualquier otra empresa que realice actividades de almacenamiento, transporte y distribución, y al gestor del sistema, suficiente

información para garantizar que el transporte y el almacenamiento de gas pueda producirse de manera compatible con el funcionamiento seguro y eficaz de la red interconectada.

g) Proporcionar la información con el detalle y frecuencia con la que sea requerida por parte de la Administración competente y comunicar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo los contratos de acceso a sus instalaciones que celebren. Asimismo, deberán comunicar a las Administraciones de las Comunidades Autónomas los contratos de acceso a sus instalaciones cuando estas instalaciones estén situadas total o parcialmente en esa Comunidad Autónoma y el contratante de esos servicios sea un consumidor cualificado, un comercializador o un transportista con instalaciones en esa Comunidad Autónoma.

h) Participar en el proceso de planificación mediante la propuesta de las instalaciones que consideren necesarias para asegurar la suficiente capacidad de acuerdo con las previsiones de demanda y en base a lo que se determine reglamentariamente.»

Dieciocho. Se modifica la redacción del artículo 70 que queda como sigue:

«Artículo 70. *Acceso a las instalaciones de transporte.*

1. Los titulares de las instalaciones deberán permitir la utilización de las mismas a los Consumidores Directos en Mercado y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, mediante la contratación separada o conjunta de los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad. El precio por el uso de las redes de transporte vendrá determinado por los peajes en vigor.

2. Reglamentariamente se regularán las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones, las obligaciones y derechos de los titulares de las instalaciones relacionadas con el acceso de terceros, así como las de los Consumidores Directos en Mercado y comercializadores. Asimismo, se definirá el contenido mínimo de los contratos y, en su caso, se regularán las condiciones de funcionamiento del mercado secundario de capacidad.

3. En el caso del acceso a instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución, el acceso será regulado.

La planificación obligatoria determinará el carácter básico de los almacenamientos en base a criterios económicos y técnicos, así como las necesidades de almacenamiento, tanto estratégico como operativo, para el funcionamiento eficiente del sistema.

En el caso de los almacenamientos no básicos, incluidos con carácter indicativo en la planificación, el acceso será negociado con base en criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios. Las instalaciones quedarán excluidas del régimen retributivo del sistema de gas natural.

Los titulares de los almacenamientos no básicos presentarán a la Comisión Nacional de Energía la metodología de asignación de capacidad a sus instalaciones y las metodologías para el cálculo de los cánones con objeto de que ésta pueda verificar que se cumplen lo criterios de transparencia, objetividad y no discriminación incluidos en el párrafo anterior.

Asimismo habrán de comunicar a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las principales condiciones comerciales, servicios ofrecidos, contratos que suscriban, relación de precios por la utilización de las instalaciones, así como las modificaciones que se produzcan en los mismos, en un plazo máximo de tres meses. La Comisión Nacional de Energía hará pública la parte de esta información que no sea sensible a efectos comerciales.

4. Podrá denegarse el acceso a la red en caso de insuficiente capacidad o cuando el acceso a la red impidiera cumplir las obligaciones de suministro que se hubieran impuesto o debido a dificultades económicas y financieras graves que pudieran derivarse de la ejecución de los contratos de compra obligatoria, en las

condiciones y con el procedimiento que reglamentariamente se establezca siguiendo los criterios de la legislación uniforme comunitaria que se dispongan.

5. Podrá, asimismo, previa conformidad de la Comisión Nacional de Energía, denegarse el acceso a la red, cuando la empresa suministradora de gas, directamente o por medio de acuerdos con otras empresas suministradoras, o aquéllas a las que cualquiera de ellas esté vinculada, radique en un país en el que no estén reconocidos derechos análogos y se considere que pueda resultar una alteración del principio de reciprocidad para las empresas a las que se requiere el acceso, ello sin perjuicio de los criterios a seguir respecto de empresas de Estados miembros de la Unión Europea conforme a la legislación uniforme en la materia que ésta establezca.

6. Con carácter excepcional, se podrá exceptuar de la obligación de acceso de terceros en relación con determinadas instalaciones nuevas o las modificaciones de instalaciones existentes que supongan aumento significativo de capacidad o que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas que por sus características singulares así lo requieran, de acuerdo con el procedimiento de autorización de la exención recogido en el artículo 71 de la presente Ley.

En el caso de conexiones internacionales con instalaciones de países terceros, que no formen parte de la Unión Europea, la citada excepción se hará constar en la planificación en materia de hidrocarburos elaborada por el Gobierno de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.

La citada excepción supondrá la no inclusión de la instalación en el régimen retributivo del sector de gas natural.

7. Los consumos que se suministren exclusivamente a través de acometidas o líneas directas conectadas a instalaciones de acceso al sistema acogidas a lo dispuesto en el apartado 5 del presente artículo, deberán cumplir las obligaciones impuestas en la presente Ley, y en particular las derivadas del artículo 98, con instalaciones no incluidas en la Red Básica.»

Diecinueve. Se añade un nuevo artículo 71 con el siguiente título y redacción:

«Artículo 71. *Exención de obligación de acceso de terceros.*

1. Podrá solicitarse la exención de la obligación de acceso de terceros a la que se refiere el apartado 6 del artículo 70, siempre que las mismas cumplan las siguientes condiciones:

a) La inversión debe reforzar la competencia en el suministro de gas y potenciar la seguridad de suministro.

b) El nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que ésta no se llevaría a cabo de no concederse la exención.

c) La infraestructura será propiedad de una entidad distinta, al menos en la personalidad jurídica, de los transportistas en cuyas redes vaya a construirse la infraestructura.

d) Se cobrarán cánones a los usuarios de la infraestructura.

e) La exención no va en detrimento de la competencia, ni del funcionamiento eficaz del mercado interior del gas de la Unión Europea, ni del funcionamiento eficiente de la red regulada a la que esté conectada la infraestructura.

La exención del acceso de terceros podrá referirse a la totalidad o parte de la capacidad de la nueva infraestructura o de la infraestructura existente cuya capacidad se aumenta.

2. A estos efectos el titular de la instalación solicitará la exención al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, que requerirá un informe a la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión Nacional de Energía remitirá a la Comisión Europea copia de las solicitudes de exención recibidas y analizará cada caso en particular, tomando en consideración, entre otros aspectos, la capacidad adicional que vaya a construirse o la modificación de la capacidad existente, el plazo previsto del proyecto y las

circunstancias del sector gasista. En su informe, la Comisión Nacional de Energía propondrá condiciones en relación con la duración de la exención y el acceso no discriminatorio a la infraestructura.

Asimismo, en su informe, la Comisión Nacional de Energía propondrá las normas y mecanismos de gestión y asignación de la capacidad. En todo caso, se realizará una consulta previa a todos los posibles usuarios en relación a su interés por contratar la nueva capacidad antes de efectuar la asignación de la misma, incluyendo la capacidad para uso propio. Los resultados de dicha consulta previa serán tenidos en cuenta por la Comisión Nacional de Energía en la evaluación del cumplimiento de los criterios establecidos en el apartado 1 del presente artículo.

La capacidad no utilizada deberá ser ofrecida en el mercado de forma transparente, objetiva y no discriminatoria, y los usuarios de la infraestructura tendrán derecho a vender la capacidad contratada en el mercado secundario.

3. La Comisión Nacional de Energía elevará el informe junto con toda la documentación que conste en el expediente al Ministro de Industria, Energía y Turismo que resolverá mediante orden que será publicada en el “Boletín Oficial del Estado”. Asimismo, se publicará dicha orden junto con el informe adoptado por la Comisión Nacional de Energía en la página Web de dicho organismo.

4. La orden de exención será notificada a la Comisión Europea junto con toda la información pertinente relacionada con la misma, a los efectos del artículo 36.9 de la Directiva 2009/73/CE y, en su caso, se adaptará, o se revocará, según sea la decisión que adopte la Comisión en virtud del citado artículo.

5. La decisión de exención aprobada por la Comisión Europea dejará de tener efectos a los dos años de su aprobación si, para entonces, no se hubiese iniciado la construcción de la infraestructura, y a los cinco años de su aprobación si, para entonces, la infraestructura no estuviera operativa, a menos que la Comisión Europea decida que los retrasos están motivados.

6. En aquellos casos en que la infraestructura para la que se ha solicitado la exención se encuentre ubicada en el territorio de más de un Estado miembro de la Unión Europea, se estará a lo dispuesto en el artículo 36.4 de la Directiva 2009/73/CE.»

Veinte. Se añade un nuevo párrafo t) al final del artículo 74.1 con el siguiente tenor:

«t) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador. El plazo que se establezca reglamentariamente no podrá ser superior en ningún caso a las tres semanas.»

Veintiuno. Se añaden cuatro nuevos párrafos al final del apartado 2 del artículo 81 con la siguiente redacción:

«n) Para el suministro a consumidores finales deberán disponer de un servicio de atención a sus quejas, reclamaciones, solicitudes de información o comunicaciones de cualquier incidencia en relación al servicio contratado u ofertado, poniendo a su disposición una dirección postal, un servicio de atención telefónica y un número de teléfono, ambos gratuitos, un número de fax y una dirección de correo electrónico al que los mismos puedan dirigirse directamente. Dicho sistema de comunicación electrónica, deberá emitir de forma automatizada un acuse de recibo con indicación de la fecha, hora y número de solicitud, de manera que exista una seguridad de que la solicitud del ciudadano ha tenido entrada. Los prestadores comunicarán su dirección legal si esta no coincide con su dirección habitual para la correspondencia.

o) Mantener a disposición del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de la Comisión Nacional de Energía, la Comisión Nacional de la Competencia y de la Comisión Europea, durante al menos cinco años, los datos pertinentes sobre todas las transacciones de los contratos de suministro de gas y los derivados relacionados con el gas suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de redes de transporte, así como con los gestores de almacenamientos y de redes de GNL.

p) Informar a los clientes sobre los sistemas de resolución extrajudicial de conflictos de los que dispone y la forma de acceso a los mismos.

q) Cumplir los plazos que se establezcan reglamentariamente para las actuaciones que les corresponden en relación con los cambios de suministrador. El plazo que se establezca reglamentariamente no podrá ser superior en ningún caso a las tres semanas.»

Veintidós. Se modifican los apartados 3, 4 y 5 del artículo 92 que quedan redactados como sigue:

«3. Las empresas que realicen las actividades reguladas en el presente Título facilitarán a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo cuanta información sea necesaria para la determinación de los peajes y cánones. Esta información estará también a disposición de las Comunidades Autónomas que lo soliciten, en lo relativo a su ámbito territorial.

4. La Comisión Nacional de Energía establecerá las metodologías para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas dentro del marco retributivo y tarifario definido en la presente Ley y su normativa de desarrollo.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de Energía y el resto de costes del sistema que sean de aplicación.

5. Los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de manera que se optimice el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos.»

Veintitrés. Se añade un tercer párrafo al final del artículo 100, con la siguiente redacción:

«El Ministerio de Industria, Energía y Turismo en colaboración con la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elaborará y publicará, antes del 31 de julio de cada año, un informe con los resultados de la supervisión de los aspectos relativos a la seguridad de suministro, así como las medidas adoptadas o previstas para solventar los problemas hallados.»

Veinticuatro. Se añaden dos nuevos apartados al artículo 101 con la siguiente redacción:

«3. El Gobierno fomentará la cooperación con terceros países a fin de desarrollar mecanismos coordinados ante situaciones de emergencia o escasez de suministro, así como para dar cumplimiento a las obligaciones derivadas de los compromisos internacionales adquiridos.

4. El Gobierno notificará a la Comisión Europea y a los demás Estados miembros las medidas adoptadas.»

Veinticinco. Los párrafos g) y h) del artículo 109.1 quedan redactados como sigue:

«g) El incumplimiento de las decisiones jurídicamente vinculantes y requerimientos efectuados por la Administración competente, incluida la Comisión Nacional de Energía, o por el Gestor Técnico del Sistema en el ámbito de sus funciones, cuando resulte perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.

h) La realización de actividades incompatibles, así como el incumplimiento por parte de los sujetos obligados a ello de la obligación de separación patrimonial, separación funcional y de llevar cuentas separadas de acuerdo con lo dispuesto en la presente Ley y en sus normas de desarrollo.»

Veintiséis. Al final del artículo 109.1 se cambia la denominación del párrafo z.bis por aa) y se añaden dos nuevos párrafos con las siguientes redacciones:

«ab) El incumplimiento, de forma reiterada, por parte de los sujetos obligados de los Reglamentos y decisiones del Derecho de la Unión Europea que les sean de aplicación en el sector de hidrocarburos.

ac) El incumplimiento, de forma reiterada, por parte de los gestores de red independientes o de los propietarios de las instalaciones cuya gestión les hayan cedido, de las obligaciones establecidas en el artículo 63 quáter de la presente Ley.»

Veintisiete. El párrafo d) del artículo 110 queda redactado como sigue:

«d) El incumplimiento de las decisiones jurídicamente vinculantes y requerimientos efectuados por la Administración competente, incluida la Comisión Nacional de Energía, o por el Gestor Técnico del Sistema en el ámbito de sus funciones, cuando no resulte perjuicio relevante para el funcionamiento del sistema.»

Veintiocho. Al final del artículo 110 se añaden tres nuevos párrafos con las siguientes redacciones:

«u) El incumplimiento por parte de las empresas distribuidoras y comercializadoras de gas natural de las obligaciones de mantenimiento y correcto funcionamiento de un servicio de atención a los consumidores, así como de las medidas de protección al consumidor de acuerdo con lo establecido en la presente Ley y su normativa de desarrollo.

v) El incumplimiento por parte de los sujetos obligados de los Reglamentos y decisiones de la Unión Europea que les sean de aplicación en el sector de hidrocarburos.

w) El incumplimiento por parte de los gestores de red independientes o de los propietarios de las instalaciones cuya gestión les hayan cedido, de las obligaciones establecidas en el artículo 63 quáter de la presente Ley.»

Veintinueve. El tenor del artículo 111 pasa a ser el siguiente:

«Artículo 111. *Infracciones leves.*

Constituyen infracciones leves aquellas infracciones de preceptos de obligada observancia comprendidos en la presente Ley, en sus normas de desarrollo y demás normativa de aplicación que no constituyan infracción grave o muy grave, conforme a lo dispuesto en los dos artículos anteriores.»

Treinta. Al final del apartado 1 del artículo 113 se añade el siguiente párrafo:

«No obstante los límites establecidos anteriormente, en el caso de las sanciones impuestas por la Comisión Nacional de Energía, la cuantía nunca podrá superar el siguiente porcentaje del importe del volumen de negocios anual de la empresa infractora, o del volumen de negocios anual consolidado de la sociedad matriz del grupo integrado verticalmente al que pertenezca:

a) El 1 por ciento en las infracciones leves.
b) El 5 por ciento en las infracciones graves.
c) El 10 por ciento en las infracciones muy graves.»

Treinta y uno. El artículo 116 pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 116. *Competencias para imponer sanciones.*

1. La competencia para la imposición de las sanciones vendrá determinada por la competencia para autorizar la actividad en cuyo ejercicio se cometió la infracción, o por la competencia para autorizar las correspondientes instalaciones.

2. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 4, en el ámbito de la Administración General del Estado, las sanciones por infracciones muy graves serán impuestas por el Consejo de Ministros y por las graves por el Ministro de Industria, Energía y Turismo. La imposición de las sanciones por infracciones leves corresponderá al Director General de Política Energética y Minas.

3. En el ámbito de las Comunidades Autónomas se estará a lo previsto en su propia normativa.

4. La Comisión Nacional de Energía será competente para imponer sanciones en los siguientes casos:

a) Infracciones muy graves previstas en el artículo 109.1. h), i), q, r) y ac).

Asimismo, podrá imponer sanciones en el caso de las infracciones tipificadas en los párrafos d), g) y j) del artículo 109.1 siempre y cuando la infracción se produzca por la negativa al cumplimiento de decisiones jurídicamente vinculantes, remisión de información o realización de inspecciones y otros requerimientos de la Comisión Nacional de Energía en el ámbito de sus competencias.

b) Infracciones graves previstas en el artículo 110. l), t), u) y w).

Asimismo, podrá imponer sanciones en el caso de las infracciones tipificadas en los párrafos d) y f) del artículo 110, siempre y cuando la infracción se produzca por la negativa al cumplimiento de decisiones jurídicamente vinculantes, remisión de información o realización de inspecciones y otros requerimientos de la Comisión Nacional de Energía en el ámbito de sus competencias.

c) Infracciones leves en relación con incumplimientos de decisiones jurídicamente vinculantes y requerimientos de la Comisión Nacional de Energía en el ámbito de sus competencias.»

Treinta y dos. En la disposición adicional undécima.Tercero.1 se añaden las siguientes funciones de la Comisión Nacional de Energía, a continuación de la función decimoctava:

«Decimonovena: Establecer mediante circulares, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación:

i. La metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución, que se establecen en el artículo 17.1. de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, de acuerdo al marco tarifario y retributivo establecido en dicha Ley y en su normativa de desarrollo.

A estos efectos se entenderá como metodología de cálculo de los peajes, la asignación eficiente de los costes de transporte y distribución a los consumidores y generadores.

ii. La metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, de acuerdo con el marco normativo de acceso a las infraestructuras y de funcionamiento del mercado de producción de energía eléctrica y a los criterios que se determinen reglamentariamente.

iii. Las metodologías relativas a la prestación de servicios de equilibrio entre sistemas gestionados por distintos operadores del sistema, que desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria, proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo, de acuerdo con el marco normativo para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

iv. La metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, dentro del marco tarifario y retributivo definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en su normativa de desarrollo.

v. La metodología relativa a la prestación de servicios de balance de forma que proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren sus entradas y salidas del sistema gasista dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del sistema definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y en su normativa de desarrollo.

vi. La metodologías relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del sistema definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y en su normativa de desarrollo.

Vigésima: Supervisar la gestión y asignación de capacidad de interconexión, el tiempo utilizado por los transportistas y las empresas de distribución en efectuar conexiones y reparaciones, así como los mecanismos destinados a solventar la congestión de la capacidad en las redes.

A estos efectos velará por la adecuada publicación de la información necesaria por parte de los gestores de red de transporte y, en su caso, de distribución sobre las interconexiones, la utilización de la red y la asignación de capacidades a las partes interesadas.

Vigésima primera: Supervisar la separación de actividades de transporte, regasificación, distribución, almacenamiento y suministro en el sector del gas, y entre actividades de generación, transporte, distribución y suministro en el sector eléctrico, y en particular su separación funcional y la separación efectiva de cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre dichas actividades.

Vigésima segunda: Velar por el cumplimiento de la normativa y procedimientos que se establezcan relacionados con los cambios de suministrador.

Vigésima tercera: En el sector del gas natural, supervisar las condiciones de acceso al almacenamiento, incluyendo el almacenamiento subterráneo, tanques de Gas Natural Licuado (GNL) y gas almacenado en los gasoductos, así como otros servicios auxiliares. Asimismo, supervisará el cumplimiento por parte de los propietarios de los requisitos que se establezcan para los almacenamientos no básicos de gas natural. En el caso del sector eléctrico, supervisar las condiciones y tarifas de conexión aplicables a los nuevos productores de electricidad.

Vigésima cuarta: Supervisar los planes de inversión de los gestores de red de transporte, en particular en lo que se refiere a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito de la Unión Europea, pudiendo realizar recomendaciones de modificación de los mismos.

Vigésima quinta: Velar por el respeto a la libertad contractual respecto de los contratos de suministro interrumpible, y de los contratos a largo plazo siempre que sean compatibles con la legislación vigente y el Derecho de la Unión Europea.

Vigésima sexta: Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad y fiabilidad de las redes.

Vigésima séptima: Velar por el cumplimiento por los transportistas y distribuidores y, en su caso, por los propietarios de las redes y por los gestores de redes de transporte y distribución, de las obligaciones impuestas en la presente Ley, la Ley 54/1997,de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y cualquier otra disposición aplicable incluyendo las cuestiones transfronterizas. Asimismo velará por la correcta aplicación por parte de los sujetos que actúen en los mercados de gas y electricidad de lo dispuesto en las disposiciones normativas de la Unión Europea.

Vigésima octava: Supervisar la cooperación técnica entre el gestor de la red de transporte de energía eléctrica y los gestores de terceros países.

Vigésima novena: Supervisar las medidas de protección de los consumidores de gas y electricidad, determinando los sujetos a cuya actuación sean imputables deficiencias en el suministro a los usuarios. Asimismo podrá realizar propuestas normativas en relación con los requisitos de calidad de servicio, suministro y medidas de protección a los consumidores al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a las Administraciones de las Comunidades Autónomas.

Trigésima: Supervisar la adecuación de los precios y condiciones de suministro a los consumidores finales a lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos y en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, y sus normativas de desarrollo.

Trigésima primera: Supervisar en los sectores de gas y electricidad:

1.º El nivel de transparencia y competencia, incluyendo el de los precios al por mayor, y velará por que las empresas de gas y electricidad cumplan las obligaciones de transparencia.

2.º El grado y la efectividad de la apertura del mercado y de competencia, tanto en el mercado mayorista como el minorista. Además, en el caso del sector eléctrico, en las subastas reguladas de contratación a plazo.

3.º La aparición de prácticas contractuales restrictivas, incluidas las cláusulas de exclusividad que puedan impedir o limitar la decisión de los grandes clientes no domésticos de celebrar contratos simultáneamente con más de un proveedor, poniéndolo en conocimiento de los organismos en su caso competentes.

Trigésima segunda: Informar, atender y tramitar, en coordinación con las Administraciones competentes, a través de protocolos de actuación, las reclamaciones planteadas por los consumidores de energía eléctrica y del sector de hidrocarburos y tener a disposición de los consumidores toda la información necesaria relativa a sus derechos, a la legislación en vigor y a las vías de solución de conflictos de que disponen en caso de litigios. En el informe sectorial anual que la Comisión Nacional de Energía debe elaborar en virtud del artículo 20 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, se incluirá información sobre el número de reclamaciones informadas, atendidas y tramitadas, así como una valoración sobre las mismas.

Así mismo informará anualmente al Ministro de Industria, Energía y Turismo sobre las reclamaciones presentadas proponiendo, en su caso, las correspondientes mejoras regulatorias.»

Treinta y tres. En la disposición adicional undécima.Tercero se modifica el apartado 5 y se añaden los apartados 6 y 7 con la siguiente redacción:

«5. La Comisión Nacional de Energía elaborará anualmente un informe en el que detalle las actuaciones llevadas a cabo para el ejercicio de las funciones de supervisión encomendadas, así como el resultado de las mismas. El contenido de este informe se incluirá en el informe sectorial anual que la Comisión Nacional de Energía debe elaborar en virtud del artículo 20 de la Ley 2/2001, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Asimismo, propondrá, en su caso, al Ministro de Industria, Energía y Turismo las correspondientes mejoras regulatorias.

Cuando la Comisión Nacional de Energía detecte, en el ejercicio de sus funciones de supervisión, la existencia de indicios de incumplimiento lo pondrá en conocimiento de las autoridades competentes aportando todos los elementos de hecho a su alcance y, en su caso, una propuesta de actuación.

6. Con objeto de cumplir con sus objetivos y funciones, y dentro de su ámbito de actuación, la Comisión Nacional de Energía podrá dictar disposiciones en forma de circulares de desarrollo y ejecución de las normas contenidas en los reales decretos y órdenes del Ministro de Industria, Energía y Turismo que se dicten en desarrollo de la presente Ley, siempre que estas disposiciones le habiliten de modo expreso para ello. Dichas circulares requerirán informe preceptivo del Consejo Consultivo de Hidrocarburos y del Consejo Consultivo de Electricidad, según corresponda y, en caso de incidir significativamente sobre las condiciones de competencia en los mercados, informe determinante de la Comisión Nacional de la Competencia, de conformidad con el artículo 17.2. b) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia. Estas circulares serán publicadas en el “Boletín Oficial del Estado”.

Los actos y resoluciones adoptadas por la Comisión Nacional de Energía estarán plenamente motivadas para permitir el control jurisdiccional y estarán a disposición del público, al mismo tiempo que se preservará la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales, según lo establecido en el apartado 4.

Los actos y resoluciones de la Comisión Nacional de Energía dictadas en el ejercicio de sus funciones públicas pondrán fin a la vía administrativa, pudiendo ser recurridas ante la jurisdicción contencioso-administrativa en los términos establecidos en la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa. Asimismo, podrán ser recurridas ante esa jurisdicción las disposiciones que apruebe mediante circulares la Comisión Nacional de Energía, en los términos establecidos en la citada Ley 29/1998, de 13 de julio.

7. La Comisión Nacional de Energía tendrá acceso a los registros regulados por la legislación estatal en materia energética. Asimismo, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo tendrá acceso a las bases de datos que obren en poder de la Comisión Nacional de Energía.

A estos efectos, se realizarán los desarrollos informáticos oportunos con el fin de facilitar el acceso electrónico entre ambos organismos de forma que se puedan realizar consultas sobre la información contenidas en las bases de datos y registros en condiciones que mantengan la seguridad, confidencialidad e integridad de la información.»

Treinta y cuatro. En la disposición adicional undécima se añade un nuevo apartado sexto con la siguiente redacción:

«Sexto. Objetivos generales y relación de la Comisión Nacional de Energía con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y con los Organismos Reguladores del resto de los Estados miembros de la Unión Europea.

1. En el ejercicio de las funciones especificadas en la presente Ley, y en colaboración con otras autoridades reguladoras nacionales o los órganos equivalentes de las Comunidades Autónomas, y sin perjuicio de las competencias de éstos, la Comisión Nacional de Energía tomará todas las medidas razonables para contribuir a lograr los siguientes objetivos:

a) Promover el funcionamiento competitivo del sector de energético para garantizar la efectiva disponibilidad y prestación de unos servicios competitivos y de calidad, en lo que se refiere al suministro de la electricidad y de los hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos, en beneficio del conjunto del mercado y de los consumidores y usuarios.

b) Promover, en cooperación con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, las autoridades reguladoras de los demás Estados miembros y la Comisión Europea, un mercado interior de electricidad y del gas natural competitivo, seguro y sostenible ambientalmente, y abrir el mercado de manera efectiva a todos los clientes y suministradores comunitarios, así como garantizar las condiciones adecuadas para que las redes de electricidad y gas funcionen de modo eficaz y fiable, teniendo en cuenta objetivos a largo plazo.

c) Desarrollar mercados regionales competitivos y que funcionen adecuadamente en el ámbito del mercado de la Unión Europea, con el fin de lograr el objetivo mencionado en el párrafo b).

d) Eliminar las restricciones al comercio de la electricidad y del gas natural entre Estados miembros, incluyendo en este objetivo el desarrollo de la capacidad de transporte transfronterizo adecuada para satisfacer la demanda y reforzar la integración de los mercados nacionales que pueda facilitar el flujo de la electricidad y del gas natural a través del mercado interior de la Unión Europea.

e) Contribuir a lograr, de la manera más rentable, el desarrollo de redes no discriminatorias seguras, eficientes y fiables, orientadas a los consumidores y fomentar la adecuación de la red, y, en consonancia con los objetivos generales de la política energética, la eficiencia energética, así como la integración de la producción a gran escala y a pequeña escala de la electricidad y del gas a partir de fuentes de energía renovables y la producción distribuida en las redes tanto de transporte como de distribución.

f) Facilitar el acceso a la red de nuevas capacidades de producción, en particular, suprimiendo las trabas que pudieran impedir el acceso a nuevos agentes del mercado y de electricidad y gas procedentes de fuentes de energía renovables.

g) Asegurar que se dan a los gestores y usuarios de redes los incentivos adecuados tanto a corto como a largo plazo para aumentar la eficiencia de las prestaciones de la red y fomentar la integración del mercado.

h) Contribuir a garantizar un alto nivel de servicio, la protección de los consumidores de energía, especialmente los clientes vulnerables, y la compatibilidad de los procesos de intercambio de datos necesarios para que los clientes cambien de suministrador.

2. La Comisión Nacional de Energía nombrará a un representante entre los miembros del Consejo y a un sustituto entre su personal directivo, a efectos de contacto y representación en el seno del Consejo de Reguladores de la Agencia de

Cooperación de los Reguladores de la Energía, según lo previsto en el artículo 14, apartado 1, del Reglamento (CE) n.º 713/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, por el que se crea la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía.

3. La Comisión Nacional de Energía fomentará el contacto, la colaboración en cuestiones transfronterizas, la coordinación regular y periódica con la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, con la Comisión Europea y con los Organismos Reguladores de los Estados miembros de la Unión Europea y de otros Estados.

4. Sin perjuicio de sus competencias específicas, la Comisión Nacional de Energía cooperará con el resto de Organismos Reguladores de los Estados miembros de la Unión Europea, con el fin de:

a) Promover la aplicación de medidas operativas, a fin de permitir una gestión óptima de la red, y fomentar los intercambios conjuntos de gas y electricidad y la asignación de capacidad transfronteriza, así como para permitir un nivel adecuado de capacidad de interconexión, incluso mediante nuevas interconexiones, en una región y entre regiones, de manera que pueda darse una competencia efectiva y mejorarse la seguridad del suministro, sin que haya discriminación entre empresas de suministro de diferentes Estados miembros.

b) Coordinar el desarrollo de todos los códigos de red para los gestores de red de transporte pertinentes y otros agentes del mercado.

c) Coordinar el desarrollo de las normas que rigen la gestión de la congestión.

5. La Comisión Nacional de Energía podrá establecer acuerdos de cooperación con el resto de Organismos Reguladores de los Estados miembros con el fin de fomentar la cooperación en el ámbito de la regulación.

6. La Comisión Nacional de Energía comunicará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo los nombramientos a los que se refiere el apartado 2. Asimismo informará a dicho Ministerio sobre el desarrollo de las actuaciones que se lleven a cabo en aplicación de los apartados 3 y 4 de forma que se permita realizar un seguimiento actualizado de las mismas y remitirá copia de los acuerdos a que se refiere el apartado 5.

7. La Comisión Nacional de Energía deberá cumplir y poner en práctica las decisiones pertinentes y jurídicamente vinculantes de la Agencia y la Comisión Europea. La Comisión Nacional de Energía podrá solicitar un dictamen de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía sobre la compatibilidad de cualquier decisión adoptada por un Organismo Regulador con las directrices mencionadas en las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE o en el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005.

8. La Comisión Nacional de Energía remitirá la memoria anual de actividades que incluya las cuentas anuales, la situación organizativa y la información relativa al personal y las actividades realizadas por la Comisión, con los objetivos perseguidos y los resultados alcanzados al Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Asimismo, informará anualmente de sus actividades y del cumplimiento de sus obligaciones a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y a la Comisión Europea.»

Treinta y cinco. Se añade una disposición adicional trigésima segunda con la siguiente redacción:

«Disposición adicional trigésima segunda. *Sociedades filiales de ENAGAS, S.A.*

ENAGAS, S.A. no podrá realizar a través de las filiales a las que se refiere la disposición adicional trigésima primera actividades distintas de la gestión técnica del sistema, el transporte y la gestión de la red de transporte. Del mismo modo dichas filiales reguladas no podrán adquirir participaciones en las sociedades con objeto social distinto.»

Treinta y seis. Se añade una disposición transitoria vigésima cuarta con la siguiente redacción:

«Disposición transitoria vigésima cuarta. *Separación de actividades de los transportistas de la red troncal.*

Las empresas transportistas titulares de instalaciones de la red troncal deberán realizar las adaptaciones necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 63.3 antes del día 3 de octubre de 2012.»

[. . .]

TÍTULO III

Medidas dirigidas a corregir las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos en los sectores eléctrico y gasista

[. . .]

Artículo 14. *Retribución de almacenamientos subterráneos básicos de gas natural.*

1. En el caso de los almacenamientos subterráneos, la retribución por costes de inversión y por costes de operación y mantenimiento se devengará desde el día siguiente al de puesta en servicio comercial de la instalación que se trate. Para el año de puesta en servicio, los costes de inversión se calcularán prorrateando por el número de días durante los cuales el elemento de inmovilizado "i" haya estado en servicio.

2. Sin perjuicio de aquellos importes devengados y solicitados de conformidad con sus disposiciones reglamentarias específicas a la fecha de entrada en vigor de este real decreto-ley, se suspende el reconocimiento de importes adicionales en concepto de retribución provisional a favor de los titulares de almacenamientos subterráneos de gas natural que tengan establecidos tales esquemas.

3. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 3.5 de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, todos los contratos destinados a la realización de trabajos de operación y mantenimiento que no sean asumidos directamente por el concesionario deberán ser notificados a la Secretaría de Estado de Energía, que podrá rechazarlos o condicionarlos. En cualquier caso, todos ellos serán adjudicados de acuerdo con los principios de concurrencia, transparencia y mínimo coste, salvo en aquellos casos en que se justifique su imposibilidad.

4. Las Direcciones de las áreas, o en su caso, Dependencias de las Áreas de Industria y Energía extenderán la correspondiente acta de puesta en servicio definitiva en el plazo máximo de un mes desde que el titular acredite que la instalación ha funcionado al menos 48 horas seguidas en el entorno de los parámetros nominales, tanto en modo inyección como en modo extracción.

No obstante, aquéllas podrán extender un acta de puesto en servicio provisional para el conjunto del almacenamiento una vez se verifiquen las condiciones establecidas en sus respectivas autorizaciones administrativas con carácter general para la puesta en marcha y podrá comenzarse la inyección del gas colchón. A partir del día siguiente al de la eficacia de dicha acta provisional y previa solicitud de los promotores, podrá abonarse a cuenta la retribución definitiva. Esta retribución definitiva será aprobada en los términos, plazos y condiciones establecidos en la legislación vigente, y tendrá consideración de transitoria hasta la emisión del acta de puesta en servicio definitiva, de forma que los importes abonados no se considerarán firmes hasta la emisión de dicho acta.

Desde la solicitud de dicha retribución transitoria y hasta la emisión del acta de puesta en servicio definitiva, los titulares constituirán garantías a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas por importe del 10 por ciento de la retribución abonada para responder del cumplimiento de los parámetros nominales de funcionamiento. Esta garantía se constituirá progresivamente de tal forma que no más tarde del 31 de enero del año «n» se constituirá por el importe realmente abonado en el año natural «n-1» y se formalizará de

acuerdo en los términos previstos en el artículo 3 del Reglamento de la Caja General de Depósitos aprobado por Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero.

[. . .]

Disposición adicional segunda. *Obligación de los comercializadores en relación con el servicio de atención a las reclamaciones.*

Las empresas comercializadoras deberán realizar las adaptaciones necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 81.2.n) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, antes de que transcurran tres meses desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley.

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Establecimiento de peajes de acceso a las redes de energía eléctrica y al sistema gasista.*

1. Hasta que la Comisión Nacional de Energía establezca la metodología para el cálculo de la parte de los peajes de acceso a las redes de electricidad correspondientes a los costes de transporte y distribución de energía eléctrica, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición adicional undécima.tercero.1.decimonovena.i de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, la aprobación de los peajes de acceso se realizará de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

2. Hasta que la Comisión Nacional de Energía establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima.tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada Ley así como lo dispuesto en el Real Decreto 949/2002, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural y las órdenes de desarrollo.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones pertenecientes a la red troncal de gasoductos.*

1. En el plazo máximo de dos meses desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determinarán las instalaciones de la Red Básica de Gas Natural que tengan la consideración de instalaciones pertenecientes a la red troncal de gas natural.

Asimismo, el Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará aquellas instalaciones que, como consecuencia del desarrollo de la red básica, pasen a formar parte de la red troncal.

2. Las empresas propietarias de alguna instalación de la red troncal de gas natural deberán solicitar a la Comisión Nacional de Energía, antes de que transcurran dos meses desde que se dicte la orden ministerial referida en el párrafo primero del apartado anterior, la correspondiente certificación de separación de actividades, o presentar ante esta, contrato previo de cesión de la gestión de las citadas instalaciones con alguna de las empresas solicitantes de certificación como gestor de red independiente.

[. . .]

Disposición transitoria cuarta. *Suspensión de la autorización administrativa de nuevas gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida.*

1. Hasta la aprobación por acuerdo del Consejo de Ministros de una nueva planificación de la red de transporte de gas natural, queda suspendida la tramitación de gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida, pendientes de obtener o solicitar la autorización administrativa, incluidas en el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros el 30 de mayo de 2008 y modificado por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de

transporte de energía eléctrica y gas natural, que no se consideren compromisos internacionales o económicamente rentables para el sistema por el incremento de la demanda asociada.

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros se podrá restablecer la tramitación individualizada y con carácter excepcional de estas instalaciones. El carácter excepcional vendrá justificado si la no construcción de la instalación en el plazo de 3 años supone un riesgo inminente en la seguridad del suministro o un impacto económico negativo en el sistema gasista, así como si su construcción resulta estratégica para el conjunto del Estado.

2. Lo dispuesto en el apartado primero de esta disposición no será de aplicación a los gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia. En este caso, con objeto de justificar la rentabilidad económica de las infraestructuras, junto con la solicitud de la autorización de la instalación, los promotores deberán presentar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la autoridad competente para autorizar la instalación, un compromiso de los potenciales consumidores y, en su caso, de los correspondientes distribuidores, donde se acredite convenientemente para cada consumidor relevante (mayor de 1 GWh/año) la cantidad estimada de gas natural a consumir anualmente durante los próximos 6 años, la fecha prevista de inicio del consumo de gas de cada consumidor y la presión de suministro. A partir de dicha información, la autoridad competente para autorizar dicha instalación analizará la viabilidad económica de la inversión a realizar en el proyecto. De no alcanzarse los ingresos por peajes necesarios, no quedaría suficientemente justificada la necesidad para construir dicha infraestructura y la autorización será denegada. En caso de que, una vez puesta en servicio la infraestructura, no se alcancen los niveles de consumo necesarios que justificaron su construcción, la retribución del transportista se verá minorada de forma que el sistema gasista no sufra desajuste alguno derivado de la construcción de dicha infraestructura. El Ministro de Industria, Energía y Turismo establecerá la forma en que la retribución de dichas instalaciones se verá minorada.

3. A los efectos de lo establecido el apartado primero de esta disposición quedan excluidas las siguientes infraestructuras vinculadas a compromisos internacionales previamente adquiridos:

a) Gasoducto Zarza de Tajo-Yela. Infraestructura asociada a la conexión internacional de Larrau.

b) Estación de Compresión de Euskadour. Infraestructura asociada a la conexión internacional de Irún/Biriatou.

[. . .]

Información relacionada

- A los efectos de lo establecido en la disposición transitoria cuarta del presente Real Decreto-ley, véase la Resolución de 13 de marzo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de marzo de 2018, por el que se restablece la tramitación de las instalaciones asociadas a la interconexión gasista con Francia. Ref. BOE-A-2018-3667

§ 6

Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 241, de 4 de octubre de 2014
Última modificación: 17 de enero de 2018
Referencia: BOE-A-2014-10059

I

El almacenamiento subterráneo de gas natural «Castor», situado en el subsuelo del mar a 21 km aproximadamente de la costa, es una infraestructura singular en la que concurren una serie de circunstancias que requieren de una solución integral que, con carácter inmediato y urgente, habilite un marco normativo que consolide la primacía del interés general en relación con la seguridad de las personas, los bienes y el medio ambiente en el entorno del almacenamiento.

El presente real decreto-ley se justifica por la extraordinaria y urgente necesidad de atender a la compleja situación técnica existente en la instalación, especialmente tras la renuncia a la concesión presentada por su titular. A este fin, se acuerda la hibernación de las instalaciones y la asignación de su administración a la sociedad ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., quien se encargará, durante la citada hibernación, de su mantenimiento y operatividad, así como de la realización de los informes técnicos necesarios para determinar la correcta operatividad de la instalación y en su caso, de los trabajos necesarios para su desmantelamiento. También llevará a cabo el pago de la correspondiente compensación a ESCAL UGS, S.L., por las instalaciones cuya administración se le asigna. La experiencia adquirida por ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., en la gestión y operación de almacenamientos subterráneos, como titular de las principales instalaciones de tal naturaleza que operan en el sistema gasista, garantiza el mantenimiento efectivo del almacenamiento subterráneo «Castor» en condiciones seguras. Además, se reconoce a dicha sociedad una retribución del sistema gasista por el desarrollo de los trabajos que la presente norma le asigna así como una compensación por el desembolso económico al actual titular de las instalaciones.

II

El Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo, otorgó a ESCAL UGS, S.L., la concesión de explotación para el almacenamiento subterráneo de gas natural denominado «Castor», que se integraría en el sistema gasista como infraestructura básica y consecuentemente, sujeta al régimen de acceso de terceros a la red y con derecho a una retribución regulada. El almacenamiento fue recogido en el Documento de «Planificación de los sectores de la

electricidad y del gas 2008-2016», aprobado por el Consejo de Ministros con fecha de 30 de mayo de 2008.

El Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo, además de su carácter meramente demanial, concretaba algunas especificidades del almacenamiento entre las que cabe destacar el régimen de extinción de su artículo 14. Entre ellas se establecía la posibilidad de renuncia de la concesión de explotación por el titular así como la determinación de la compensación a percibir en dicha eventualidad. Dicha previsión fue objeto de litigio a resultas del Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de mayo de 2012, que declaró la lesividad para el interés público del inciso final del mencionado artículo por entender incompatible una compensación a la empresa concesionaria en caso de caducidad o extinción de la concesión si concurre dolo o negligencia de la misma, con el criterio de la gratuidad de la reversión de las instalaciones estipulado en el artículo 29.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. El Tribunal Supremo dictó sentencia el 14 de octubre de 2013 en la que afirmó que la previsión genérica de gratuidad en la reversión de las instalaciones contenida en el artículo 29.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos debía entenderse «a reserva de previsiones específicas en el otorgamiento de cada concesión concreta», concluyendo por ello, en relación con el citado artículo 14 del Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo «que dicha previsión no choca con el tenor del artículo 29.1 de la Ley del Sector de Hidrocarburos y que, por consiguiente, no podemos declarar su nulidad. Pero no significa que aunque medie dolo o negligencia de la empresa concesionaria en todo caso vaya ésta a percibir la indemnización prevista en el inciso litigioso. Antes al contrario, dicha regla concesional es a su vez una previsión genérica de compensación por el valor residual de unas instalaciones que revierten operativas al Estado en caso de caducidad o extinción de la concesión; pero la efectiva percepción por parte de la empresa titular de dicha compensación dependerá de las causas que hayan llevado a la caducidad o extinción de la concesión y de las circunstancias concurrentes en el caso concreto en que se hayan producido».

Por otra parte, el referido Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo, habilitaba a su titular para emplear la estructura subterránea como almacenamiento subterráneo pero exigía, al mismo tiempo, la obtención de autorización administrativa de sus instalaciones necesarias. Previa realización del trámite de evaluación de impacto ambiental que concluyó por Resolución de 23 de octubre de 2009, de la Secretaría de Estado de Cambio Climático, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto Almacén subterráneo de gas natural Amposta, y posteriormente por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 7 de junio de 2010, se otorgó autorización administrativa y reconocimiento de la utilidad pública de las instalaciones y servicios necesarios para el desarrollo del proyecto de almacenamiento subterráneo «Castor». Finalizados los trabajos de construcción de los mismos, la Dependencia del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Castellón emitió, el 5 de julio de 2012, el acta de puesta en servicio provisional para el conjunto del almacenamiento que además de habilitar para la inyección del gas colchón establece el inicio del devengo de la retribución regulada de la instalación.

La inyección de dicho gas colchón estaba programada en varias fases, que de forma gradual, debían permitir la validación y puesta en marcha de la instalación. La primera tuvo lugar entre el 14 y el 25 de junio de 2013 y la segunda, entre el 19 y el 23 de agosto de 2013, etapas que tuvieron lugar sin incidencias significativas. Durante la tercera fase de inyección, en el mes de septiembre de 2013, la red sismográfica de monitorización del almacenamiento detectó una serie de eventos sísmicos, con una evolución caracterizada por una primera fase con un comportamiento de sismicidad inducida, donde el cese de las inyecciones fue seguido rápidamente por un decrecimiento de la actividad, y una segunda fase de sismicidad disparada. Estos eventos fueron sentidos con intensidad macrosísmica II y III en la escala macrosísmica europea EMS-98, generando una notable alarma social, lo que motivó la suspensión temporal de la operación del almacenamiento, decretada inicialmente por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 26 de septiembre de 2013 y prorrogada posteriormente por resolución de fecha 18 de junio de 2014.

A sus resultas, se encargaron sendos informes al Instituto Geográfico Nacional y al Instituto Geológico y Minero de España que no permiten aún emitir una conclusión definitiva sobre las eventuales consecuencias de una vuelta a la operación. Al contrario, recomiendan la realización de una serie de estudios adicionales que, sin perjuicio de las eventuales aportaciones de técnicos internacionales, permitirían disponer de una base sólida y coherente sobre la que tomar una decisión sobre el futuro de la instalación que prime de manera determinante la seguridad de las personas, los bienes y del medioambiente. Por este motivo, el presente real decreto-ley hiberna las instalaciones del almacenamiento subterráneo y encarga a la empresa ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. la realización de los estudios necesarios sobre la seguridad en la operación de la instalación.

III

El 31 de octubre de 2012, ESCAL UGS, S.L solicitó el inicio de los trámites para la inclusión del almacenamiento en el régimen retributivo del sistema gasista, adjuntando a su solicitud la información que exige el artículo 6 de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica. Encontrándose en fase de estudio la compleja solicitud y como consecuencia de los hechos detallados anteriormente aquella no fue resuelta.

Posteriormente, el 18 de julio de 2014, ESCAL UGS, S.L. presentó en el registro del Ministerio de Industria, Energía y Turismo un escrito en el que comunica su decisión de ejercer el derecho a la renuncia a la concesión. Como se ha mencionado anteriormente, tanto el Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo, como la ya referida Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, contemplan la posibilidad de renuncia anticipada a la concesión y el reconocimiento de una compensación por las inversiones efectuadas, siendo precisa la expresa autorización administrativa de tal renuncia de conformidad con lo previsto en el artículo 14 del referido Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo. El valor de dicha compensación se establece en el valor neto de la inversión acometida. El importe total de la inversión asciende a 1.461.420 miles de euros, importe al que habría que descontar la retribución provisional ya abonada de 110.691,36 miles de euros. Con ello, el importe que se reconoce a ESCAL UGS, S.L. asciende a 1.350.729 miles de euros.

Como consecuencia de lo anterior, el presente real decreto-ley extingue la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo de gas natural denominado «Castor». La efectividad de la renuncia no implica, en modo alguno, la extinción de la responsabilidad que la actual sociedad titular y sus accionistas deban, en su caso, afrontar por su gestión del proyecto y que será convenientemente exigida una vez se dispongan de todos los elementos de juicio necesarios.

IV

Mediante este real decreto-ley se consolida la suspensión de la operación en el almacenamiento ya establecida por la Dirección General de Política Energética y Minas, con determinadas condiciones de forma que se hibernan las instalaciones del almacenamiento subterráneo «Castor».

La situación de hibernación de estas instalaciones ya construidas permite su explotación siempre que se realicen los estudios técnicos necesarios que garanticen la seguridad de las personas, los bienes y el medio ambiente, y así se considere por acuerdo del Consejo de Ministros. De esta forma, se mantiene el interés estratégico del almacenamiento subterráneo «Castor», que forma parte del conjunto de instalaciones para la seguridad de suministro del sistema gasista español, cuyo abastecimiento depende fundamentalmente de los suministros exteriores, y por consiguiente, la utilidad pública de dicho almacenamiento, así como la imputación de los costes e ingresos al sistema gasista.

En esta situación de hibernación, en la que no se realizará ninguna extracción o inyección de gas natural en el almacenamiento, la administración de las instalaciones hibernadas se asignan a la sociedad ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., mientras que el derecho y el uso de la estructura geológica del almacenamiento subterráneo se reintegran al dominio público al que hace referencia el artículo 2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del

sector de hidrocarburos. Esta sociedad se responsabilizará del mantenimiento de las instalaciones en condiciones seguras a cambio de una compensación por los costes incurridos en la ejecución de tales funciones, debidamente auditados. En el supuesto en que ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., realice con sus propios recursos cualquier operación, se añadirá un beneficio industrial y en el caso de subcontrataciones, un coste por la gestión y administración de las mismas.

Con dicha asignación se garantiza la seguridad de las personas, los bienes y el medioambiente y el correcto mantenimiento de la operatividad del almacenamiento subterráneo Castor optimizando los recursos disponibles por el sistema gasista.

Esta medida se justifica por cuanto ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., es titular de tres de los cuatro almacenamientos subterráneos del sistema (Serrablo, Gaviota y Yela), lo que representa en torno al 98 por ciento de la capacidad útil total de almacenamiento del sistema gasista prevista en los próximos años, excluido Castor.

Además de lo anterior y como consecuencia de la asunción por ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., de la administración de tales instalaciones, se deriva la obligación de pago a ESCAL UGS, S.L. de 1.350.729 miles de euros, siendo titular ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., por razón de la asunción de tal obligación de pago, de un derecho de cobro por parte del sistema gasista de las cantidades que le permitan garantizar la cobertura de tal pago en la cuantía y términos que se fijan en el presente real decreto-ley.

La satisfacción del derecho de cobro y del resto de costes se realizará a través de los pagos que realice el órgano competente en materia de liquidaciones del sistema gasista, que es actualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de conformidad con la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Dada la excepcionalidad de la operación y con objeto de dar las mayores garantías en cuanto al cobro se contemplan un conjunto de medidas. Así, en primer lugar, se interpone al organismo encargado de las liquidaciones como sujeto obligado al pago mediante la creación de una cuenta específica en régimen de depósito. En segundo lugar, se da prioridad al pago del derecho de cobro frente al resto de costes del sistema gasista. Finalmente, de forma extraordinaria y excepcional, se establece que dichos derechos de cobro puedan servir de garantía en los acuerdos de garantía financiera previstos en el Real Decreto-ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.

Por consiguiente, la hibernación de esta instalación implica un régimen jurídico y económico específico no contemplado de forma expresa en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, ni en su normativa de desarrollo. La atribución de las citadas obligaciones a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., a ESCAL UGS, S.L, así como al resto de sujetos implicados y la imputación con cargo al sistema gasista de un nuevo coste que, de conformidad con el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, debe hacerse por ley, exige una norma con rango de ley y teniendo en cuenta la extraordinaria y urgente necesidad con que han de adoptarse estas medidas se articula mediante un real decreto-ley.

Como se ha señalado, ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., completará los informes y estudios a los que se hace referencia en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de fecha 18 de junio de 2014, así como aquellos que se consideren precisos para comprobar la correcta construcción, mantenimiento y utilización del almacenamiento, la verificación de la seguridad en el mantenimiento y operación de la instalación y la adquisición de conocimientos técnicos precisos para el desarrollo del almacenamiento.

De este conocimiento deberá obtenerse la profundidad de juicio precisa a fin de que se adopte la decisión definitiva que determine el futuro del almacenamiento, debiendo procederse al desmantelamiento cuando puedan existir riesgos para las personas, los bienes o el medio ambiente que lo aconsejen.

En el supuesto de que el Consejo de Ministros considerase segura la operación del almacenamiento, por tratarse de unas instalaciones necesarias para la seguridad del suministro, se integrarán en una nueva concesión de explotación, y el conjunto se deberá asignar en un procedimiento público de concurrencia competitiva a la oferta que, cumpliendo

los requisitos técnicos y de seguridad exigibles, suponga un menor coste para el sistema gasista. En ningún caso se afectará a los derechos de cobro reconocidos con cargo al sistema gasista.

Por todo lo anteriormente expuesto, la nueva situación determinada por la sobrevenida renuncia a la concesión con la concurrencia de los hechos y aspectos técnicos, económicos y jurídicos antes referidos hace imprescindible articular un marco normativo adecuado e inmediato que permita garantizar el interés general primario de la seguridad de las personas, bienes y medioambiente, y ello con el carácter de extraordinaria y urgente necesidad exigido para la aprobación del presente real decreto-ley.

V

La Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, modifica el artículo 28 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, para disponer que el titular de la autorización de explotación de una central nuclear sea una única persona jurídica dedicada exclusivamente a la gestión de centrales nucleares, contando con los medios materiales, económico-financieros y personales necesarios.

Asimismo, la referida Ley 12/2011, de 27 de mayo, añade una disposición transitoria única a la Ley 25/1964, de 29 de abril, en la que se establece el procedimiento a seguir por los titulares de las centrales nucleares que no cumplan con los requisitos establecidos en la nueva redacción del artículo 28 de la citada Ley 25/1964, de 29 de abril, para adaptarse a estos requisitos, fijando un plazo para llevar a cabo esta adaptación.

Sin embargo, transcurrido en exceso dicho plazo, no se ha podido llevar a cabo la adaptación establecida por la ley en aquellas centrales nucleares en las que existen varios titulares, por no haber dado éstos cumplimiento a lo dispuesto en dicha disposición transitoria única.

A la vista de lo anterior, y siendo necesario que se completen los procesos de adaptación de las distintas centrales nucleares, se ha considerado urgente y necesario proceder a esta modificación legal, ya que, además, es preciso posibilitar, en su caso, la renovación de las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares afectadas, para evitar un posible impacto negativo en la estabilidad del suministro eléctrico.

Esta medida afecta a todas las centrales nucleares, salvo a la central nuclear de Santa María de Garoña y a la central nuclear de Cofrentes ya que son las únicas que cumplen con el requisito de tener un único titular.

Mediante esta modificación, se pretende no interferir, en la medida de lo posible, en el modelo de explotación implantado desde hace años en las centrales nucleares afectadas, y respetar el contexto de competencia en materia de generación nucleoeléctrica que actualmente existe en el mercado eléctrico.

Hay que tener en cuenta que la operación de estas centrales se lleva a cabo por medio de Agrupaciones de Interés Económico (AIE) constituidas por sus copropietarios que cuentan con los recursos personales que son exigidos en el apartado 2 del artículo 28. Mediante esta modificación legal se exige también que se les dote con los demás medios necesarios.

Además, dado que una misma entidad puede ser titular de la explotación de varias centrales nucleares con diferentes propietarios, con la modificación contemplada en este real decreto-ley se pretende exonerar de cualquier responsabilidad que pudiera derivarse de la explotación de una central nuclear a aquellas compañías que siendo partícipes de dicha entidad titular no sean copropietarios de la misma.

Esta modificación legal pretende dar solución a la situación planteada, sin perjuicio de que, con posterioridad, las empresas afectadas puedan solicitar una modificación de la titularidad de una central nuclear, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 12.i) de Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado por Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución Española, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 3 de octubre de 2014,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Hibernación de las instalaciones

Artículo 1. *Hibernación de la instalación.*

1. Se hibernan las instalaciones del almacenamiento subterráneo «Castor». Durante esta hibernación no se realizará ninguna inyección o extracción de gas natural en las estructuras geológicas del subsuelo que conforman el almacenamiento subterráneo. ENAGÁS GTS, en su calidad de Gestor Técnico del Sistema, velará por que no se realicen entregas de gas al almacenamiento.

Lo anterior no resultará de aplicación a aquellas cantidades de hidrocarburo que sean imprescindibles para garantizar la operatividad de las instalaciones y equipos o la seguridad de las personas, los bienes y el medio ambiente.

2. Mediante acuerdo del Consejo de Ministros se podrá poner término a la hibernación, previa valoración motivada de los resultados de los correspondientes estudios técnicos y atendiendo a la evolución de la demanda de gas natural. La decisión adoptada garantizará la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista y primará, de manera determinante, la seguridad de las personas, los bienes y el medioambiente.

En esta disposición del Consejo de Ministros se acordarán bien el desmantelamiento del almacenamiento o, en su caso, la integración de las instalaciones en una concesión de explotación del almacenamiento que deberá otorgarse a través de un procedimiento de concurrencia competitiva de conformidad con la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y su normativa de desarrollo, correspondiendo al sistema gasista los ingresos y costes prudentes derivados de ambos.

CAPÍTULO II

Extinción de la concesión y efectos

Artículo 2. *Extinción de la concesión «Castor».*

1. Se extingue la concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de gas natural denominado «Castor», otorgada por Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo, por la causa prevista en el artículo 34.1 apartado c) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y a los efectos del artículo 14 de dicho real decreto, de acuerdo con las condiciones particulares que se determinan en el presente real decreto-ley.

2. **(Anulado)**

3. La extinción de la concesión implica la de todas las cargas y gravámenes impuestos sobre los bienes e instalaciones objeto de la concesión. Los titulares posteriores o empresas que realicen cualquier clase de actividad sobre el objeto de la concesión de explotación extinguida no quedarán subrogados en las obligaciones, incluidas las derivadas de relaciones laborales o mercantiles, contraídas por ESCAL UGS, S.L.

4. La extinción de la concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos «Castor» se produce sin perjuicio de las responsabilidades que puedan ser exigidas a ESCAL UGS, S.L. tanto a resultas de los eventuales vicios o defectos en su ejecución que puedan presentar las instalaciones y se pongan de manifiesto dentro de los diez años siguientes a la entrada en vigor del presente real decreto-ley como de las acciones y omisiones que, como titular de la concesión, haya desarrollado durante su periodo de vigencia y hasta la fecha en que la Sociedad ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. asuma de forma plena la administración de las instalaciones de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 de la disposición transitoria segunda del presente real decreto-ley. En el caso de disolución o liquidación de la sociedad ESCAL UGS, S.L., así como si resultase insolvente para hacer frente a las tales responsabilidades, éstas serán exigibles, solidariamente, a los socios o partícipes en su capital a 18 de julio de 2014, así como, subsidiariamente, a las sociedades dominantes de los grupos de sociedades a que dichos socios y partícipes

pertenecieran, todo ello, igualmente, por referencia a la indicada fecha de 18 de julio de 2014.

A los efectos previstos en el párrafo anterior, será sociedad dominante la que ostentase una participación superior al cincuenta por ciento en el capital social de la sociedad accionista de ESCAL UGS, S.L., Si ninguna sociedad alcanzara tal porcentaje será de aplicación el artículo 42 del Código de Comercio.

Las cantidades que en tal concepto puedan ser exigidas tendrán la consideración de ingresos del sistema gasista, siendo aplicable, tanto para la determinación de las responsabilidades como para la liquidación de las obligaciones derivadas y exigencia de su pago, el plazo de prescripción señalado en la disposición adicional séptima de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, cuyo cómputo se realizará con aplicación de las reglas previstas en el artículo 15 de la Ley 47/2003, de 26 de noviembre, General Presupuestaria.

5. También corresponderán al sistema gasista las indemnizaciones derivadas de las responsabilidades que, por el otorgamiento de la concesión de explotación o la operación del almacenamiento subterráneo de gas natural «Castor», pudieran reconocerse en procedimientos administrativos o judiciales.

Artículo 3. *Asignación de la administración de las instalaciones.*

1. La administración de las instalaciones asociadas al almacenamiento subterráneo de gas natural denominado «Castor» se asignan a la sociedad ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.

Esta sociedad asumirá la administración de las instalaciones y será titular de todos los derechos y obligaciones asociados a las mismas durante todo el periodo que medie hasta la finalización del periodo de hibernación. Entre tales derechos asociados no se incluye el derecho de cobro regulado en el artículo 5 de este real decreto-ley.

En dichas instalaciones se integran, sin carácter limitativo, los elementos referidos en la Resolución de 7 de junio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a ESCAL UGS, S.L. autorización administrativa y reconocimiento de la utilidad pública de las instalaciones y servicios necesarios para el desarrollo del proyecto de almacenamiento subterráneo «Castor».

2. ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. se subrogará automáticamente en la fecha en que asuma de forma plena la administración de las instalaciones de conformidad con lo dispuesto en la disposición transitoria segunda.2 del presente real decreto-ley, en la titularidad de los restantes permisos, concesiones, autorizaciones o cualesquiera otros títulos administrativos habilitantes relacionados con las instalaciones de los que ESCAL UGS, S.L. fuera titular.

La plena asunción de la administración de las instalaciones implicará la realización de las operaciones necesarias para el mantenimiento y la operatividad de las mismas. Se entienden incluidas las de funcionamiento de las instalaciones, los desarrollos necesarios por motivos técnicos, de seguridad y cualesquiera otros requeridos por la normativa de aplicación, la realización de estudios geológicos, técnicos y económicos, las de comprobación de la correcta construcción, mantenimiento y utilización del almacenamiento así como todos aquellos servicios que estén relacionados o sean complementarios con los anteriores, o que sean necesarios directa o indirectamente para la correcta administración de dichas instalaciones.

Además, le corresponderá el desmantelamiento siempre que así se disponga en el acuerdo a que se refiere el artículo 1.2, el cual deberá realizarse en condiciones seguras conforme al razonable estado de la ciencia y técnica en ese momento.

Asimismo, ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., deberá garantizar la seguridad de las instalaciones para las personas, los bienes y el medioambiente y asegurar el cumplimiento de las normas que resulten de aplicación, en particular en lo que se refiere a las obligaciones fiscales, de ordenación del territorio y urbanismo, de protección del medio ambiente, de protección de los recursos marinos, y de seguridad para personas y bienes.

Los costes del mantenimiento y operatividad así como todos aquellos en los que incurra ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., por la realización de los trabajos indicados anteriormente o por la administración de las instalaciones serán retribuidos en los términos del artículo 6 del presente real decreto-ley.

3. Los ingresos derivados de la venta de cualquier activo de la instalación, incluido, en su caso, el hidrocarburo contenido en el almacenamiento, corresponderán al sistema gasista.

4. ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., será exclusivamente responsable de las consecuencias derivadas del incumplimiento de sus obligaciones. En particular, no responderá de los desperfectos o destrucción de las instalaciones o cualesquiera otros daños o perjuicios ocasionados fuerza mayor o caso fortuito, ni por los que vengan determinados por las acciones u omisiones de ESCAL UGS, S.L. durante la vigencia de la concesión y hasta la fecha en que ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., asuma de forma plena la administración de las instalaciones de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 de la disposición transitoria segunda del presente real decreto-ley.

[. . .]

Disposición transitoria segunda. *Desempeño transitorio de funciones.*

1. ESCAL UGS, S.L. será responsable de que las actividades de mantenimiento y operatividad de las instalaciones se desarrollen con normalidad, en condiciones seguras y de acuerdo con los principios de transparencia y mínimo coste hasta la plena asunción de la administración de las instalaciones por ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.

Desde la entrada en vigor de este real decreto-ley ESCAL UGS, S.L. deberá colaborar y facilitar a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., la información, el acceso a las instalaciones y la asistencia necesaria para el traspaso ordenado de funciones.

ESCAL UGS, S.L deberá mantener el cumplimiento de los requisitos y obligaciones exigidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y demás disposiciones legales y reglamentarias aplicables, así como de las condiciones que hubieran sido impuestas en las disposiciones de otorgamiento de la concesión de explotación del almacenamiento subterráneo Castor y en este real decreto-ley. En particular, mantendrá la titularidad de los permisos, concesiones, autorizaciones o cualesquiera otros títulos administrativos habilitantes relacionados con las instalaciones.

El incumplimiento de dichas condiciones o de cualquiera de sus obligaciones podrá suponer la pérdida del reconocimiento de los costes de mantenimiento y operatividad de las instalaciones previstos en el apartado 3 de esta disposición, sin perjuicio de aquellas otras responsabilidades que le sean exigibles.

2. Antes del 1 de diciembre de 2014, ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., asumirá de forma plena la administración de las instalaciones, que será comunicada al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En el plazo de dos meses desde la asunción plena de la administración de dichas instalaciones, ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, un informe técnico para acreditar el estado de las instalaciones recibidas, el grado de cumplimiento de la normativa vigente, las inversiones a realizar para corregir las deficiencias que presente o, en su caso, para adaptarlo a su nuevo estado, la priorización de las inversiones a realizar y la posibilidad de programarlas en el tiempo y las necesidades de mantenimiento futuras. En función de este informe, podrá minorarse el importe reconocido a ESCAL UGS, S.L. por sus costes de mantenimiento y operatividad.

3. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determinará el importe correspondiente a los costes de mantenimiento y operatividad de las instalaciones en que razonablemente hubiese incurrido ESCAL UGS, S.L desde la entrada en vigor del presente real decreto-ley hasta la asunción plena de la administración de la instalación por ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., Los costes así reconocidos se agregarán al procedimiento de liquidación en curso y se abonarán a ESCAL UGS, S.L. en un pago único.

Con este objetivo, ESCAL UGS, S.L. presentará en el plazo de 10 días desde la entrada en vigor de este real decreto-ley al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una estimación de los costes en los que prevé incurrir durante dicho periodo transitorio. Finalizado el periodo transitorio, presentará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la memoria de gastos auditados correspondiente a dicho periodo, a los efectos del reconocimiento de los costes.

4. Tanto el Ministerio de Industria, Energía y Turismo como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán solicitar a ESCAL UGS, S.L., y a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., la información adicional que consideren necesaria para verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en este real decreto-ley.

Disposición final primera. *Título competencial.*

El presente real decreto-ley se dicta al amparo de las competencias que corresponden al Estado en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Habilitación normativa.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo para que dicte las disposiciones que sean precisas para el desarrollo y ejecución de lo establecido en este real decreto-ley.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto-ley entrará en vigor mismo día de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 7

Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 252, de 17 de octubre de 2014
Última modificación: 11 de enero de 2023
Referencia: BOE-A-2014-10517

[. . .]

TÍTULO III

Medidas urgentes en el ámbito energético

[. . .]

CAPÍTULO II

Sostenibilidad económica del sistema de gas natural

Artículo 59. *Sostenibilidad económica y financiera.*

1. Las actuaciones de las Administraciones Públicas y los sujetos que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

2. Los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas.

3. Las empresas titulares de activos sujetas a retribución regulada a las que se apliquen, en alguna de sus áreas, normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la retribución reconocida a estas empresas, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema gasista.

4. Los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos del sistema gasista. Estos costes se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en la presente Ley y sus normas de desarrollo:

a) Los costes asociados al uso de las instalaciones son los siguientes:

1.ª Retribución asociada al uso de las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

2.ª Retribución asociada al uso de las instalaciones de almacenamiento subterráneo.
3.ª Retribución de la gestión técnica del sistema

b) Los costes no asociados al uso de las instalaciones son los siguientes:

1.ª Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica.
2.ª En su caso, el coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios.
3.ª Medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidas reglamentariamente, conforme a lo establecido en el artículo 84.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.
4.ª Anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la presente Ley, con sus correspondientes intereses y ajustes.
5.ª En su caso, retribuciones reguladas al operador del mercado organizado de gas natural salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.
6.ª Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

5. Los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista.
Toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema.
6. Con carácter anual, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobará una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema gasista para los seis años siguientes.
7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones de transporte, distribución, plantas de Gas Natural Licuado respetando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista y de suficiencia para cubrir los costes asociados al uso de dichas instalaciones, de acuerdo con lo previsto en la presente ley y normativa de desarrollo. Asimismo, establecerá la metodología de la retribución de la gestión técnica del sistema.
8. El Gobierno establecerá la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones y que se recogen en el apartado 4.b) del presente artículo y en el artículo 66.

Artículo 60. *Retribución de las actividades reguladas.*

1. En la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
La metodología de retribución de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución de gas natural deberá incluir los incentivos que correspondan, que podrán tener signo positivo o negativo, para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible y otros objetivos.
2. Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la

economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el equilibrio económico y financiero del sistema y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas natural regulado.

3. Para las actividades de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado con derecho a retribución, las tasas de retribución financieras aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta determinación del diferencial, se entenderá prorrogada la tasa máxima de retribución financiera fijada para para el periodo regulatorio anterior.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

4. Los parámetros de retribución, así como la tasa de retribución, de los almacenamientos subterráneos básicos, podrán revisarse por el Gobierno antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta revisión, se entenderán prorrogados para el periodo regulatorio siguiente.

5. La retribución a la inversión de las instalaciones de la red básica del sistema de gas natural se calculará a partir de su valor neto, sin perjuicio de lo que se establezca para las instalaciones de transporte primario de influencia local.

6. No tendrá la consideración de coste reconocido el gas de operación para autoconsumo requerido por las plantas de regasificación.

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer, tras solicitud del titular de la planta de regasificación, un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de Gas Natural Licuado. Estos servicios deberán ser prestados bajo contratos a largo plazo y su objeto principal no será el acceso al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional. Este régimen singular y de carácter temporal será efectivo durante el periodo de vigencia del contrato a largo plazo.

Estos servicios, al verse afectados por la competencia internacional, podrán llevar aparejado que las condiciones de acceso a las instalaciones y los peajes y cánones para la prestación de estos servicios puedan pactarse libremente entre las partes implicadas, sujetas a los principios de objetividad y no discriminación. En cualquier caso, deberá asegurarse el principio de sostenibilidad económica y financiera en el sistema gasista, por lo que los ingresos obtenidos mediante los peajes y cánones deberán ser iguales o superiores a la retribución reconocida a la instalación. En caso de acceso al sistema gasista español para suministro de la demanda nacional, el peaje aplicado no será inferior al establecido para el resto de plantas de regasificación del sistema.

En caso de que para la prestación de dichos servicios logísticos de Gas Natural Licuado fuera necesaria la realización de nuevas inversiones, estas no serán asumidas por el sistema gasista.

Artículo 61. *Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema.*

1. Se entenderá que se producen desajustes anuales entre ingresos y costes del sistema gasista si la diferencia entre ingresos y costes liquidables de un ejercicio resultase en una cantidad negativa.

2. En el caso de que el desajuste anual supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio se procederá a incrementar los peajes y cánones de acceso del año siguiente al objeto de recuperar la cuantía que sobrepase dicho límite.

En el caso de que la suma del desajuste anual y las anualidades reconocidas pendientes de amortizar supere el 15% de los ingresos liquidables del ejercicio se procederá a incrementar los peajes y cánones del año siguiente al objeto de que se recupere la cuantía que sobrepase dicho límite.

La parte del desajuste que sin sobrepasar los citados límites no se compense por subida de peajes y cánones será financiada por los sujetos del sistema de liquidación, de forma proporcional a la retribución que les corresponda por la actividad que realicen.

Estos sujetos tendrán derecho a cobrar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación definitiva, durante los cinco años siguientes, con prioridad en el cobro sobre el resto de costes del sistema en las liquidaciones correspondientes. Por este concepto se reconocerá un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

Asimismo, si en las liquidaciones mensuales a cuenta de la definitiva de cada ejercicio aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual.

3. Si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase una cantidad positiva, esta cantidad se destinará a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a las referidas en el apartado 2 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014.

En todo caso, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja.

Artículo 62. *Retribución de las actividades reguladas de gas natural desde el 1 de enero de 2014 hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.*

1. La retribución de cada empresa distribuidora, desde el 1 de enero de 2014 hasta la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley, 8/2014, de 4 de julio, que se denominará primer periodo de 2014 será la parte proporcional hasta dicha fecha de la cifra que figura en el anexo IV apartado 1 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

A dicha retribución, así como a la retribución correspondiente al año 2013, se le realizarán los ajustes previstos en la normativa una vez sean conocidas mejores previsiones o cifras definitivas del número de consumidores y ventas realizadas en los citados años.

2. La retribución de cada empresa titular de instalaciones de transporte, plantas de regasificación y almacenamientos básicos, desde el 1 de enero de 2014 hasta la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley, 8/2014, de 4 de julio, será la parte proporcional hasta dicha fecha de la que figura en el anexo IV apartados 2,3, 4 y 5 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.

Artículo 63. *Determinación de la retribución de la actividad de distribución de gas natural.*

1. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución para cada una de las empresas distribuidoras para el periodo que transcurre desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, hasta el 31 de diciembre de 2014, el cual se denominará segundo periodo de 2014.

A tal efecto, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para informe una propuesta de retribución para cada una de las empresas que se calculará por aplicación de la metodología recogida en el anexo X, teniendo en cuenta el periodo de aplicación.

2. La retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2015 hasta que finalice el primer periodo regulatorio, se calculará de acuerdo con la metodología recogida en los anexos X y XI de la presente ley.

Corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación la retribución para cada año de empresas titulares de instalaciones, plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de conformidad con la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Los parámetros de retribución de las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución podrán revisarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 60. Si no se llevase a cabo esta revisión, se entenderán prorrogados para el periodo regulatorio siguiente.

Corresponderá al Ministerio para la Transición Ecológica, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la aprobación de la retribución para cada año de las empresas titulares de almacenamientos subterráneos básicos de gas natural. La retribución a percibir desde el 1 de enero del año 2015 hasta que finalice el primer periodo regulatorio, se calculará de acuerdo con la metodología recogida en el anexo X de la presente ley.

3. Las instalaciones de transporte secundario que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, no dispongan de aprobación del proyecto de ejecución tendrán la consideración de instalaciones de distribución a efectos del régimen retributivo y no serán objeto de planificación obligatoria.

Los parámetros de retribución de las actividades de distribución podrán revisarse por el Gobierno antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 60.2. Si no se llevase a cabo esta revisión, se entenderán prorrogados para el periodo regulatorio siguiente.

[. . .]

Artículo 65. *Primer periodo regulatorio.*

1. Para las actividades de transporte, regasificación y distribución el primer periodo regulatorio se iniciará en la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio y finalizará el 31 de diciembre de 2020. A partir del 1 de enero de 2021 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva y cada uno de ellos tendrá una duración de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta

2. Con efectos en la retribución a percibir desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014 de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, y durante el primer periodo regulatorio, la tasa de retribución de los activos de transporte, regasificación, almacenamiento básico con derecho a retribución a cargo del sistema gasista será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses anteriores a la entrada en vigor del citado Real Decreto-ley incrementada con un diferencial que tomará el valor de 50 puntos básicos.

Artículo 66. *Costes del sistema gasista reconocidos para el año 2014 y siguientes.*

a) A los costes del sistema gasista enumerados en el artículo 59.4 de la presente Ley, se adicionarán los siguientes para los periodos indicados:

La cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 se determinará en la liquidación definitiva de 2014.

Los sujetos del sistema de liquidaciones tendrán derecho a recuperar las anualidades correspondientes a dicho déficit acumulado en las liquidaciones correspondientes a los

quince años siguientes, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado.

La cantidad de déficit reconocido, la anualidad correspondiente y el tipo de interés aplicado serán aprobados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y previo informe favorable de la Comisión Delegada de Asuntos Económicos.

Las anualidades correspondientes a este déficit tendrán la misma prioridad de cobro que las referidas en el artículo 61.2 teniendo el mismo tratamiento que los desajustes anuales.

b) El desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010.

La cantidad total a recaudar por este recargo se cuantifica en 163.790.000 euros, que se recuperarán en un periodo de cinco años. Anualmente, a partir del año 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2019 incluido, se recuperarán 32.758.000 euros, reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que será aprobado por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. Dicha cantidad se repercutirá de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción y se liquidará a la empresa propietaria del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Liquidación a cuenta de retribución durante el segundo periodo retributivo de 2014 para las actividades de transporte, plantas de regasificación, almacenamientos básicos y distribución.*

Hasta la aprobación de las retribuciones del segundo periodo regulatorio de 2014 a que se hace referencia en los artículos 63.1 y 64.1 las cantidades devengadas a cuenta que se deberán considerar provisionalmente en las liquidaciones de las retribuciones del segundo periodo serán, para cada una de las empresas de transporte, plantas de regasificación, almacenamientos básicos y distribución, la parte proporcional de la retribución que figure en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.

Una vez aprobadas las órdenes ministeriales correspondientes a las retribuciones del segundo periodo, se liquidarán las obligaciones de pago o, en su caso, los derechos de cobro que resulten de su aplicación con cargo a la siguiente liquidación que realice la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con posterioridad a la fecha en que se aprueben dichas órdenes. Estas cantidades tendrán la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos previstos en el procedimiento de liquidación de los costes del sistema gasista.

Disposición transitoria segunda. *Gas de operación para autoconsumo de las plantas de regasificación.*

Transitoriamente hasta el 31 de diciembre de 2017 se reconocerá un porcentaje de la cantidad total adquirida como gas de operación para autoconsumo. Las cuantías resultantes finalmente reconocidas para cada instalación, que se fijarán por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, tendrán la consideración de costes liquidables del sistema gasista.

Dicha cuantía finalmente reconocida responderá al siguiente porcentaje anual aplicado sobre la cantidad total de gas para autoconsumo adquirido según el procedimiento que se determine por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía:

	2014	2015	2016	2017
Transitorio de gas de autoconsumo reconocido	100%	90%	50%	20%

[. . .]

ANEXO X

Metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución

1. La retribución correspondiente a la actividad de distribución para el año «n» (RD_n) se establecerá para el conjunto de las instalaciones de cada empresa distribuidora, excluidas las acometidas, de acuerdo a la fórmula:

$$RD_n = RD_{n-1} + RN_n$$

Donde:

• RD_{n-1}: Retribución del año «n-1».
• RN_n: Retribución correspondiente a la captación de nuevo mercado.

La retribución a la captación de nuevo mercado se calculará mediante la fórmula siguiente:

$$RN_n = F^{mg}_{c<4b} \cdot \Delta Cl^{mg}_{c<4b} + F^{mgr}_{c<4b} \cdot \Delta Cl^{mgr}_{c<4b} + F^{1}_{v<4b} \cdot \Delta V^{1}_{v<4b} + F^{2}_{v<4b} \cdot \Delta V^{2}_{v<4b} + F_{v>4b} \cdot \Delta V_{v>4b}$$

Donde:

• $F^{mg}_{c<4b}$: Retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios gasificados, expresada en €/cliente.

• $\Delta Cl^{mg}_{c<4b}$: Variación del número de consumidores conectados a redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar, en municipios gasificados calculada como diferencia entre el número medio de clientes previsto para el año en que se determina la retribución y el valor medio del año anterior.

• $F^{mgr}_{c<4b}$: Retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios de gasificación reciente, expresada en €/cliente.

• $\Delta Cl^{mgr}_{c<4b}$: Variación del número de consumidores conectados a redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar, en municipios de gasificación reciente calculada como diferencia entre el número medio de clientes previsto para el año en que se determina la retribución y el valor medio del año anterior.

• $F^{1}_{v<4b}$: Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual inferior o igual a 50 MWh, expresada en €/MWh.

• $\Delta V^{1}_{v<4b}$: Variación del volumen de gas suministrado a presión igual o inferior a 4 bar a consumidores con consumo anual inferior o igual a 50 MWh, expresado en MWh, calculada como la diferencia de demanda prevista en el año «n» y la estimación disponible para el año «n-1» para este tipo de consumidores.

• $F^2_{v<4b}$: Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual superior a 50 MWh, expresada en €/MWh.

• $V^2_{v<4b}$: Variación del volumen de gas suministrado a presión igual o inferior a 4 bar a consumidores con consumo anual superior a 50 MWh, expresado en MWh, calculada como la diferencia de demanda prevista en el año «n» y la estimación disponible para el año «n-1» para este tipo de consumidores.

• $F_{v>4b}$: Retribución unitaria para suministros a presión entre 4 y 60 bar, expresada en E/MWh.

• $\Delta V_{v>4b}$: Variación del volumen de gas suministrado a presión entre 4 y 60 bar, expresada en MWh, calculada como la diferencia de demanda prevista en el año «n» y la estimación disponible para el año «n-1» para este tipo de consumidores.

A efectos de aplicación de esta fórmula el gas suministrado y los clientes del grupo 3.5 recibirán el mismo tratamiento que si fueran suministrados a presión entre 4 y 60 bar.

2. Se entiende por término municipal de gasificación reciente aquel en el que la primera puesta en servicio de gas se haya producido menos de cinco años antes del año de cálculo de la retribución.

Para el mercado captado en términos municipales de gasificación reciente, se establecerá una retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar incentivadora.

Esta retribución incentivadora sólo será de aplicación para aquellos términos municipales no gasificados en los que el acta de puesta en servicio sea posterior al 1 de enero del año 2014.

3. Las retribuciones unitarias se establecerán reglamentariamente al inicio de cada periodo regulatorio, conforme a lo establecido en el artículo 60.2 de esta Ley, en función de la evolución de la demanda, de las mejoras de productividad y de la evolución económica.

4. La retribución de la actividad de distribución de cada año se revisará cuando se disponga del valor definitivo o se conozcan cifras más precisas de demanda y clientes.

5. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, se establecerá antes del día 1 de enero de cada año la retribución que corresponde percibir a cada empresa distribuidora de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores.

6. Para el cálculo de la retribución a la distribución correspondiente al segundo periodo del año 2014 mediante la aplicación de la metodología establecida en este anexo, se tomará, en cómputo anual, como retribución de partida RDn_l para cada empresa la siguiente:

Empresa	Euros
Naturgas Energía Distribución, S.A.	176.118.062
Gas Directo, S.A.	1.457.263
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	9.089.385
REDEXIS Gas Distribución, S.A.	9.077.354
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	11.225.672
Gas Aragón, S.A.	41.828.907
REDEXIS Gas Baleares, S.A.	14.204.436
Tolosa Gas, S.A	755.639
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	598.001.362
Gas Natural Andalucia, S.A.	63.554.545
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	41.828.780
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.759.108
Gas Natural CEGAS, S.A.	116.977.227
Gas Galicia SDG, S.A.	35.725.234
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	16.306.972
Gas Navarra, S.A.	27.516.631
Gas Natural Rioja,S.A.	13.833.081
Gasificadora Canaria, S.A.	737.332

Empresa	Euros
Madrileña Red de Gas, S.A.	92.548.812
Madrileña Red de Gas II, S.A.	50.292.846
Total	1.398.838.648

A la retribución del año 2014 así calculada se adicionarán los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores y RD_{n-1} como consecuencia de las revisiones de las cifras de clientes y ventas.

Para el cálculo de la retribución del año 2015 se tomará como retribución del RD_{n-1} la que resulte en términos anuales de la aplicación de la metodología establecida en el presente anexo, calculada de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores.

7. Parámetros a aplicar en la retribución a la distribución.

Para la aplicación de la metodología establecida en este Anexo, a partir de la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, se utilizarán los siguientes parámetros:

– El coeficiente de eficiencia por mejoras de productividad (f_d) tomará el valor 1.

– Las retribuciones unitarias tomarán los siguientes valores:

- $F^{mg}_{c<4b}$: Retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios gasificados: 50 €/cliente.
- • $F^{mgr}_{c<4b}$: Retribución unitaria por cliente conectado a presión igual o inferior a 4 bar, en municipios de gasificación reciente: 70 €/cliente.
- $F^{1}_{v<4b}$: Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual inferior o igual a 50 MWh: 7,5 €/MWh.
- $F^{2}_{v<4b}$: Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual superior a 50 MWh: 4,5 €/MWh.
- $F_{v>4b}$: Retribución unitaria para suministros a presión entre 4 y 60 bar: 1,25 €/MWh.

ANEXO XI

Metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico

1. La retribución anual de la actividad de transporte, regasificación y almacenamiento básico, reconocida al titular del elemento de inmovilizado «i» en el año «n» (R,,I) será la siguiente:

$$R^i_n = RD^i_n + RCS^i_n$$

Donde:

– RD^i_n : Retribución anual por disponibilidad del elemento de inmovilizado «i» en el año «n», expresada en euros.

− RCS_n^i : Retribución anual por continuidad de suministro del elemento de inmovilizado «i» en el año «n», expresada en euros. Esta retribución anual se revisará cuando se disponga del valor definitivo o se conozcan cifras más precisas de los volúmenes de gas a que se hace referencia en el apartado 3 para las diferentes actividades del sistema gasista.

La retribución anual de cada empresa, por actividad, se obtendrá como suma de las cantidades a retribuir a cada uno de los elementos de inmovilizado de dicha empresa en la actividad de transporte, regasificación o almacenamiento básico.

2. Retribución anual por disponibilidad.

a) La retribución anual por disponibilidad RD_n^i ni reconocida al titular del elemento de inmovilizado «i» en el año »n» para cada actividad, será la siguiente:

$$RD_n^i = CI_n^i + COM_n^i$$

Donde:

− CI_n^i : Costes de inversión del elemento de inmovilizado «i» en el año «n», expresado en euros.

− COM_n^i : Costes de operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado «i» en el año «n», expresado en euros.

b) Los costes de inversión se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CI_n^i = A^i + RF_n^i$$

Donde:

− A^i: Retribución por amortización del elemento de inmovilizado i.

− RF_n^i : Retribución financiera de la inversión del elemento de inmovilizado «i» en el año «n».

c) La retribución por amortización del elemento de inmovilizado «i», se obtendrá por aplicación de la siguiente fórmula:

$$A^i = \frac{VI^i}{VU^i}$$

Donde:

− VI^i: Valor de inversión del elemento de inmovilizado «i», reconocido por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas u Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo. En el caso de los activos en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2002 se utilizará el valor empleado para el cálculo de la retribución en la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sistema gasista.

− VU^i: Vida útil regulatoria de cada elemento de inmovilizado «i», expresada en años.

d) La retribución financiera de la inversión del elemento de inmovilizado «i», RF_n^i, se calculará cada año «n» aplicando la tasa de retribución financiera (TR) al valor neto de inversión VNI_n^i conforme a la siguiente fórmula:

$$RF_n^i = VNI_n^i \cdot TR$$

Donde:

− TR^i: Tasa de retribución financiera a aplicar al elemento de inmovilizado »i» durante el periodo regulatorio.

– VNI_n^i: Valor neto de inversión del elemento de inmovilizado »i» en el año n, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VNI_n^i = VI^i - (k-1) \cdot A^i$$

Donde k es el número de años transcurridos desde la fecha de puesta en servicio de la instalación hasta el año n.

e) Una vez finalizada la vida útil regulatoria del elemento de inmovilizado «i», si el elemento continúa en operación, la retribución devengada por dicha instalación en concepto de retribución por inversión (CI_n^i) será nula.

La retribución por operación y mantenimiento del elemento de inmovilizado «i» en el año »n», será la que le corresponda de acuerdo al apartado g (COM_n^i) multiplicada por un coeficiente de extensión de vida útil μ_n^i. Este parámetro tomará los siguientes valores:

– Durante los cinco primeros años en que se haya superado la vida útil regulatoria: $\mu_n^i=1,15$.

– Cuando haya superado su vida útil regulatoria entre 6 y 10 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $\mu_n^i=1,15+0,01 \cdot (X-5)$.

– Cuando haya superado su vida útil regulatoria entre 11 y 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $\mu_n^i=1,20+0,02 \cdot (X-10)$.

– Cuando haya superado su vida útil regulatoria en más de 15 años, el valor del coeficiente de extensión de la vida útil será: $\mu_n^i=1,30+0,03 \cdot (X-15)$.

Donde «X» es el número de años que el elemento de inmovilizado ha superado su vida útil regulatoria.

El parámetro μ_n^i no podrá tomar un valor superior a 2.

f) En el caso de los gasoductos de transporte puestos en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2008, la vida útil regulatoria se fija en 40 años.

g) Los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones de la red de gasoductos transporte y plantas de regasificación, COM_n^i, se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COM_n^i = COMF_n^i + COMV_n^i$$

Donde:

– $COMF_n^i$: Costes de operación y mantenimiento fijos de cada elemento de inmovilizado «i», en el año «n», expresado en euros.

– $COMV_n^i$: Costes de operación y mantenimiento variables de cada elemento de inmovilizado i, en el año n, expresado en euros.

Para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento para cada elemento del inmovilizado «i», para el año «n» se aplicarán los costes unitarios de referencia de operación y mantenimiento en vigor en el año «n», con independencia de la fecha de puesta en marcha del elemento del inmovilizado.

Los costes de operación y mantenimiento de los almacenamientos básicos se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COM_n^i = COMI_n^i + COMD_n^i$$

– $COMI_n^i$: Costes de operación y mantenimiento indirectos de cada elemento de inmovilizado «i», en el año «n», expresado en euros.

– $COMD_n^i$: Costes de operación y mantenimiento directos de cada elemento de inmovilizado «i», en el año «n», expresado en euros.

3. Retribución anual por continuidad de suministro.

La retribución anual por continuidad de suministro $(RCS^{i,A}_n)$, reconocida al titular del elemento de inmovilizado «i» de la actividad «A» en el año «n» será la siguiente:

$$RCS_n^{i,A} = \alpha_n^{i,A} \cdot (RCS^A_{n-1} \cdot f^A) \cdot (1 + \Delta D_n^A)$$

Donde:

RCS^A_{n-1}: retribución anual por continuidad de suministro de la actividad de «A» en el año «n-1» obtenido como la suma de la retribución anual por continuidad de suministro de todos los activos considerados ese año de dicha actividad.

$$RCS_{n-1}^{A} = \sum_{i=1}^{m} RCS_{n-1}^{i,A}$$

Siendo m el número total de elementos «i» en el año «n-1».

• $\alpha_n^{i,A}$: Coeficiente de reparto de la retribución por continuidad de suministro para el año «n» entre todos los elementos de inmovilizado «i» de la actividad «A» considerada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\alpha_n^{i,A} = \frac{VRI_{n-1}^{i}}{\sum_{i=1}^{i=m} VRI_{n-1}^{i}}$$

Donde VRI_{n-1}^{i} es el valor de reposición del elemento de inmovilizado «i», ya sea definitivo o provisional el año «n-1».

El valor de reposición se obtendrá aplicando a los parámetros técnicos de la instalación los valores unitarios de inversión en vigor. A efectos de este cálculo no se considerará ningún factor corrector por presión.

• f^A: Coeficiente de eficiencia por mejoras de productividad de la actividad «A». Tomará un valor de entre 0,95 de mínimo y el 1 de máximo.

Para el primer periodo regulatorio se establece en 0,97 para las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico.

• ΔD^A: Variación de demanda considerada para la retribución de la continuidad de suministro en las instalaciones de la actividad «A», entre el año »n» y al año «n-1», expresada en tanto por uno, de acuerdo a los siguientes criterios:

• En instalaciones de la red de gasoductos de transporte, se considerará la variación de demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites.

• En plantas de regasificación se considerará la variación de demanda total de gas emitida por el conjunto de las plantas de regasificación del sistema gasista.

• En almacenamientos se considera la variación del gas útil almacenado a 1 de noviembre del año correspondiente, incluyendo la parte de gas colchón extraíble mecánicamente.

4. Para el cálculo de variación de demanda utilizado en la retribución de la continuidad de suministro en las instalaciones de la actividad «A», entre el año »n» y al año «n-1», se establecen los siguientes umbrales de demanda máxima y mínima que pueden considerarse en cada actividad de manera que si la demanda real es superior o inferior a estos valores se considerarán estos:

• En instalaciones de la red de gasoductos el valor máximo de demanda total nacional de gas excluyendo el suministro a través de plantas satélites que se puede considerar son 410 TWh y el valor mínimo 190 TWh.

• En plantas de regasificación el valor máximo de gas emitido por el conjunto de las plantas de regasificación del sistema gasista que se puede considerar son 220 TWh y el valor mínimo 50 TWh.

• En almacenamientos subterráneos el valor máximo gas útil almacenado, a 1 de noviembre del año correspondiente, incluyendo la parte de gas colchón extraíble mecánicamente que se puede considerar son 30 TWh y el valor mínimo 22 TWh.

5. El modelo retributivo establecido en el presente anexo no será de aplicación al almacenamiento subterráneo al que hace referencia el Real Decreto 855/2008, de 16 de mayo.

6. Para el cálculo de la retribución por continuidad de suministro correspondiente al segundo periodo del año 2014 para las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico, obtenida mediante la aplicación de la metodología establecida en este anexo, se tomarán, en cómputo anual, como retribución por continuidad de suministro para 2014 *RCS A n* los siguientes valores:

– En el caso de instalaciones de la red de gasoductos: 233.164.337 €.
– En el caso de instalaciones de plantas de regasificación: 48.211.976 €.
– En el caso de instalaciones de almacenamientos de la red básica: 6.457.394 €.

A la retribución del año 2014 así calculada se adicionarán los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores como consecuencia de las revisiones de las cifras de clientes y ventas.

Para el cálculo de la retribución del año 2015 se tomará como retribución del RCS A la que resulte en términos anuales de la aplicación de la metodología establecida en el presente anexo, calculada de acuerdo con lo establecido en los apartados anteriores.

[. . .]

INFORMACIÓN RELACIONADA

- Téngase en cuenta que la disposición derogatoria.3 de la Ley 2/2015, de 30 de marzo, de desindexación de la economía española Ref. BOE-A-2015-3443. ha declarado expresamente la vigencia de los artículos, disposiciones y anexos relativos al régimen tarifario del gestor aeroportuario AENA, S.A. incluidos en esta norma.

§ 8

Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 122, de 22 de mayo de 2015
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2015-5633

FELIPE VI

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley:

PREÁMBULO

I

La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, dictada para transponer la Directiva 2006/123/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006 modificó, entre otras leyes, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, sustituyendo la autorización administrativa previa para ejercer la actividad de operador al por mayor por una declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de su actividad y una comunicación de inicio de actividad.

Sin perjuicio de mantener la declaración responsable como forma de iniciar la actividad se estima oportuno como forma de asegurar la existencia de una capacidad económica por parte de los operadores al por mayor, y como forma de comprobarla, que junto a la declaración responsable se aporte el resguardo de haber constituido una garantía ante la caja general de depósitos que podrá ser ejecutada en caso de incumplimiento de su actividad, como en los supuestos de fraude. Esta medida se ha revelado necesaria ante los frecuentes incumplimientos que han derivado en consecuencias no solo de índole económica, sino en materia de competencia y de observancia de las normas tributarias. Este requisito será exigido únicamente a nuevos operadores, sin perjuicio de la obligación de los existentes de cumplir los requisitos de capacidad técnica y económica vigentes. Asimismo,

se introduce con el mismo objetivo la posibilidad de inhabilitar temporalmente a los operadores de productos petrolíferos para actuar como tales durante la instrucción de los expedientes sancionadores relativos entre otros, a fraude fiscal.

Adicionalmente, en el ámbito de los hidrocarburos líquidos se incluyen nuevos tipos de infracciones administrativas catalogando como faltas graves los incumplimientos de algunas de las medidas a favor de la competencia introducidas en la Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo.

Asimismo, se establece que la información enviada en cumplimiento de la Orden ITC/2308/2007, de 25 de julio, por la que se determina la forma de remisión de información al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio sobre las actividades de suministro de productos petrolíferos, se incorpore al registro de instalaciones de distribución establecido en el artículo 44 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

II

En lo que respecta a los gases licuados del petróleo (GLP), la aprobación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, junto con las subsiguientes modificaciones realizadas, supuso un cambio de modelo respecto a la regulación aplicada hasta ese momento, contenida en el vigente Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de la actividad de distribución de gases licuados del petróleo.

Alguno de los aspectos recogidos en el citado real decreto de la referida actividad, que necesariamente han de regularse mediante rango de ley debido a posteriores modificaciones normativas que así lo exigen, junto con la evolución seguida por el sector en los últimos años, hacen aconsejable modificar la ley de hidrocarburos en varios aspectos.

En este contexto, la principal modificación recogida en esta Ley se refiere al suministro del GLP canalizado. Se define de forma explícita dicho suministro, incluido dentro de la modalidad de suministro a granel y se establece que lo previsto para el suministro de gases combustibles por canalización sea de aplicación al suministro del GLP a granel canalizado, en tanto no se produzca un desarrollo reglamentario al respecto.

En lo que respecta a los sujetos que realizan actividades relacionadas con el suministro de GLP, se incluye una habilitación para regular, por vía reglamentaria, las obligaciones y derechos que deben contemplar.

Por otra parte, para ejercer la actividad de operador al por mayor de GLP y de comercializador al por menor de GLP a granel, se establece con esta modificación que éstos deberán constituir y mantener actualizado un seguro de responsabilidad civil u otras garantías financieras en cuantía suficiente para cubrir los riesgos de las actividades ejercidas. Esta obligación ya venía determinada a nivel reglamentario, pero fruto de la regulación de esta materia por la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y posteriormente por la Ley 20/2013, de 9 de diciembre, de garantía de la unidad de mercado, debe establecerse esta obligación en una norma con rango de ley.

Igualmente, se incluye que ambos sujetos antes referidos tienen que comunicar, no solo cualquier hecho que suponga una modificación de alguno de los datos incluidos en la correspondiente declaración responsable, que tienen que presentar para el inicio de la actividad, sino también, en su caso, el cese de la actividad. Asimismo, se especifica que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, debe eliminar del correspondiente listado de operadores al por mayor de GLP y de comercializadores al por menor de GLP a granel, a aquellos que comuniquen dicho cese de la actividad.

Además, se actualiza la obligación de suministro del comercializador al por menor de GLP a granel. El Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre, recoge que las empresas suministradoras de GLP a granel deben efectuar el suministro del mismo, y su ampliación a todo abonado que lo solicite, siempre que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre comprendido en el ámbito geográfico de la autorización otorgada. Con la sustitución de la autorización para realizar la actividad, por la comunicación de inicio de la actividad, acompañada de la correspondiente declaración responsable de que se cumplen los requisitos regulados para su ejercicio, dicha obligación ha quedado sin contenido. Por ello, se incluye que los comercializadores al por menor de GLP a granel tienen la obligación

de suministrar GLP a todos los consumidores que, dentro de la provincia en la que esté actuando el comercializador, lo soliciten.

Por otro lado incluye que los operadores al por mayor de GLP deben exigir a cualquier comercializador al por menor de GLP y a los titulares de todas las instalaciones a las que suministren, la documentación acreditativa de que sus instalaciones cumplen la normativa vigente. Ahora está limitado a los comercializadores al por menor de GLP envasado y a los titulares de las instalaciones de GLP a granel, lo que supone una restricción contra la seguridad de las instalaciones.

Finalmente, se incluye una nueva infracción muy grave relativa a la obligación de suministro domiciliario de GLP envasado y se modifica la infracción relativa a la negativa a suministrar gases por canalización a consumidores en régimen de tarifa y precios regulados, para hacerla extensiva al GLP envasado y al GLP canalizado.

III

En el mercado mayorista de gas natural se pueden distinguir dos submercados: El mercado primario y el mercado secundario.

El mercado primario incluye las transacciones entre productores de gas por el lado de la oferta, y los agentes importadores o aprovisionadores de gas por el lado de la demanda. En el caso de países no productores, como España, estas transacciones se realizan fuera de su sistema gasista.

El mercado secundario abarca todas las transacciones que tienen lugar en el ámbito del sistema gasista entre importadores de gas en origen y otros comercializadores. Este mercado tiene una clara dimensión nacional, puesto que, por su propia naturaleza, comprende los contratos de reventa de los importadores a otros comercializadores, y las transacciones que los comercializadores realizan entre ellos para ajustar sus posiciones de venta de cara a sus necesidades de suministro a los consumidores finales.

En el sistema gasista español no existe un mercado secundario organizado. Existe un mercado donde las transacciones que se realizan responden a mecanismos de negociación bilateral entre los comercializadores y su resultado no se refleja en un precio de referencia del gas en el mercado español.

Mediante la presente Ley se constituye un mercado mayorista organizado y se designa al operador del mercado organizado de gas. Este mercado, cuando esté completamente desarrollado reflejará una señal de precios transparente, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del mercado y, por tanto, incrementará la competencia en el sector.

La regulación que se incluye en la presente Ley pretende la integración en el mercado organizado de gas de la actividad desarrollada en toda la península ibérica, tanto la parte española como la portuguesa. A tal fin se establecen las bases para la constitución del mercado organizado de gas en torno a la empresa promovida por el titular del mercado eléctrico y con un reparto accionarial que permita la pluralidad de agentes en el mismo así como, en su caso, de inversores financieros. Las limitaciones accionariales que se fijan pretenden evitar que se produzca una influencia significativa en la gestión de la empresa que afecte al servicio que se le encomienda. Además, las normas que pueden afectar a las entidades portuguesas quedan pendientes, en su aplicación, de la debida implementación de una regulación semejante en el país vecino conforme al principio de reciprocidad o de un eventual acuerdo o convenio internacional.

En el sector del gas natural, se adoptan asimismo algunas medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad que, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotan a los comercializadores de una mayor flexibilidad y menor coste. En este sentido, se habilita al Gobierno a distinguir dentro de las existencias mínimas de seguridad entre existencias de carácter estratégico y existencias de carácter operativo.

Además se habilita a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), a constituir, mantener, y gestionar existencias de carácter estratégico de gas natural y de gas natural licuado (GNL), facilitando a nuevos agentes o aquellos que así lo consideren el cumplimiento de las obligaciones establecidas en relación a la seguridad de suministro.

En relación al título V de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se incluye una modificación con el fin de detallar la afección a fincas particulares derivadas de la construcción de instalaciones gasistas y de oleoductos, que actualmente no se encuentran recogidas en ninguna norma, pero que son necesarias para salvaguardar la seguridad de estas instalaciones.

Otra de las medidas que se adopta en esta Ley, es ampliar a cualquiera de las empresas instaladoras de gas natural habilitadas la realización de las inspecciones de las instalaciones receptoras de gas natural. Actualmente únicamente puede hacerse a través de los distribuidores.

Por último, se realiza una revisión de la tipificación de infracciones y se introducen nuevos tipos, al haberse identificado determinadas conductas que no habían sido contempladas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y se especifican asimismo los tipos para cuyo procedimiento de infracción puede resultar competente la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

IV

Los yacimientos de hidrocarburos existentes en el subsuelo español tienen la consideración de bienes de dominio público cuyo aprovechamiento puede asignarse a personas físicas o jurídicas privadas conforme a un título administrativo concesional. La investigación y la explotación de dichos yacimientos es una actividad sujeta a un elevado nivel de riesgo comercial dada la incertidumbre asociada a la búsqueda de yacimientos comercialmente explotables pero también pueden generar unas rentabilidades por encima de la media de otros sectores industriales.

Por este motivo, la presente Ley introduce una serie de disposiciones tanto tributarias y no tributarias al objeto de armonizar el riesgo y la rentabilidad antes mencionados con el interés general de las actividades de investigación y explotación de yacimientos de hidrocarburos, de modo que las rentas económicas derivadas del descubrimiento de nuevos yacimientos de hidrocarburos reviertan también en el conjunto de la sociedad. Así, tomando en consideración principios impositivos básicos como son la justicia y eficiencia, se considera necesario y equitativo para el resto de la sociedad el establecimiento del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados como instrumento que persigue que parte de la «riqueza derivada del aprovechamiento de los bienes de dominio público» revierta a la sociedad, a la que en virtud de la Constitución y la ley le pertenecen dichos bienes.

En este sentido, se regula el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, de carácter directo y naturaleza real, que grava el valor de los productos del dominio público gas, petróleo y condensados extraídos en territorio español. Se establece una escala de gravamen progresiva en función del volumen de producción, que además tiene en consideración la influencia de ciertas características técnicas de los proyectos con influencia en la rentabilidad económica del mismo, tales como su ubicación concreta o la tecnología aplicada.

Por otra parte, se modifica el canon de superficie relativo al citado dominio público establecido en el artículo 2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, actualmente regulado en la disposición adicional primera, para adecuar su estructura a la de la regulación de cualquier tributo y ordenar sus tarifas, que pasan a ser cuatro. Se introduce la tarifa tercera por emplazamiento de sondeos en los permisos de investigación y en las concesiones de explotación y la cuarta por la adquisición de datos sísmicos en autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación, manteniéndose los importes para las ya existentes y fijándose las cuantías de las dos nuevas tarifas. Por consiguiente, se deroga de forma expresa la citada disposición adicional.

Las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos contribuyen a la riqueza del conjunto de la sociedad mejorando la seguridad de los suministros energéticos, creando riqueza mediante la generación de actividad económica y pago de impuestos y garantizan la sostenibilidad medioambiental mediante la aplicación de unos estrictos estándares de protección medioambiental. La presente Ley refuerza los principios anteriores mediante la introducción de la obligación de un compromiso social con las

comunidades locales en las que se desarrollan tales actividades que permita un equilibrio adecuado entre la producción de hidrocarburos y las necesidades de tales comunidades.

Finalmente y en relación con los rendimientos derivados de las figuras tributarias anteriores, se deberán adoptar los criterios oportunos para que los mismos reviertan con especial intensidad en las Comunidades Autónomas y en los municipios donde se ubiquen tales actividades, de modo que se ajusten de manera más equitativa las esferas de los beneficios públicos nacionales y los regionales que origina la producción de hidrocarburos. De este modo se establecen, previa la correspondiente dotación presupuestaria, incentivos para las Comunidades Autónomas y entidades locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. Así se desarrollará un sistema de subvenciones que se adjudicarán para paliar los efectos que las citadas actividades puedan producir en los territorios que las soporten de modo directo y próximo.

Asimismo, los titulares de concesiones de explotación de yacimientos deberán compartir los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos con los propietarios de los terrenos suprayacentes a las formaciones geológicas que alberguen tales hidrocarburos. Estos pagos, que se establecen en un porcentaje del 1 por ciento de tales ventas, permitirán a los propietarios de terrenos más próximos la obtención de unas rentas económicas, sin perjuicio de que tales titulares puedan disponer de los terrenos conforme a los negocios jurídicos privados que puedan celebrar, de los terrenos en los cuales se instalen los equipos e instalaciones que, en su caso, puedan resultar necesarios para la extracción de los hidrocarburos descubiertos.

[. . .]

TÍTULO II

Medidas en relación con la exploración, investigación y producción de hidrocarburos

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 7. *Incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

Los Presupuestos Generales del Estado, de acuerdo con las disponibilidades financieras existentes, establecerán dotaciones destinadas a las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en cuyos territorios se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de yacimientos de hidrocarburos que constituyan el hecho imponible del Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados y las tarifas tercera y cuarta del canon de superficie regulados en la presente Ley.

El importe, distribución y demás aspectos se regularán de conformidad con lo establecido en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

Artículo 8. *Dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos.*

1. Los concesionarios estarán obligados a la instalación de dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos. La Administración Pública podrá exigir el acceso en tiempo real a las lecturas de dichos dispositivos que permitirán la telemedida.

Mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán regular la localización, las características técnicas, operativas y logísticas que deberán cumplir tales dispositivos, así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por los mismos.

2. Asimismo, la Administración Pública podrá proceder a la toma de muestras y podrá exigir el establecimiento de esquemas de análisis sistemático de las propiedades de los hidrocarburos extraídos que serán utilizados para determinar y actualizar sus precios de referencia, factores de conversión o cuantas otras finalidades resulten pertinentes para la correcta aplicación de lo dispuesto en el presente Título.

CAPÍTULO II

Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados

Artículo 9. *Naturaleza.*

El Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados es un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava el valor de los productos de dominio público gas, petróleo y condensados extraídos en el ámbito de aplicación del impuesto, una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación de los mismos.

Artículo 10. *Ámbito objetivo.*

Constituye el ámbito objetivo de este Impuesto los hidrocarburos líquidos y gaseosos regulados en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Artículo 11. *Ámbito territorial.*

1. El Impuesto se aplicará en todo el territorio español. A estos efectos, se entiende incluido en el territorio español el subsuelo del mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental y de los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional.
2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de los regímenes tributarios forales de concierto y convenio económico en vigor, respectivamente, en los Territorios del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

Artículo 12. *Tratados y convenios.*

Lo establecido en esta Ley se entenderá sin perjuicio de lo dispuesto en los tratados y convenios internacionales que hayan pasado a formar parte del ordenamiento interno, de conformidad con el artículo 96 de la Constitución Española.

Artículo 13. *Hecho imponible.*

1. Constituye el hecho imponible la extracción en el territorio español de gas, petróleo y condensados, en las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos a las que hace referencia el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.
2. Respecto a los conceptos y términos con sustantividad propia que aparecen en este capítulo, salvo los definidos en él, se estará a lo dispuesto en la normativa del sector de hidrocarburos de carácter estatal.

Artículo 14. *Contribuyentes.*

Son contribuyentes del impuesto las personas jurídicas y entidades que realicen las actividades señaladas en el artículo anterior.

Artículo 15. *Base imponible.*

1. La base imponible del impuesto estará constituida por el valor de la extracción del gas, petróleo y condensados.

Se entenderá por valor de la extracción la suma del valor de los productos incluidos en el ámbito objetivo del impuesto que hayan sido extraídos durante el período impositivo una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación.

La cantidad de gas, petróleo y condensados se determinará atendiendo al volumen medido en los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos a los que hace referencia el artículo 8. Esta medición se corresponderá con el volumen total en cabeza de pozo, minorado en las cantidades de agua, CO_2 y otras sustancias ajenas que sean retiradas dentro del proceso de depuración y separación que sea llevado a cabo por el propio operador.

A estos efectos, el valor de la extracción se calculará aplicando al precio de referencia aprobado mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, el volumen total de producto extraído. Dicho volumen se expresará:

a) Petróleo y condensados: en barriles de petróleo cuya capacidad y condiciones de medición se determinarán en la citada orden.

b) Gas natural: en metros cúbicos, medidos a cero grados centígrados de temperatura y un bar de presión.

El precio de referencia de cada producto será el resultado de calcular la media aritmética de los precios de los doce meses en cada periodo impositivo. Dichos precios mensuales se calcularán tomando como referencia la cotización de cada producto en los mercados más representativos.

Adicionalmente, en dicha orden se recogerán los factores de conversión que resulten oportunos y aquéllas otras particularidades que se consideren necesarias para la correcta aplicación de lo dispuesto en este artículo.

2. La base imponible definida en el apartado anterior se determinará para cada concesión de explotación en la que se realicen las actividades señaladas en el artículo 13.

Artículo 16. *Período impositivo y devengo.*

1. El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del ejercicio de la actividad de la concesión de explotación, en cuyo caso finalizará el día en que se entienda producido dicho cese.

2. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 17. *Escala de gravamen.*

1. Cuando la producción sea petróleo y condensados, el impuesto se exigirá de acuerdo con la siguiente escala de gravamen:

Barriles extraídos en periodo impositivo	Tipo impositivo	
	Explotación en tierra	Explotación marina
Hasta 365.000	2 %	1 %
Desde 365.001 hasta 3.650.000	6 %	5 %
Más de 3.650.000	8 %	7 %

2. En el caso del gas, el impuesto se exigirá de acuerdo con la siguiente escala de gravamen:

Volumen extraído periodo impositivo	Tipo impositivo		
	Explotación marina	Explotación en tierra	
	Convencional	Convencional	No convencional
Hasta 32.850.000 m^3	1 %	3 %	1 %
De 32.850.000 hasta 164.250.000 m^3	3 %	4 %	3 %
Más de 164.250.000 m^3	4 %	5 %	4 %

A estos efectos, se entenderá como extracción no convencional aquélla que requiere la previa aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen, consistentes en la inyección en un pozo de 1.000 m^3 o más de agua por fase de fracturación, o de 10.000 m^3 o más de agua durante todo el proceso de fracturación y como convencional, aquélla que se realiza mediante el uso de las restantes técnicas.

Artículo 18. *Cuota íntegra.*

La cuota íntegra es la cantidad resultante de aplicar a la base imponible la escala de gravamen establecida en el artículo anterior.

Artículo 19. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota en los primeros 20 días naturales del mes de abril del año posterior al del devengo del impuesto, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

2. Dentro de los 20 primeros días naturales del mes de octubre del año del devengo del impuesto, los contribuyentes deberán efectuar un pago fraccionado a cuenta de la liquidación correspondiente al período impositivo en curso, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

La base para calcular el pago fraccionado se determinará en función del valor de la extracción durante los seis primeros meses de cada año natural, aplicando las normas establecidas en el artículo 15 para determinar dicho valor y el precio de referencia que, a estos efectos, se apruebe mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

El precio de referencia de cada producto será el resultado de calcular la media aritmética de los precios de los seis primeros meses del año. Dichos precios mensuales se calcularán tomando como referencia la cotización de cada producto en los mercados más representativos.

La cuantía del pago fraccionado será el resultado de aplicar a la base prevista en el párrafo anterior la correspondiente escala de gravamen recogida en el artículo 17.

Artículo 20. *Infracciones y sanciones.*

Las infracciones tributarias relativas al presente impuesto serán calificadas y sancionadas de conformidad con lo previsto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

CAPÍTULO III

Canon de superficie

Artículo 21. *Canon de superficie.*

1. El canon de superficie es una tasa que grava los derechos de utilización privativa o de aprovechamiento especial del dominio público estatal de hidrocarburos con ocasión del otorgamiento de determinadas autorizaciones de exploración, de los permisos de investigación y de las concesiones de explotación regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como la ocupación de terrenos, subsuelo o fondos marinos, para la perforación de sondeos y la adquisición de datos sísmicos.

2. Estarán obligados al pago de esta tasa como contribuyentes los titulares de autorizaciones de exploración, permisos de investigación, concesiones de explotación.

3. Este canon se regirá por lo dispuesto en esta Ley y por lo establecido en la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos, y demás normativa tributaria que sea de aplicación.

4. En el caso de titularidad de permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos, se exigirá un canon por hectárea y año con arreglo a las tarifas primera y segunda, según proceda:

Tarifa primera: permisos de investigación	Euros/Ha y año
1. Durante la vigencia del permiso	0,07631
2. Durante cada prórroga	0,15262

Tarifa segunda: concesiones de explotación	Euros/Ha y año
1. Durante los cinco primeros años	1,907752
2. Durante los siguientes cinco años	5,341706
3. Durante los siguientes cinco años	14,117364
4. Durante los siguientes cinco años	17,551318
5. Durante los siguientes cinco años	14,117364
6. Durante los siguientes cinco años	7,249458
7. Durante las prórrogas	5,341706

5. Los cánones de superficie correspondientes a las tarifas primera y segunda especificados anteriormente se devengarán a favor del titular del dominio público estatal, el día primero de enero de cada año natural, en cuanto a todos los permisos o concesiones existentes en esa fecha, debiendo ser satisfechos durante el primer trimestre del mismo.

6. Cuando los permisos de investigación o concesiones de explotación se otorguen después del primero de enero, en el año del otorgamiento se abonará como canon la parte de las cuotas anuales que proporcionalmente corresponda al tiempo que medie desde la fecha del otorgamiento hasta el final del año natural. En estos casos, el canon se devengará el día del otorgamiento del permiso o concesión y habrá de ser satisfecho en el plazo de 90 días, contados desde esta fecha.

7. Igual criterio se seguirá en los casos de extinción de los permisos de investigación o de las concesiones de explotación, debiendo pagarse el canon que corresponda a los días efectivos de vigencia en dicho año natural.

8. La perforación de sondeos de investigación o explotación estará sujeta al pago del canon de acuerdo con la tarifa tercera:

Tarifa Tercera: perforación de sondeos en permisos de investigación y concesiones de explotación	Euros/sondeo
1. Sondeo terrestre	125.000
2. Sondeo marino	600.000

9. La adquisición de datos sísmicos mediante autorizaciones de exploración o bien en permisos de investigación o concesiones de explotación estará sujeta al pago del canon de acuerdo con la tarifa cuarta:

Tarifa Cuarta: Adquisición de campañas sísmicas en autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación	Importe
1. Campaña sísmica 2D (€/m)	0,3000
2. Campaña sísmica 3D (€/m^2)	0,0003

10. Los cánones de las tarifa tercera y cuarta se devengarán cuando comiencen los trabajos destinados a la campaña sísmica o a la perforación del sondeo que, salvo prueba en contrario, se presumirán comenzados a la emisión del último de los actos de control municipal preceptivo, cuando éste se ubique en territorio nacional o a la emisión de la autorización administrativa sectorial, si se ubica en subsuelo del mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental y en los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional.

A estos efectos, no se considerará que se esté perforando un nuevo sondeo:

a) Cuando se perforen uno o varios sondeos nuevos en un emplazamiento terrestre donde se hubiese perforado un sondeo que hubiese devengado la tasa durante los dos años anteriores.

Se entenderá por emplazamiento terrestre la superficie del terreno, delimitada de forma claramente identificable, tanto en los proyectos técnicos como in-situ, mediante cierre que no permita el acceso del público general, en la que se han realizado trabajos de acondicionamiento y construcción de obra civil para la posterior instalación de una torre de perforación y el restante equipamiento auxiliar y de apoyo, para la perforación de un sondeo y su posterior abandono temporal o definitivo.

b) Cuando la perforación consista en una re-entrada en un sondeo previamente perforado para su reprofundización o perforación de nuevos sondeos desviados a partir de algún punto de la trayectoria del primero.

c) Cuando los sondeos tengan una finalidad diferente a la de investigación o explotación, como es el caso de los sondeos de toma de testigos, de reinyección de fluidos, de monitorización u otros.

11. La gestión y recaudación de las tasas se efectuará por el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas. Se habilita al Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas para establecer el lugar y forma de pago de esta tasa.

CAPÍTULO IV

Pagos a los propietarios

Artículo 22. *Pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes.*

1. Los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, salvo los de almacenamientos subterráneos, estarán obligados al pago de una cantidad anual a los propietarios de los terrenos suprayacentes comprendidos dentro del perímetro de referencia de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y demás normativa de aplicación.

Dicha obligación se establecerá en el real decreto de otorgamiento de la concesión de explotación al que se refiere el artículo 25.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2. El importe anual a abonar a cada propietario se obtendrá de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Q_i = Q_T \times \frac{S_i}{S_T}$$

Donde,

a) Q_i es el importe a abonar anualmente al propietario «i», entendiendo como tal el que ostentase la propiedad a 31 de diciembre del año de referencia así como aquellos otros que, sin tener tal condición, hubiesen sido expropiados por los titulares de la concesión para la construcción del emplazamiento y sus instalaciones inmediatamente afectas; dentro de éstas, no se considerarán incluidos obras lineales como gasoductos o líneas eléctricas.

b) Q_T es el 1 por ciento del valor monetario de la cantidad de hidrocarburos extraído que se obtendrá de la aplicación de los criterios del Capítulo II del Título II.

c) S_i es la superficie de la parcela titularidad del propietario «i» y efectivamente incluida dentro del perímetro de referencia.

d) S_T es la superficie total comprendida dentro del perímetro de referencia según se defina en cada concesión de explotación.

3. En el procedimiento de otorgamiento de la concesión de explotación se determinarán los propietarios de los terrenos suprayacentes beneficiarios de este pago. A estos efectos, la Administración General del Estado se dirigirá al órgano competente en materia de gestión catastral que le suministrará los datos relevantes correspondientes a dichos propietarios, que tendrá la consideración de interesados en el referido procedimiento.

Otorgada la concesión los titulares de la misma, se dirigirán a los propietarios requiriéndoles los datos relevantes para la efectividad del pago.

4. El cálculo de la cantidad de hidrocarburo extraída en el año natural correspondiente se determinará en aplicación de lo dispuesto en el artículo 15.

Las cantidades que resulten de la aplicación de la fórmula del apartado segundo serán abonadas por el operador a los propietarios correspondientes antes del 1 de junio del año natural de referencia. Previamente, aquél informará individualizadamente a éstos, al menos, sobre el importe del pago a realizar, las bases de cálculo del importe que les corresponda de forma transparente y fácilmente comprensible así como la existencia del procedimiento a que hace referencia el apartado 6.

Las cantidades que no hubiesen podido ser abonadas en el plazo correspondiente, se consignarán en la Caja General de Depósitos hasta su abono definitivo al propietario correspondiente o, en su caso, transferencia al Tesoro al extinguirse la concesión de explotación.

5. Sin perjuicio de lo establecido en las disposiciones sobre régimen sancionador que pudiese corresponder, el impago de los pagos a que hace referencia este artículo, se considerará incumplimiento de las condiciones de otorgamiento y podrá dar lugar a la extinción de la concesión de explotación.

6. No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, el propietario podrá renunciar a este derecho notificándolo al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

7. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se dictarán las disposiciones necesarias para la determinación de los perímetros de referencia que serán de aplicación, para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes.

Disposición adicional primera.

Todas las disposiciones incluidas en esta Ley referidas al Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A. o al Gestor Técnico del Sistema Gasista Portugués quedarán condicionadas a lo que se disponga en un convenio o acuerdo internacional o a la adopción por la República de Portugal de la normativa que permita su aplicación a dichas entidades.

Disposición adicional segunda. *Pagos pendientes de almacenamientos subterráneos.*

En el caso de almacenamientos subterráneos de carácter básico que se incluyan en el régimen retributivo durante el año 2015, las cantidades pendientes de reconocer, devengadas durante el periodo comprendido entre la fecha de puesta en servicio provisional y el 31 de diciembre de 2014, se incluirán en la liquidación definitiva del ejercicio 2014.

Disposición adicional tercera. *Eficacia del artículo 8 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*

Queda sin efecto lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Disposición adicional cuarta. *Contratos en exclusiva de los operadores al por mayor.*

1. Los operadores al por mayor de productos petrolíferos con una cuota de mercado superior al 30 por ciento, no podrán incrementar el número de instalaciones en régimen de propiedad o en virtud de cualquier otro título que les confiera la gestión directa o indirecta de la instalación, ni suscribir nuevos contratos de distribución en exclusiva con distribuidores al por menor que se dediquen a la explotación de la instalación para el suministro de combustibles y carburantes a vehículos, con independencia de quién ostente la titularidad o derecho real sobre la misma.

No obstante lo anterior, podrán renovarse a su expiración los contratos preexistentes aunque con ello se supere la cuota de mercado anteriormente expresada.

Asimismo, los operadores al por mayor de productos petrolíferos con una cuota de mercado superior al 30 por ciento en dicha provincia o ámbito territorial, no podrán adquirir en régimen de propiedad ni explotar nuevas instalaciones cuando esto suponga un incremento de su cuota de mercado en función de las ventas anuales del ejercicio anterior, independientemente de que no se aumente el número de instalaciones en régimen de propiedad o en virtud de cualquier otro título que les confiera la gestión directa o indirecta de la instalación.

2. A los efectos de computar el porcentaje de cuota de mercado anterior se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Las ventas anuales del ejercicio anterior de las instalaciones para suministro a vehículos incluidas en la red de distribución del operador al por mayor u operadores del mismo grupo empresarial, contenidas en cada provincia. En el caso de los territorios extrapeninsulares, el cómputo se hará para cada isla y para Ceuta y Melilla de manera independiente.

b) Se considerarán integrantes de la misma red de distribución todas las instalaciones que el operador principal tenga en régimen de propiedad, tanto en los casos de explotación

directa como en caso de cesión a terceros por cualquier título, así como aquellos casos en los que el operador al por mayor tenga suscritos contratos de suministro en exclusiva con el titular de la instalación.

c) Se entenderá que forman parte de la misma red de distribución todas aquellas instalaciones de suministro a vehículos cuya titularidad, según lo dispuesto en el apartado anterior, corresponda a una entidad que forma parte de un mismo grupo de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 42 del Código de Comercio.

3. Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se determinará anualmente el listado de operadores al por mayor de productos petrolíferos con una cuota de mercado superior al porcentaje establecido. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

4. En el plazo de tres años, o cuando la evolución del mercado y la estructura empresarial del sector lo aconsejen, el Gobierno podrá revisar el porcentaje señalado en el apartado 1 o acordar el levantamiento de la prohibición impuesta en esta disposición.

Disposición transitoria primera. *Mandato para la constitución del operador del mercado.*

1. En el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente Ley, el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., promoverá la adaptación de la sociedad mercantil MIBGAS S.A. a los criterios establecidos en el artículo 65 ter de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En el caso de que no se cubra el total de las participaciones previstas de acuerdo con los criterios establecidos en el citado artículo, el Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español, S.A., ampliará temporalmente su participación hasta dar cobertura al 100 por cien del capital.

2. El operador del mercado organizado de gas deberá estar en operación en un plazo máximo de cuatro meses desde la entrada en vigor de esta Ley.

Disposición transitoria segunda. *Financiación del operador del mercado.*

1. Hasta que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determine que se han alcanzado las condiciones suficientes de liquidez en el mercado organizado de gas, se incluirán entre los costes del sistema gasista a los que hace referencia el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, la parte correspondiente de la retribución del operador del mercado.

Durante dicho periodo transitorio la retribución del operador del mercado será fijada por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

En el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de esta Ley el Operador del mercado organizado de gas remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta de retribución así como de reglas de operación del mercado.

2. En el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor de esta Ley, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta de metodología de retribución del Operador del mercado.

Disposición transitoria tercera. *Pago a propietarios.*

Lo dispuesto en el capítulo IV del título II será de aplicación a las concesiones de explotación que se otorguen a partir de la entrada en vigor de la presente ley.

Disposición transitoria cuarta. *Funciones y competencias en materia sancionadora cuyo ejercicio se mantiene transitoriamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Sin perjuicio de las modificaciones introducidas por esta Ley en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, de conformidad con lo establecido en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia seguirá desempeñando las funciones a que se hace referencia

en la disposición adicional octava.2 y 3 de dicha Ley 3/2013, de 4 de junio, y la disposición adicional tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Disposición transitoria quinta. *Régimen transitorio de determinadas modificaciones.*

1. Hasta que no se desarrollen reglamentariamente los términos y condiciones para las conexiones entre las redes de transporte y distribución de gas natural, no les será de aplicación las modificaciones introducidas en el artículo 73.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por el apartado ocho del artículo 2 de la presente Ley.

2. Las modificaciones introducidas en el artículo 91.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, no serán de aplicación a las instalaciones de conexión de yacimientos de gas natural con la red de transporte que a la entrada en vigor de la presente disposición dispongan de autorización administrativa de ejecución de las instalaciones.

Disposición transitoria sexta. *Régimen del silencio administrativo y de las notificaciones.*

Las modificaciones introducidas por la presente Ley en el artículo 35 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos serán de aplicación a los procedimientos en curso a la entrada en vigor de la presente Ley.

Disposición transitoria séptima. *Contratos en exclusiva de los operadores al por mayor.*

Lo dispuesto en la disposición adicional cuarta de esta Ley sobre contratos en exclusiva de los operadores al por mayor, será de aplicación a partir del 1 de julio de 2016, rigiendo hasta ese momento lo previsto en la disposición transitoria quinta de la Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo.

Disposición transitoria octava. *Mantenimiento de las condiciones en materia de eficiencia para el año 2015.*

Las modificaciones introducidas en el artículo 71.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, serán de aplicación a partir del 1 de enero de 2016.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

En particular, y con efectos desde el 1 de julio de 2016, queda derogada la disposición transitoria quinta de la Ley 11/2013, de 26 de julio, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.*

El primer párrafo del artículo 5 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, queda modificado en los siguientes términos:

> «Los titulares de las instalaciones de distribución al por menor de hidrocarburos a vehículos deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas con la periodicidad que se establezca y, en todo caso, cuando exista una modificación de precios, los datos sobre los productos ofrecidos, así como su precio, volumen de venta y marca, en caso de abanderamiento.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*

El apartado 1 del artículo 14 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, pasa a tener la siguiente redacción:

> «1. En el caso de los almacenamientos subterráneos, la retribución por costes de inversión y por costes de operación y mantenimiento se devengará desde el día siguiente al de puesta en servicio comercial de la instalación que se trate. Para el año de puesta en servicio, los costes de inversión se calcularán prorrateando por el número de días durante los cuales el elemento de inmovilizado "i" haya estado en servicio.»

Disposición final tercera. *Modificación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, queda modificada en los siguientes términos:

Uno. El penúltimo párrafo del artículo 4.4 queda redactado como sigue:

> «El Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta del operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá aprobar las adaptaciones de carácter técnico necesarias para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica.»

Dos. El artículo 15.3 queda redactado en los siguientes términos:

> «3. Reglamentariamente por el Gobierno se establecerán los términos en los que, excepcionalmente y con carácter temporal, se podrá autorizar el sobrecoste asumido con cargo a los ingresos del sistema eléctrico derivado de los cambios de combustible en las instalaciones de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que no se justifiquen por razones técnicas y que sean imprescindibles para garantizar el suministro en dichos territorios.»

Disposición final cuarta. *Modificación de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.*

Uno. El apartado 2 del artículo 65, queda redactado como sigue:

> «2. Con efectos en la retribución a percibir desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014 de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, y durante el primer periodo regulatorio, la tasa de retribución de los activos de transporte, regasificación, almacenamiento básico con derecho a retribución a cargo del sistema gasista será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses anteriores a la entrada en vigor del citado Real Decreto-ley incrementada con un diferencial que tomará el valor de 50 puntos básicos.»

Dos. El apartado 2 del artículo 69 queda redactado en los siguientes términos:

> «2. El periodo de duración del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética comprenderá desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, hasta el 31 de diciembre de 2020.»

Tres. El tercer párrafo del apartado 5 del artículo 75, pasa a tener la siguiente redacción:

«Las variaciones que se deriven de los datos suministrados relativos a los sujetos obligados, porcentajes, ventas y demás variables, y los fijados conforme al apartado 2 de este artículo, podrán tenerse en cuenta, en sentido positivo o negativo, para determinar la cuantía correspondiente para cada sujeto obligado en el año 2015 o para reconocer los derechos de cobro que, en su caso, correspondan.»

Cuatro. Se modifica el cuarto párrafo del apartado 1 del artículo 70 y se añade un párrafo nuevo que queda redactado en los siguientes términos:

«1. (…)
(…)
(…)
En caso de que un sujeto obligado cause baja como comercializador u operador al por mayor en el año de cumplimiento de la obligación, será considerado sujeto obligado a los efectos de la presente Ley, por la parte proporcional del periodo anual de obligación que corresponda hasta el último día del trimestre en que haya causado dicha baja. A estos efectos, el sujeto obligado deberá acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas su baja en la actividad, quien lo comunicará al órgano gestor del Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Para determinar la cuantía correspondiente para cada sujeto obligado se incluirán los ajustes, en sentido positivo o negativo, que se deriven de los datos suministrados relativos a los sujetos obligados, porcentajes, ventas y demás variables, y los fijados en la correspondiente orden ministerial del año anterior para el que se establece la obligación.»

Cinco. El apartado 2 del artículo 70 queda redactado en los siguientes términos:

«2. A estos efectos, los sujetos obligados deberán remitir anualmente, antes del 30 de septiembre, a la Dirección General de Política Energética y Minas los datos de ventas de energía correspondientes al año anterior, expresados en GWh.

Asimismo, y para establecer y comprobar la obligación de ahorro anual de los sujetos obligados se tendrá en cuenta la información facilitada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, entre otros organismos.

En caso de que un sujeto obligado no remita la información en el plazo establecido y no se dispusiera de información que permita subvenir a tal omisión, se le asignará como obligación de ahorro, al margen del reparto del objetivo anual, la que le fuera asignada en la última orden ministerial en la que apareciera dicho sujeto obligado, incrementada en un 10 por ciento.

En el caso de que nunca le hubiera sido asignada una obligación de ahorro, se le asignará como tal, igualmente al margen del reparto del objetivo anual, el resultado de dividir el importe económico equivalente a la obligación de ahorro del año anterior entre el número de sujetos obligados del sector al que pertenece el citado sujeto en ese año, y todo ello multiplicado por la cuota correspondiente de dicho sector sobre el objetivo de ahorro anual del año anterior.

A estos efectos, se entenderá por:

a) Sector de actividad: los comercializadores de gas, de electricidad, operadores al por mayor de productos petrolíferos, y operadores al por mayor de gases licuados del petróleo.

b) Importe económico equivalente a la obligación de ahorro: resultado de multiplicar el objetivo de ahorro anual por la correspondiente equivalencia financiera.

c) Cuota correspondiente de un sector sobre el objetivo de ahorro anual: el resultado de dividir el volumen de ventas de energía final correspondientes a dicho sector, entre el volumen de ventas de energía final del conjunto de todos los sectores obligados.

Las cantidades así asignadas por defecto se tendrán en cuenta a la hora de realizar el reparto del objetivo de ahorro del año siguiente entre todos los sujetos obligados.

Lo anterior se entenderá sin perjuicio del régimen sancionador aplicable y de los ajustes que correspondan en el año siguiente.»

Seis. El apartado 1 del artículo 71, queda redactado en los siguientes términos:

«1. Para hacer efectivo el cumplimiento de las obligaciones anuales de ahorro energético, los sujetos obligados deberán realizar una contribución financiera anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética al que se refiere el artículo siguiente, por el importe resultante de multiplicar su obligación de ahorro anual por la equivalencia financiera que se establezca.

Dicha obligación financiera habrá de ingresarse por trimestres completos en cuatro partes iguales, y ello no más tarde del 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre de cada año.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se determinará la equivalencia financiera con base en el coste medio estimado para movilizar las inversiones en todos los sectores de actuaciones necesarias para alcanzar el objetivo anual de ahorro.»

Siete. Se modifica el artículo 84 que queda redactado en los siguientes términos:

«Artículo 84. *Competencia para iniciar, instruir y resolver.*

1. La iniciación y la instrucción de los procedimientos sancionadores derivados de las infracciones administrativas tipificadas en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética así como el archivo, tras su resolución, de las actuaciones realizadas corresponderá al órgano de la Dirección General correspondiente de la Secretaría de Estado de Energía.

2. La competencia para la imposición de las sanciones correspondientes a las infracciones en el ámbito del sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética corresponderá:

a) Al Consejo de Ministros para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones muy graves.

b) Al Ministro de Industria, Energía y Turismo para la imposición de sanciones por la comisión de infracciones graves.

c) Al Secretario de Estado de Energía para la imposición de sanciones leves.»

Disposición final quinta. *Carácter de la Ley.*

La presente Ley tiene carácter básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.ª, 18.ª y 25.ª de la Constitución.

Asimismo, el capítulo II del título II se dicta al amparo del artículo 149.1.14.ª de la Constitución Española que atribuye al Estado la competencia exclusiva en materia de Hacienda General.

Disposición final sexta. *Habilitación normativa y desarrollo reglamentario.*

Se habilita al Gobierno, y al Ministro de Industria, Energía y Turismo para que, en el ámbito de sus competencias, dicte las disposiciones reglamentarias necesarias para el desarrollo y aplicación de esta Ley.

Disposición final séptima. *Habilitaciones a la Ley de Presupuestos Generales del Estado.*

La Ley de Presupuestos Generales del Estado podrá modificar, de conformidad con lo previsto en el artículo 134.7 de la Constitución Española, las cuantías del canon, los tipos impositivos y los pagos a cuenta que se establecen en esta Ley.

Disposición final octava. *Entrada en vigor.*

1. La presente Ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

2. No obstante lo anterior, lo dispuesto en el Título II, salvo el Capítulo III, entrarán en vigor el 1 de enero de 2016.

§ 9

Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 121, de 21 de mayo de 2021
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2021-8447

FELIPE VI

REY DE ESPAÑA

A todos los que la presente vieren y entendieren.

Sabed: Que las Cortes Generales han aprobado y Yo vengo en sancionar la siguiente ley:

PREÁMBULO

I

Naciones Unidas ha subrayado que existe una diferencia creciente entre la senda real de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y las obligaciones asumidas por los Estados Parte del Acuerdo de París de 2015 sobre cambio climático, adoptado en la 21.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático («Acuerdo de París»).

El Secretario General de Naciones Unidas recuerda de manera periódica la necesidad de responder urgentemente a la amenaza del cambio climático y rectificar la situación actual para poder cumplir de manera eficaz con las obligaciones en materia de clima y desarrollo sostenible e inclusivo. Su petición coincide con las advertencias realizadas por los principales organismos financieros internacionales y la Comisión Europea en su Comunicación sobre el Pacto Verde Europeo y en la Estrategia Europea de descarbonización a 2050.

Las conclusiones actualizadas y sistematizadas de la comunidad científica se recogen en el informe especial del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, en sus siglas en inglés) publicado el 8 de octubre de 2018, relativo a los impactos de un calentamiento global de 1,5 ºC sobre los niveles preindustriales y las sendas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para limitar dicho calentamiento. El informe es una nueva referencia para toda la sociedad y su mensaje es claro en cuanto al origen del calentamiento global. Las actividades humanas son ya las responsables de un aumento de las temperaturas globales de aproximadamente 1 ºC sobre el nivel preindustrial lo que indica

que, al ritmo actual, el aumento de 1,5 ºC se alcanzará entre 2030 y 2052. En el caso de España, este aumento de la temperatura es superior a la media en casi 0,5 ºC.

El informe mencionado también señala que cumplir el objetivo global del Acuerdo de París es posible, pero requiere que se adopten políticas públicas precisas y que se realicen inversiones bien orientadas. Los próximos diez años van a ser determinantes para poder tener éxito en preservar nuestra seguridad. Sobrepasar el límite de 1,5 ºC dependerá de las acciones de lucha contra el cambio climático que lleven a cabo todos los actores, no solamente los Gobiernos, sino también el sector privado y el resto de la sociedad.

En el actual contexto, España debe ofrecer respuestas solidarias e inclusivas a los colectivos más afectados por el cambio climático y la transformación de la economía, así como facilitar las señales adecuadas para atraer la confianza de los inversores y minorar los riesgos financieros asociados al incremento en el volumen de emisiones de gases de efecto invernadero o a la mayor vulnerabilidad frente a los impactos físicos del cambio climático. Para ello, es imprescindible asegurar las condiciones de contorno que permitan orientar las sendas de cumplimiento, facilitar la estabilidad y predictibilidad necesarias para evitar sobrecostes o la generación de activos cautivos, susceptibles de lastrar el progreso de nuestra economía durante décadas, minimizar los impactos sociales negativos y facilitar el aprovechamiento de oportunidades económicas, al tiempo que se ofrecen medidas de acompañamiento en la transición a los colectivos más vulnerables.

La lucha contra el cambio climático y la transición energética conllevan transformaciones tecnológicas y cambios en la industria. Por ello, es necesario ligar la transición energética a la política industrial y a la I+D, estableciendo mecanismos de apoyo a la industria para que la transición tecnológica genere mayor competitividad y un mejor posicionamiento de la misma, y resulte en generación de riqueza y empleo de calidad.

Por otro lado, alcanzar la neutralidad climática requiere de una política firme y coordinada, así como de las inversiones necesarias, para la conservación y mejora de la biodiversidad, y de los stocks de carbono en nuestros montes y masas forestales, humedales y en las superficies de usos agropecuarios.

Retrasar decisiones supondría asumir más riesgos, más costes y más injustamente distribuidos y renunciar a oportunidades de modernización de nuestra economía y de nuestra sociedad, poniendo en riesgo objetivos fundamentales para la seguridad nacional.

II

El marco internacional está definido. El Acuerdo de París de 2015, el desarrollo de sus reglas en Katowice y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible marcan el inicio de una agenda global hacia el desarrollo sostenible, que conlleva la transformación del modelo económico y de un nuevo contrato social de prosperidad inclusiva dentro de los límites del planeta. Ambos acuerdos ponen de manifiesto que el profundo cambio necesario en los patrones de crecimiento y desarrollo solo puede realizarse de manera global, concertada y en un marco multilateral que siente las bases de un camino compartido a la descarbonización, una agenda que exige una nueva gobernanza para su éxito, en la que han de involucrarse Administraciones Públicas y sociedad civil.

El Acuerdo de París establece una arquitectura sólida y universal que tiene como objetivos globales: mantener el incremento de la temperatura media global por debajo de los 2 ºC respecto a los niveles preindustriales e, incluso si es posible, por debajo de 1,5 ºC; asegurar la coherencia de los flujos financieros con el nuevo modelo de desarrollo; y aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia. El IPCC define resiliencia como la capacidad de los sistemas económicos, sociales y ambientales para afrontar una perturbación o impacto respondiendo o reorganizándose de forma que conservan su función esencial, identidad y estructura, al tiempo que mantienen su capacidad de adaptación, aprendizaje y transformación. Para alcanzar estos objetivos todos los países se comprometieron a presentar sus contribuciones nacionales determinadas (NDCs, en sus siglas en inglés), que deben recoger sus objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Tres años después, en la 24.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en diciembre de 2018 en Katowice, se acordaron las reglas que permiten hacer operativo el Acuerdo de París. Las 191 Partes

de este Tratado Internacional tienen la responsabilidad de transformar sus economías y su sociedad para cumplir con los objetivos que han ratificado.

En este nuevo contexto, Madrid acogió en diciembre de 2019 la 25.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, una cumbre organizada ante una situación extraordinaria que sin embargo cumplió su principal misión: reafirmar el compromiso de la comunidad internacional con el multilateralismo y asegurar que el proceso de lucha contra el cambio climático cumplía con el calendario previsto. Su principal acuerdo, conocido como «Chile-Madrid Tiempo de Actuar», sienta las bases para que en 2020 los países presentasen planes de lucha contra el cambio climático más ambiciosos que los presentados en 2015 para responder a la emergencia climática en línea con las demandas de sociedad y las recomendaciones de la ciencia.

La mencionada cumbre, además, marcó el principio de un cambio de ciclo en la agenda multilateral de clima. Tal como se acordó en París, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático adquiere una nueva dimensión, donde la gobernanza se centra en recoger los esfuerzos de todos y hacer seguimiento y evaluación de los objetivos. Los esfuerzos, de los gobiernos y de la sociedad en su conjunto, deben centrarse en la acción y en la implementación de los compromisos en materia de clima ya adoptados y en la transversalidad de la agenda climática, que necesita incluir a más sectores y a más actores.

El año 2020 fue un año clave en la implementación del Acuerdo de París, ya que en el mismo los países se obligaron a presentar nuevos compromisos de reducción de emisiones, que deberán ser más ambiciosos para responder a la emergencia climática y cerrar la brecha que existe entre los compromisos del 2015 y el objetivo del 1,5 ºC.

En este contexto, la Unión Europea, principal impulsora de la respuesta internacional frente a la crisis climática desde 1990, se ha dotado de un marco jurídico amplio que le permitirá mantenerse a la vanguardia en la transición y cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030, un 55 % de reducción de gases de efecto invernadero respecto al año 1990.

La Comunicación de la Unión Europea relativa al Pacto Verde Europeo («The European Green Deal»), de diciembre de 2019, establece una nueva estrategia de crecimiento que persigue transformar la Unión Europea en una sociedad justa y próspera, con una economía moderna, eficiente en el uso de sus recursos y competitiva, y con la finalidad de hacer de la Unión Europea el primer continente neutro climáticamente en el año 2050. Para convertir este compromiso político en una obligación jurídica que dé certidumbre a los sectores empresarial, laboral, inversor y consumidor, la Comisión ha propuesto una «Ley del Clima» europea. Esta propuesta establece el marco institucional para lograr la neutralidad climática de la UE, recoge el objetivo de neutralidad climática para 2050 en la legislación, refuerza el marco de adaptación y establece un proceso de transparencia y rendición de cuentas en línea con los ciclos de revisión del Acuerdo de París.

Para cumplir con los objetivos en el año 2030, la Unión Europea estimaba inicialmente que debía movilizar unas inversiones anuales adicionales de unos 180.000 millones de euros. La escala del desafío va más allá de la capacidad de la inversión pública. Por ello, y como condición necesaria, se precisa adecuar el sistema financiero europeo, su cultura y sus incentivos, a los nuevos criterios de sostenibilidad financiera. En este sentido, en marzo de 2018, la Comisión Europea publicó un Plan de Acción sobre finanzas sostenibles. En línea con este plan, se han dictado medidas regulatorias, como el Reglamento sobre índices de referencia, el Reglamento sobre la divulgación de información relativa a la sostenibilidad en el sector de los servicios financieros y el Reglamento sobre taxonomía, que tienen como objetivo hacer de la sostenibilidad un pilar del sistema financiero europeo.

Por otro lado, es necesario que las medidas desarrolladas al amparo de esta ley resulten plenamente coherentes con las políticas sectoriales impulsadas por la Unión Europea en próximo periodo de programación financiera 2021-2027.

III

Esta ley responde al compromiso asumido por España en el ámbito internacional y europeo y presenta una oportunidad desde el punto de vista económico y de modernización de nuestro país, así como desde el punto de vista social, facilitando la distribución equitativa de la riqueza en el proceso de descarbonización. De esta manera, la ley pone en el centro

de la acción política la lucha contra el cambio climático y la transición energética, como vector clave de la economía y la sociedad para construir el futuro y generar nuevas oportunidades socioeconómicas. Es el marco institucional para facilitar de manera predecible la progresiva adecuación de la realidad del país a las exigencias que regulan la acción climática y garantizar la coordinación de las políticas sectoriales, asegurando coherencia entre ellas y sinergias para alcanzar el objetivo de la neutralidad climática.

La obligación de limitar las emisiones condiciona las políticas sectoriales e implica cambios en los patrones de consumo. Pero esta transformación conlleva ventajas relacionadas con la modernización del modelo productivo y el sistema energético, y ofrece oportunidades de empleo, de negocio y de crecimiento siempre que se incorpore una perspectiva de medio y largo plazo que facilite la descarbonización ordenada de la economía.

Así, entre las importantes transformaciones que se van a producir en el sistema energético, y por ende en la economía en su conjunto, como consecuencia de la transición energética impulsada por esta ley, está la mejora sistemática de la eficiencia energética de la economía. Concretamente, la previsión es que la intensidad energética primaria de la economía española mejore anualmente en un 3,5 % anual hasta 2030; asimismo, la dependencia energética del país, del 74 % en 2017, se estima que descienda al 61 % en el año 2030 como consecuencia de la caída de las importaciones de carbón y de petróleo. Estas caídas estarán provocadas por la transición hacia una economía más eficiente y basada en tecnologías renovables en todos los sectores de la economía. Este cambio estructural no solo beneficiará a la balanza comercial de forma notable, sino que fortalecerá la seguridad energética nacional.

La transición energética promovida por esta ley permite movilizar más de 200.000 millones de euros de inversión a lo largo de la década 2021-2030. Como consecuencia de esa importante movilización inversora y como resultado de las mejoras de eficiencia energética del conjunto de la economía, el Producto Interior Bruto de España se incrementará anualmente (respecto a un escenario tendencial sin las medidas promovidas por esta ley y por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) entre 16.500 y 25.700 millones de euros al año. Asimismo, el empleo neto aumentará entre 250.000 y 350.000 personas al final del periodo.

Para canalizar todas las oportunidades, la ley debe asegurar la consecución de la neutralidad de las emisiones de gases de efecto invernadero en España antes del año 2050 y un sistema energético eficiente y renovable, facilitar una transición justa, y garantizar la coherencia con los objetivos en los ámbitos de actuación pública y privada. Garantizar la transversalidad de las políticas de cambio climático y de transición energética y la coordinación de las mismas será fundamental para potenciar las sinergias encaminadas a la mitigación y adaptación al cambio climático y permitirá afrontar con mayores garantías el desafío que dicho cambio climático supone para la seguridad nacional.

La dimensión multilateral también se refuerza para asegurar que la acción desarrollada por la Cooperación Española es coherente con los objetivos de lucha contra el cambio climático e integra la agenda del clima y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, incorporando estos principios en su marco normativo y de planificación.

Es necesario fijar, en el marco de la ley, objetivos de reducción de emisiones para el año 2030 y 2050 ofreciendo previsibilidad para orientar las decisiones de inversión y de regulación en la materia. Los objetivos cuantificados buscan favorecer la predictibilidad y las señales económicas adecuadas, recogiendo el principio de no regresión en los objetivos marcados. Desde el punto de vista medioambiental, este principio de no regresión se define como aquel en virtud del cual la normativa, la actividad de las Administraciones Públicas y la práctica jurisdiccional no pueden implicar una rebaja o un retroceso cuantitativo ni cualitativo respecto de los niveles de protección ambiental existentes en cada momento, salvo situaciones plenamente justificadas basadas en razones de interés público, y una vez realizado un juicio de ponderación entre los diferentes bienes jurídicos que pudieran entrar en contradicción con el ambiental. En el caso de los Estados descentralizados como España, este principio ordena también la interconexión interordinamental: ya no solo como proyección temporal entre normas anteriores y posteriores, sino en el juego de las bases de las normas

ambientales, es decir, que las Comunidades Autónomas con competencias en la materia puedan establecer niveles de protección más altos que la legislación básica estatal.

Se crean dos nuevas figuras fundamentales para determinar el marco de actuación en materia de acción contra el cambio climático. Se trata de las dos grandes herramientas de gobernanza de clima y energía establecidas en el Reglamento 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima: los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) y la Estrategia de Descarbonización a 2050. Ambas herramientas han de ser coherentes entre sí, ya que no hay otra forma de asegurar, de manera fiable, inclusiva, transparente y predecible, el logro de los objetivos y metas para el año 2030 y para el largo plazo.

Dicho reglamento de la UE establece en su artículo 1 que, a más tardar el 31 de diciembre de 2019 y, posteriormente, a más tardar el 1 de enero de 2029 y a partir de dicha fecha cada diez años, cada Estado miembro debe comunicar a la Comisión un plan nacional integrado de energía y clima. El primer plan abarcará el período de 2021 a 2030, teniendo en cuenta la perspectiva a más largo plazo y los planes siguientes abarcarán el período decenal inmediatamente siguiente al final del período abarcado por el plan anterior.

Esta ley contiene los elementos reguladores del primer PNIEC, así como de los sucesivos que vayan a presentarse a la Comisión Europea.

Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, en tanto que herramientas de planificación de los Estados miembros, están llamados a orientar las grandes decisiones en materia de política energética y climática y las inversiones públicas y privadas asociadas a esta. Los PNIECs de los Estados miembros están dirigidos a asegurar el logro del avance colectivo en los objetivos generales y específicos de la Unión de la Energía para 2030 y a largo plazo, en consonancia con el Acuerdo de París de 2015. Por su parte, la Estrategia de Descarbonización a 2050 debe proyectar una senda coherente con los objetivos de descarbonización de la economía para el año 2050 y con las actuaciones previstas a 2030, que exigirá la movilización de distintas administraciones y actores privados.

Avanzar en una economía descarbonizada y segura implica aceptar un uso responsable de los recursos por lo que la ley, con carácter general, limita los nuevos proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, minerales radioactivos y carbón en territorio español.

Numerosos estudios, incluidos los propios del IPCC, coinciden en señalar a la región mediterránea como una de las áreas del planeta más vulnerables frente al cambio climático. España, por su situación geográfica y sus características socioeconómicas, se enfrenta a importantes riesgos derivados del cambio climático que inciden directa o indirectamente sobre un amplísimo conjunto de sectores económicos y sobre todos los sistemas ecológicos españoles, acelerando el deterioro de recursos esenciales para nuestro bienestar como el agua, el suelo fértil o la biodiversidad y amenazando la calidad de vida y la salud de las personas. Por ello, gestionar de manera responsable nuestro patrimonio común, el agua, los suelos, la biodiversidad, todos ellos recursos escasos y frágiles, es ineludible. Las políticas de adaptación para lograr la anticipación a los impactos y favorecer la recuperación tras los daños son necesarias en todos los sectores de nuestra economía, así como la introducción de la variable climática en las políticas sectoriales, incluida la de salud pública.

En el sentido indicado, la presente ley da un paso más y recoge en su objeto, por primera vez, las políticas de adaptación y la necesidad de definir un sistema de indicadores de impactos y adaptación al cambio climático, que facilite un seguimiento y evaluación de las políticas públicas, así como la necesidad de elaborar informes de riesgos.

El Consejo de Ministros del 29 de junio de 2018 aprobó el Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030 donde se definen las políticas palanca que servirán para acelerar la implementación de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Entre las áreas prioritarias de actuación se incluyen nueve políticas palanca, siendo una de ellas la presente ley de Cambio Climático y Transición Energética.

La transición a una economía descarbonizada requiere también de medidas que faciliten una transición justa para los colectivos y áreas geográficas más vulnerables. La transición hacia un modelo productivo más ecológico que sea socialmente beneficioso, en un país con altas tasas de desempleo como España, se logrará promoviendo la transición ecológica de

las empresas, las metodologías de trabajo y del mercado laboral en general. Estos esfuerzos crearán oportunidades de empleo decente, incrementando la eficiencia de los recursos y construyendo sociedades sostenibles con bajas emisiones de carbono.

Resulta por todo ello necesario mejorar la capacidad del Estado para hacer frente a las oportunidades y a los desafíos de la transición ecológica y de la descarbonización mediante una Estrategia de Transición Justa, que sirva como guía de acción para optimizar los beneficios y minimizar los riesgos sobre el empleo.

La ley establece un marco para facilitar la equidad en la transición a una economía descarbonizada, ofreciendo herramientas de aprendizaje y transparencia obligatorias que ayuden a detectar y evaluar riesgos y oportunidades y mejorar las decisiones de inversión. Así, entre otras cuestiones, se precisa el contenido de las obligaciones de reporte no financiero de las empresas cotizadas con el fin de incorporar la información relativa al nivel de exposición a riesgos climáticos y de carbono y las estrategias y objetivos para su mitigación.

IV

Esta ley consta de cuarenta artículos distribuidos en nueve títulos, nueve disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, y quince disposiciones finales.

El título preliminar contiene las disposiciones generales de la ley, relativas al objeto y a sus principios rectores.

El título I recoge los objetivos mínimos nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética de la economía española para los años 2030 y 2050: las emisiones del conjunto de la economía española en el año 2030 deberán reducirse en, al menos, un 23 % respecto al año 1990 y se deberá alcanzar la neutralidad climática a más tardar en el año 2050. Además, en el año 2030 deberá alcanzarse una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %, un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovable y mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 % con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria. Dichos objetivos, además, serán revisables, sin que puedan suponer una disminución del nivel de ambición medioambiental y deberán reflejar la mayor ambición posible. El objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a 2030 que se plantea para el conjunto de la economía española es coherente con el aumento de ambición que ha fijado el Consejo Europeo de 10 y 11 de diciembre de 2020, que acordó un objetivo a 2030 de reducción de emisiones de la Unión Europea de, al menos, un 55 % respecto a los niveles de 1990, como senda de reducción de emisiones para alcanzar la neutralidad climática en la Unión en 2050, en línea con los objetivos de París. En este contexto, España, consciente de la necesidad de un aumento de la ambición europea, reforzó con anterioridad a este acuerdo sus compromisos en emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética en el PNIEC 2021-2030 con el que se materializa la consecución de los objetivos de esta ley. El PNIEC responde a la senda que asegurará el mejor modo desde el punto de vista ambiental y socioeconómico para lograr la plena descarbonización de España en 2050. El objetivo establecido a 2030 implica una disminución de un 39 % de las emisiones difusas respecto a 1990, según la evaluación de la Comisión Europea sobre el PNIEC de España, sobrepasando en 13 puntos la meta fijada para estos mismos sectores en el Reglamento europeo sobre el reparto de esfuerzos vigente en ese momento.

El compromiso de avanzar y adelantar la ambición climática se recoge en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, que sitúa a la transición ecológica como uno de sus ejes centrales. En este contexto el Gobierno de España trabaja para acelerar los objetivos del PNIEC adelantando su implementación de manera que la agenda climática se convierta en motor de una recuperación económica verde e inclusiva.

No obstante, siguen siendo necesarias más medidas para que las emisiones globales de gases de efecto invernadero se reduzcan en un 7,6 % cada año como recomienda el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA).

Por otro lado, la ley recoge como instrumentos de planificación para abordar la transición energética los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima y la Estrategia de Descarbonización a 2050 de la Economía Española. La ley establece la obligación de que todos los sectores contribuyan con sus esfuerzos a la descarbonización de la economía. Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima deben recoger los objetivos sectoriales y las políticas y medidas para alcanzarlos de los siguientes sectores: los sectores que participan en régimen de comercio de derechos de emisión, las grandes industrias y el sector eléctrico y los sectores difusos (agrario, forestal, transporte, residencial, institucional, comercial y de gases fluorados).

El título II recoge las disposiciones relativas a la generación de electricidad con energías procedentes de fuentes renovables y a la eficiencia energética.

En primer lugar, los ambiciosos objetivos de integración de renovables deben necesariamente venir acompañados por medidas encaminadas a cubrir la intermitencia y no gestionabilidad intrínsecas a las fuentes de energía primaria no almacenable. En concreto, la tecnología hidráulica no fluyente está llamada a desempeñar un papel fundamental en la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, debido a que su rápida respuesta y gestionabilidad permiten maximizar la penetración de las tecnologías, garantizando el suministro en todo momento. Además, en el caso de las centrales reversibles, el beneficio es doble, pues los excedentes que se pueden producir en la generación renovable no gestionable pueden ser absorbidos por estas centrales, minimizando el riesgo de vertido y optimizando el uso de la capacidad de generación disponible.

Es por ello que la ley establece que el aprovechamiento del dominio público hidráulico no fluyente para la generación de energía eléctrica en las nuevas concesiones que se otorguen tendrá como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables no gestionables en el sistema eléctrico, promoviendo, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles. Por otro lado, para que dicha integración sea compatible con una operación segura del sistema y el cumplimiento de los objetivos ambientales, se establecerán los mecanismos que permitan aplicar una estrategia de bombeo y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Estos mecanismos serán en todo caso compatibles con una gestión eficiente del recurso hidráulico en el mercado de electricidad y su protección ambiental. El aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos para usos propios del ciclo urbano del agua también se recoge en la ley.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha puesto de manifiesto la preocupación por el elevado endeudamiento de actividades reguladas como el transporte, la distribución de gas natural y electricidad. En este contexto se hace necesario que la retribución de dichas actividades considere el cumplimiento de determinados umbrales de endeudamiento que garanticen la estabilidad de las actividades reguladas que resultan esenciales para el cumplimiento de los objetivos establecidos en esta ley. Resulta necesario, por tanto, introducir este principio de prudencia financiera en las metodologías de retribución de las citadas actividades reguladas que el organismo competente para su aprobación desarrollará mediante el establecimiento de los incentivos que corresponda para garantizar el nivel de endeudamiento adecuado que permita disponer de una estructura de deuda sostenible.

Se modifica la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, para establecer que en las Leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de la recaudación anual derivada de los tributos incluidos en la Ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Por su posible impacto en la seguridad de suministro de los sistemas gasista y eléctrico, a efectos de reforzar la obligación de informar al órgano competente, sobre la toma de participaciones en negocios no regulados, de empresas reguladas en negocios no regulados, y en particular de empresas que pertenecen a grupos empresariales encargados de la gestión de la red de transporte de electricidad y gas natural, se modifica la disposición adicional novena de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativa a la comunicación sobre toma de participaciones de

grupos de sociedades designados como gestor de la red de transporte de electricidad y gas natural.

Para promover los cambios sustantivos que se requieren en materia de energía para cumplir con los objetivos de la ley, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia impulsarán una reforma del marco normativo para incluir aspectos como la participación de las personas consumidoras en los mercados energéticos, el acceso de las personas consumidoras de energía a sus datos, las inversiones en generación distribuida, el almacenamiento o los mercados locales de energía.

En relación a las medidas de eficiencia energética y la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación de edificios se recoge que deberán ser coherentes con los objetivos de eficiencia, de gestión de la demanda y de renovables establecidos en los sucesivos Planes Integrados de Energía y Clima. Con la finalidad de conseguir edificios más eficientes se fomenta el uso de materiales con la menor huella de carbono posible, mejoras en la accesibilidad de los edificios, incentivos para el introducción de energías renovables en la rehabilitación de viviendas, facilitando instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las comunidades de propiedad horizontal y sistemas de calefacción y refrigeración de cero emisiones.

El título III aborda las medidas relacionadas con la transición energética y los combustibles.

En primer lugar, no se otorgarán nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos en todo el territorio nacional, incluyendo el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental. De esta medida quedan excluidas las solicitudes de concesión de explotación asociadas a un permiso de investigación vigente que se encuentren en tramitación antes de la entrada en vigor de esta ley, que se regirán por la normativa aplicable al tiempo de otorgarse el citado permiso de investigación, a excepción de la posibilidad de prórroga, que se excluye expresamente.

Por sus características específicas, los proyectos relacionados con la minería del uranio dan lugar a unos materiales residuales que tienen la consideración de residuos radiactivos. Dada la larga vida de estos residuos radiactivos, que trasciende a generaciones, tras su gestión definitiva, y con objeto de dar cumplimiento a la normativa española en materia de protección radiológica, es necesario el establecimiento de las medidas necesarias para evitar su posible dispersión, que podría suponer un riesgo para la población o para el medio ambiente. De esta manera, debido a sus prejuicios y a su coste tampoco se otorgarán nuevos permisos de exploración, de investigación o concesiones de explotación de minerales radiactivos, ni se admitirán nuevas solicitudes de autorización de instalaciones radiactivas.

En segundo lugar, es necesario iniciar un proceso que de manera paulatina garantice la coherencia entre las ayudas o incentivos públicos y los objetivos de mitigación de cambio climático. Como regla general en la ley se establece que la aplicación de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil deberá estar debidamente justificada por motivos de interés social, económico o atendiendo a la inexistencia de alternativas tecnológicas.

Finalmente, se introducen disposiciones que fomentan los gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno y otros combustibles alternativos. Así, se introduce en la ley, por un lado, que el Gobierno promoverá, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración de estos combustibles y por otro lado, una disposición para reducir las emisiones específicas en el sector del transporte aéreo, marítimo y transporte pesado por carretera a través de la integración de energías renovables y del establecimiento de objetivos de suministro de biocarburantes y otros combustibles renovables de origen no biológico. A efectos de evitar el uso de biocombustibles que tengan impacto negativo sobre el medio ambiente, se exige el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de protección de la calidad del aire recogidos en la normativa comunitaria.

El título IV aborda las cuestiones relativas a la movilidad sin emisiones y transporte. El sector del transporte tiene que ser parte de la respuesta al cambio climático y posicionarse en el nuevo modelo de desarrollo para aprovechar las oportunidades que abre la nueva realidad económica y social. En materia de movilidad sin emisiones, se establece que se

adoptarán medidas para alcanzar en 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO_2. Los municipios de más de 50.000 habitantes y los territorios insulares adoptarán planes de movilidad urbana sostenible coherentes con los planes de calidad del aire que introduzcan medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones derivadas de la movilidad. Asimismo, se ofrece la posibilidad a las Comunidades Autónomas insulares, por su vulnerabilidad frente al cambio climático, a instar al Estado a establecer medidas de promoción de movilidad limpia, consistentes en restricciones de la circulación de turismos y furgonetas en su ámbito territorial.

El sector del transporte por carretera supone el 25 % de las emisiones de gases de efecto invernadero de nuestro país siendo una de las principales barreras para su descarbonización el desarrollo insuficiente de las infraestructuras de recarga eléctrica. Por otro lado, España cuenta con una amplia red de 11.400 estaciones de servicio distribuidas capilarmente por todo el territorio.

Con objeto de garantizar la existencia de infraestructura de recarga eléctrica suficiente, la ley introduce obligaciones de instalación de infraestructuras de recarga eléctrica en las estaciones de servicio cuyas ventas anuales de gasolina y gasóleo superen los 5 millones de litros, alcanzado el 10 % de la red. Esta infraestructura de recarga deberá tener una potencia igual o superior a 150 kW o a 50 kW dependiendo del volumen de ventas. La obligación se impone a las personas titulares de las estaciones de servicio que presumiblemente disponen de mayor capacidad económica y financiera para hacer frente a la inversión requerida. En el caso de concesiones en redes estatales de carreteras, las obligaciones señaladas serán satisfechas por los concesionarios de las mismas. El régimen de obligaciones será el mismo que el establecido para las personas titulares de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos. La ley recoge un mandato al Gobierno para desarrollar y poner a disposición del público una plataforma de información sobre puntos de recarga y de señalética.

Por otra parte, se introduce la previsión de que el Código Técnico de la Edificación establecerá obligaciones relativas a la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico en edificios de nueva construcción y en intervenciones en edificios existentes, con el fin de conseguir un transporte más limpio en las ciudades. En línea con lo establecido en el PNIEC, estas medidas regulatorias se acompañarán con ayudas públicas que faciliten el despliegue de la infraestructura de recarga, en línea con el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Economía española, al constituir una oportunidad para aprovechar la financiación europea y acelerar la consecución de los objetivos de electrificación y movilidad sostenible con recursos suficientes.

Asimismo, la ley recoge la necesidad de adoptar medidas para la reducción de las emisiones generadas por el consumo de combustibles fósiles en el transporte marítimo y en puertos, de forma que los puertos de competencia del Estado en el año 2050 sean de cero emisiones directas.

El título V recoge las medidas de adaptación frente a los impactos del cambio climático. El cambio climático ya es una realidad y sus impactos se muestran con una amplitud y profundidad crecientes en nuestro país. Sectores clave de nuestra economía dependen estrechamente del clima. Pero también otros muchos campos esenciales para nuestro bienestar, como la salud humana, la biodiversidad o la vivienda. Las acciones de adaptación efectivas reducen la exposición y la vulnerabilidad de los sistemas sociales, económicos y ambientales frente al cambio del clima y también pueden mejorar su capacidad para recuperarse y reestablecerse tras una perturbación asociada al clima. De manera complementaria la adaptación aporta beneficios económicos y sociales que la justifican.

La ley establece que el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) es el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático. El PNACC define los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y acciones para fomentar la resiliencia y la adaptación. Incluirá la adaptación frente a impactos en España derivados del cambio climático que tiene lugar más allá de las fronteras nacionales y priorizará la adaptación al cambio climático basada en ecosistemas.

Por primera vez se establecerán en el marco del PNACC objetivos estratégicos y la definición de un sistema de indicadores de impactos y adaptación al cambio climático, así

como la elaboración de informes de riesgo. El PNACC se desarrollará a través de programas de trabajo y de planes sectoriales.

Asimismo la ley contempla la integración de los riesgos derivados del cambio climático en la planificación y gestión de políticas sectoriales, como la hidrológica, la de costa, la territorial y urbanística, la de desarrollo urbano, la de edificación e infraestructuras del transporte, la de seguridad y dieta alimentarias, así como la de salud pública.

Por otro lado, se prevén medidas para la protección de la biodiversidad y sus hábitats frente al cambio climático y la elaboración de una estrategia específica que incluirá las directrices básicas para la adaptación al cambio climático de los ecosistemas naturales y de las especies silvestres españolas, así como las líneas básicas de restauración y conservación de los mismos, con especial referencia a los ecosistemas acuáticos o dependientes del agua y de alta montaña. La Red Natura 2000 también tendrá que evaluarse y responder a los nuevos escenarios climáticos.

La política agraria común, la de desarrollo rural y la forestal son clave para alcanzar el objetivo de neutralidad climática, por lo que la ley en su artículo 25 establece que el Gobierno incorpore medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad al cambio climático de los suelos agrícolas, de los montes y de los suelos forestales para facilitar la preservación de los mismos, entre ellas, la elaboración de un mapa de vulnerabilidad. En el mismo artículo se incorpora la necesidad de hacer compatible la conservación del patrimonio natural con el despliegue de las energías renovables.

En la misma línea, se recoge la necesidad de incentivar la participación de los propietarios y gestores públicos y privados en el aumento de la capacidad de captación de CO_2 de los sumideros de carbono terrestres y marinos, especialmente los del sector agrario y forestal. Para ello, junto con su identificación, evaluación y seguimiento se fomentarán sus cobeneficios como motor de desarrollo de las zonas rurales.

El título VI aborda medidas en el ámbito de la transición justa. La transición a una economía descarbonizada requiere también de medidas que faciliten una transición justa para los colectivos y áreas geográficas más vulnerables, entre ellas, las zonas rurales. Así, pues, para que la transición hacia un modelo productivo más ecológico sea socialmente beneficiosa, en un país con altas tasas de desempleo como España, la misma debe ser motor de nuevos empleos y generar oportunidades de empleo de calidad.

Resulta necesario mejorar la capacidad del Estado de hacer frente a las oportunidades y desafíos de la transición ecológica y la descarbonización mediante una Estrategia de Transición Justa que sirva como guía de acción para optimizar los beneficios y minimizar los riesgos sobre el empleo. La ley crea la Estrategia de Transición Justa, como instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en la actividad y el empleo de la transición hacía una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero, y regula la figura de los Convenios de Transición Justa como instrumentos clave para materializar las actuaciones. En la regulación de los convenios de transición justa se posibilita la participación en los mismos de las Comunidades Autónomas en función de las competencias que tienen atribuidas.

Por último, como señal clara de coherencia con la senda de descarbonización de nuestro país, se regula el cese de la producción de carbón nacional.

El título VII contempla aspectos concretos en la movilización de recursos en la lucha contra el cambio climático y la transición energética. En primer lugar, la ley dispone, con las excepciones establecidas en la misma, que al menos un porcentaje de los Presupuestos Generales del Estado, equivalente al acordado en el marco Financiero Plurianual de la Unión Europea, deberá tener impacto positivo en la lucha contra el cambio climático, estableciendo, en segundo lugar, que el Gobierno, a propuesta conjunta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y del Ministerio de Hacienda, revisará al alza, antes del año 2025, este porcentaje. En tercer lugar, se define el uso de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Por otro lado, la ley contempla una serie de medidas relacionadas con la contratación pública, destacando entre las mismas la inclusión en los pliegos de contratación de criterios de adjudicación vinculados con la lucha contra el cambio climático y de prescripciones técnicas particulares que establezcan la necesaria reducción de emisiones y de la huella de carbono.

En España es necesario llevar a cabo un proceso de aprendizaje que conduzca a identificar y anticipar situaciones potencialmente arriesgadas para la economía española y sus empresas y favorecer de esta forma la aplicación progresiva y cada vez más compleja de criterios de responsabilidad en materia de clima por parte de todos los actores. Por ello, es necesario fomentar el establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles, en línea con lo adoptado por la Unión Europea, que permita reorientar los flujos de capital con el fin de alcanzar un crecimiento sostenible e inclusivo. Se recogen las obligaciones de información que debe emprender el sector financiero y las empresas. Se introduce la obligación de presentar, en materia de obligaciones de información no financiera, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos financieros. Como sector que también debe contribuir a reducir las emisiones, a partir del año 2023, junto con las obligaciones de información las entidades de crédito deben publicar objetivos específicos de descarbonización de su cartera de préstamo e inversión alineados con el Acuerdo de París. En el articulado de la ley se detalla el contenido de este informe, que está en línea con las recomendaciones del Grupo de Trabajo del G20 sobre Divulgación de información financiera relacionada con el cambio climático, incluyendo su planificación financiera.

Asimismo, se prevé que el Banco de España, la Comisión Nacional del Mercado de Valores, y la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones elaboren un informe sobre la evaluación del riesgo para el sistema financiero español derivado del cambio climático.

Se incluye, por otro lado, la obligación de que el operador del sistema eléctrico, el Gestor Técnico del sistema gasista y la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) remitan un informe en el que se haga una evaluación de los riesgos y oportunidades asociados a un sistema energético descarbonizado sobre las actividades de la entidad, su estrategia y su planificación financiera. Obligaciones de información similares a las que se introducen en esta ley ya forman parte de la realidad económica y financiera de países como Reino Unido, Noruega, Francia y Alemania.

Las instituciones financieras internacionales están apoyando y demandando nuevos requerimientos de divulgación y evaluación de riesgos y oportunidades asociadas al cambio climático, donde las recomendaciones del Grupo de Trabajo sobre Divulgación de información financiera relacionada con el cambio climático (Taskforce on Climate Related Financial Disclosures), promovido en 2015 por el Financial Stability Board (FSB), para responder a los riesgos que el cambio climático crea en la estabilidad financiera en el contexto de la economía global, están sentando las bases de muchas de las iniciativas que se están poniendo en marcha. Estas iniciativas se basan en la existencia de un creciente reconocimiento de la correlación positiva entre la gestión de los riesgos climáticos, la creación de valor a largo plazo y el poder de los mercados. La ley da respuesta al interés creciente del sector financiero por las finanzas verdes y constata la reorientación de las estrategias de la banca y del mundo financiero del siglo XXI.

El título VIII aborda dos cuestiones de esencial importancia para la implicación de la sociedad española en las respuestas frente al cambio climático y la promoción de la transición energética, como son, por una parte, la educación y la capacitación para el desarrollo sostenible y el cuidado del clima, y, de otra, la investigación, desarrollo e innovación.

El título IX regula de forma novedosa la gobernanza de cambio climático y transición energética en España. En primer lugar, se crea el Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética como órgano responsable de evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas de energía y cambio climático, incluidas las normativas. A tal fin, elaborará anualmente un informe que será remitido y sometido a debate en el Congreso de los Diputados, con la participación del Gobierno. Las Comunidades Autónomas deberán informar en la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático de los planes de energía y clima a partir del 31 de diciembre de 2021. Los planes, programas, estrategias, instrumentos y disposiciones de carácter general que se adopten en la lucha contra al cambio climático y la transición energética hacia una economía baja en

carbono se llevarán a cabo bajo fórmulas abiertas que garanticen la participación de los agentes sociales y económicos interesados y del público. Por último, la ley contempla un artículo relativo a las políticas, medidas, inventarios y proyecciones de gases de efecto invernadero, de forma que se refuerce la coordinación a la hora de responder a las obligaciones de información asumidas en el marco de la normativa nacional, comunitaria e internacional.

Esta ley se adecua a los principios de buena regulación contenidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Así, de acuerdo con los principios de necesidad y eficacia, esta norma se justifica en la necesidad de asegurar el cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París, facilitar la plena descarbonización de la economía española, de modo que se garantice el uso racional y solidario de nuestros recursos, y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente. Se cumple el principio de proporcionalidad ya que la regulación se limita al mínimo imprescindible para llevar a cabo la transformación de la economía española, dando las señales necesarias para que esta tenga lugar. A fin de garantizar el principio de seguridad jurídica, la iniciativa normativa se ejerce de manera coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea, así como internacional, en particular respecto de la Agenda 2030 y el Acuerdo de París, para generar un marco normativo estable, predecible, integrado, claro y de certidumbre, que facilita su conocimiento, comprensión y aplicación y, en consecuencia, la actuación y toma de decisiones de las personas y empresas. En aplicación del principio de eficiencia, se limitan las cargas administrativas a las imprescindibles para la consecución de los fines descritos, siempre dentro del marco del ordenamiento jurídico nacional, de la Unión Europea e internacional. En aplicación del principio de transparencia, la ley se ha tramitado con arreglo a las previsiones de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno y de conformidad con la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia, en materia de medio ambiente, por ser una norma con incidencia ambiental, en aras de obtener la mayor participación posible de la sociedad, a través de los trámites de consulta previa y audiencia e información públicas. Asimismo, la ley se ha sometido al Consejo Asesor de Medio Ambiente, donde están representados los principales sectores de la sociedad civil en materia medioambiental. Por último, la participación de las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, que ha acompañado a toda la tramitación normativa en sus distintos trámites participativos, se ha visto reforzada con la consulta a los órganos colegiados de coordinación que aúnan a las distintas administraciones, como son el Consejo Nacional del Clima y la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático, así como a la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente.

En la redacción del anteproyecto de ley se ha tenido en cuenta la jurisprudencia del Tribunal Constitucional en relación con las competencias del Estado y de las Comunidades Autónomas en materia de cambio climático, como son, por ejemplo, la Sentencia 15/2018, de 22 de febrero de 2018, la Sentencia 62/2018, de 7 de junio de 2018, la Sentencia 64/2018, de 7 de junio de 2018, y Sentencia 87/2019, de 20 de junio de 2019. En esta última Sentencia el Tribunal Constitucional ha establecido que la determinación de los objetivos de clima es competencia del Estado.

El proyecto transpone la Directiva 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética. Esta transposición se realiza a través del artículo 15 de la ley, que dispone que antes del 1 de enero de 2023, todos los edificios de uso distinto al residencial privado que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de veinte plazas, ya sea en el interior o en un espacio exterior adscrito, deberán cumplir la exigencia relativa a las dotaciones mínimas para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos establecida en el Código Técnico de la Edificación.

Por último, esta ley se dicta de acuerdo con el Consejo de Estado. Asimismo, se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica; en el artículo 149.1.23.ª de la Constitución, de legislación básica

sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección, además de la legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias; y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Asimismo, esta ley se dicta también al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en los artículos 149.1.15.ª en relación con el fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica; 149.1.18.ª en relación con la legislación básica sobre contratos y concesiones administrativas; 149.1.20.ª en relación con la marina mercante, puertos de interés general, control del espacio aéreo, tránsito y transporte aéreo; 149.1.21.ª en relación con los transportes terrestres, tráfico y circulación de vehículos a motor; 149.1.22.ª en relación con los recursos y aprovechamientos hidráulicos, y autorización de las instalaciones eléctricas; 149.1.24.ª en relación con las obras públicas de interés general; y 149.1.30.ª en relación con las condiciones de obtención, expedición y homologación de títulos académicos y profesionales.

Se exceptúa de lo anterior por carecer de carácter básico y ser de aplicación exclusiva de la Administración General del Estado algunas materias que se regulan en esta ley, como son los puertos de competencia del Estado, la contratación pública, y la desinversión en productos energéticos de origen fósil.

TÍTULO PRELIMINAR

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto de la Ley.*

Esta ley tiene por objeto asegurar el cumplimiento, por parte de España, de los objetivos del Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015, firmado por España el 22 de abril de 2016 y publicado en el «Boletín Oficial del Estado» el 2 de febrero de 2017; facilitar la descarbonización de la economía española, su transición a un modelo circular, de modo que se garantice el uso racional y solidario de los recursos; y promover la adaptación a los impactos del cambio climático y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible que genere empleo decente y contribuya a la reducción de las desigualdades.

La Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, en el ámbito de sus respectivas competencias, darán cumplimiento al objeto de esta ley, y cooperarán y colaborarán para su consecución.

Artículo 2. *Principios rectores.*

Las actuaciones derivadas de esta ley y de su desarrollo se regirán por los principios reconocidos en el derecho nacional, en el marco de las competencias que tienen atribuidas el Estado y las Comunidades Autónomas, en el derecho de la Unión Europea e internacional de aplicación en materia de energía y clima y, en especial, en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, hecha en Nueva York el 9 de mayo de 1992, el Acuerdo de París, adoptado el 12 de diciembre de 2015, firmado por España el 22 de abril de 2016 y publicado en el Boletín Oficial del Estado el 2 de febrero de 2017, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, aprobada por Resolución de la Asamblea General de las Naciones Unidas el 25 de septiembre de 2015 y la normativa de la Unión Europea, así como en los principios siguientes:

a) Desarrollo sostenible.

b) Descarbonización de la economía española, entendiendo por tal la consecución de un modelo socioeconómico sin emisiones de gases de efecto invernadero.

c) Protección del medio ambiente, preservación de la biodiversidad, y aplicación del principio «quien contamina, paga».

d) Cohesión social y territorial, garantizándose, en especial, la armonización y el desarrollo económico de las zonas donde se ubiquen las centrales de energías renovables respetando los valores ambientales.

e) Resiliencia.

f) Protección y promoción de la salud pública.

g) Accesibilidad universal.
h) Protección de colectivos vulnerables, con especial consideración a la infancia.
i) Igualdad entre mujeres y hombres.
j) Mejora de la competitividad de los sectores productivos y certidumbre para las inversiones.
k) Precaución.
l) No regresión.
m) La mejor y más reciente evidencia científica disponible, incluyendo los últimos informes del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), de las Naciones Unidas.
n) Calidad y seguridad de suministro de energía.
ñ) Cooperación, colaboración y coordinación entre las Administraciones Públicas.

TÍTULO I

Objetivos y planificación de la transición energética

Artículo 3. *Objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética.*

1. Se establecen los siguientes objetivos mínimos nacionales para el año 2030 al objeto de dar cumplimiento a los compromisos internacionalmente asumidos y sin perjuicio de las competencias autonómicas:

a) Reducir en el año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española en, al menos, un 23 % respecto del año 1990.
b) Alcanzar en el año 2030 una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 42 %.
c) Alcanzar en el año 2030 un sistema eléctrico con, al menos, un 74 % de generación a partir de energías de origen renovables.
d) Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 39,5 %, con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria.

2. Antes de 2050 y, en todo caso, en el más corto plazo posible, España deberá alcanzar la neutralidad climática, con el objeto de dar cumplimiento a los compromisos internacionalmente asumidos y, sin perjuicio de las competencias autonómicas, el sistema eléctrico deberá estar basado, exclusivamente, en fuentes de generación de origen renovable.
3. Se autoriza al Consejo de Ministros a revisar al alza los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2 de este artículo con los siguientes fines:

a) Para cumplir con el Acuerdo de París, de acuerdo con las decisiones que tome la Conferencia de las Partes en su calidad de reunión de las Partes en el Acuerdo de París.
b) Para cumplir con la normativa de la Unión Europea.
c) Para adaptarlos a la evolución de los avances tecnológicos y del conocimiento científico.
d) Cuando concurran elementos objetivos cuantificables que, motivadamente, lo aconseje por motivos medioambientales, sociales o económicos.

4. La revisión de los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2 solo podrá contemplar una actualización al alza de las sendas vigentes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero e incremento de las absorciones por los sumideros.
5. En cualquier caso, se iniciará en el año 2023 la primera revisión de los objetivos establecidos en este artículo.

Artículo 4. *Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima.*

1. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es la herramienta de planificación estratégica nacional que integra la política de energía y clima, y refleja la contribución de España a la consecución de los objetivos establecidos en el seno de la

Unión Europea en materia de energía y clima, de conformidad con lo establecido en la normativa de la Unión Europea. Será aprobado por real decreto del Consejo de Ministros, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

2. Los informes de progreso sobre el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, elaborados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se someterán periódicamente al Consejo de Ministros para su toma en consideración, debiendo ser objeto de la correspondiente publicidad.

3. El primer Plan Nacional Integrado de Energía y Clima abarcará el periodo 2021-2030.

4. Los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima incluirán, al menos, el siguiente contenido:

a) Los objetivos y contribuciones cuantitativas ajustados a la ley, a nivel nacional y sectorial, de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y absorciones por los sumideros, de energías renovables y de eficiencia energética, garantizando la contribución de todos los sectores de la economía a la consecución de tales objetivos.

b) Las políticas y medidas correspondientes para alcanzar dichos objetivos.

c) Cualquier otro objetivo, política o medida establecido en la normativa de la Unión Europea sobre la estructura y contenido de los Planes.

Artículo 5. *Estrategia de Descarbonización a 2050.*

1. El Gobierno aprobará una Estrategia de Descarbonización a 2050 que establezca una senda de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y de incremento de las absorciones por los sumideros del conjunto de la economía española hasta 2050, necesaria para cumplir con los objetivos señalados en el artículo 3 y de conformidad con lo exigido por la normativa de la Unión Europea. La Estrategia de Descarbonización a 2050 será revisable cada cinco años e incluirá, al menos, un objetivo intermedio de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero indicativo en 2040.

2. La Estrategia de Descarbonización a 2050 será aprobada mediante real decreto del Consejo de Ministros, a iniciativa de la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Una vez aprobada, se dará cuenta de la misma al Congreso de los Diputados y al Senado.

Artículo 6. *Digitalización para la Descarbonización de la Economía.*

El Gobierno adoptará acciones de impulso a la digitalización de la economía que contribuyan a lograr los objetivos de descarbonización, en el marco de la estrategia España Digital 2025. Entre las referidas acciones se incluirán:

a) Abordar estratégicamente los retos y oportunidades que genera la incorporación de la tecnología digital al sector energético, al sector de la movilidad sostenible, a la economía circular, a la gestión del capital natural, a las redes y ciudades inteligentes y, en general, a las actividades de lucha contra el cambio climático.

b) Informar y difundir las nuevas propuestas para la reducción de emisiones de efecto invernadero de la economía digital y los nuevos modelos de negocio.

c) Emplear el potencial de nuevas tecnologías, como la Inteligencia Artificial, para transitar hacia una economía verde, incluyéndose, entre otros aspectos, el diseño de algoritmos energéticamente eficientes por diseño.

d) Impulsar las competencias digitales de la fuerza laboral, entre otros para las personas trabajadoras de los sectores necesitados de medidas de acompañamiento de Transición Justa, cuyos puestos pueden ser reemplazados por tecnologías emergentes, de modo que se maximice el aprovechamiento de las oportunidades y se minimicen los efectos negativos.

e) Promover que las compañías tengan en cuenta el impacto de sus servicios y de su proceso de digitalización y adopten un enfoque responsable de la innovación de los servicios digitales existentes para lograr una digitalización sostenible en el ámbito de aplicación de esta ley.

TÍTULO II

Energías renovables y eficiencia energética

Artículo 7. *Generación eléctrica en dominio público hidráulico.*

1. Al objeto de cumplir los objetivos en materia de energías renovables establecidos en esta ley, las nuevas concesiones que se otorguen, de acuerdo con lo establecido en la legislación de aguas sobre el dominio público hidráulico para la generación de energía eléctrica, tendrán como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico. A tal fin, se promoverán, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles, siempre que cumplan con los objetivos ambientales de las masas de agua y los regímenes de caudales ecológicos fijados en los planes hidrológicos de cuenca y sean compatibles con los derechos otorgados a terceros, con la gestión eficiente del recurso y su protección ambiental.

2. Reglamentariamente se establecerán las condiciones técnicas para llevar a cabo el bombeo, almacenamiento y turbinado para maximizar la integración de energías renovables. Dichas condiciones tendrán en cuenta lo dispuesto en el apartado anterior.

3. Al objeto de avanzar en nuevos desarrollos tecnológicos en materia de energías renovables y contribuir al logro de los objetivos previstos en la ley se promoverá, para usos propios del ciclo urbano del agua, el aprovechamiento para la generación eléctrica de los fluyentes de los sistemas de abastecimiento y saneamiento urbanos, siempre condicionado al cumplimiento de los objetivos de dichos sistemas cuando sea técnica y económicamente viable.

Artículo 8. *Eficiencia energética y rehabilitación de edificios.*

1. El Gobierno promoverá y facilitará el uso eficiente de la energía, la gestión de la demanda y el uso de energía procedente de fuentes renovables en el ámbito de la edificación, sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas, con especial referencia a los edificios habitados por personas en situaciones de vulnerabilidad.

2. Los materiales de construcción utilizados tanto en la construcción como en la rehabilitación de edificios deberán tener la menor huella de carbono posible a fin de disminuir las emisiones totales en el conjunto de la actuación o del edificio.

3. Las directrices y criterios de rehabilitación energética garantizarán en todo caso el mantenimiento y, cuando proceda, la mejora de las condiciones de accesibilidad y usabilidad de los edificios e instalaciones, fomentándose la posibilidad de aunar ambos tipos de actuaciones rehabilitadoras en programas únicos o, al menos, alineados.

4. El Gobierno fomentará la renovación y rehabilitación de los edificios existentes, tanto públicos como privados, para alcanzar los efectos señalados en este artículo y, en especial, la alta eficiencia energética y descarbonización a 2050.

A los efectos señalados en el párrafo anterior, en un plazo inferior a seis meses desde la entrada en vigor de la presente ley, el Gobierno elaborará un Plan de Rehabilitación de Viviendas y Renovación urbana con el objetivo de mejorar el parque edificado, independientemente de su titularidad, a efectos de cumplimentar los indicadores de eficiencia energética establecidos en el PNIEC y garantizar la integración de dichas actuaciones con el resto de los objetivos de mejora establecidos en la Agenda Urbana Española. Este Plan deberá seguir los criterios y objetivos recogidos en la estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España (ERESEE).

5. Las Administraciones Públicas podrán establecer incentivos que favorezcan la consecución de los objetivos previstos en este artículo, con especial atención a la introducción de las energías renovables en la rehabilitación de viviendas fomentando el autoconsumo, las instalaciones de pequeña potencia, la calefacción y la refrigeración cero emisiones.

6. Las medidas referidas en los apartados anteriores, la reglamentación técnica sobre energía y la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación de edificios serán coherentes con los objetivos establecidos en los sucesivos Planes Integrados de Energía y Clima.

TÍTULO III

Transición energética y combustibles

Artículo 9. *Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

1. A partir de la entrada en vigor de esta ley no se otorgarán en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos, regulados al amparo de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y del Real Decreto-ley 16/2017, de 17 de noviembre, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino.

A partir de la entrada en vigor de esta ley, no se otorgarán nuevas autorizaciones para realizar en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, cualquier actividad para la explotación de hidrocarburos en la que esté prevista la utilización de la fracturación hidráulica de alto volumen.

2. Cinco años antes del final de la vigencia de una concesión de explotación, y sin perjuicio de los requisitos establecidos en el real decreto de otorgamiento, la persona o entidad titular de la concesión presentará ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un informe que refleje el potencial de reconversión de sus instalaciones o de su ubicación para otros usos del subsuelo, incluida la energía geotérmica, o para otras actividades económicas, en particular, el establecimiento de energías renovables, y que deberá contemplar los niveles de mantenimiento del empleo.

Artículo 10. *Investigación y aprovechamiento de yacimientos de minerales radiactivos.*

1. A partir de la entrada en vigor de esta ley no se admitirán nuevas solicitudes para el otorgamiento de permisos de exploración, permisos de investigación o concesiones directas de explotación, ni sus prórrogas, regulados al amparo de la Ley 22/1973, de 21 de julio, de minas, de minerales radiactivos, tal y como se definen en la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, cuando tales recursos sean extraídos por sus propiedades radiactivas, fisionables o fértiles.

2. A partir de la entrada en vigor de esta ley no se admitirán nuevas solicitudes de autorización de instalaciones radiactivas del ciclo del combustible nuclear para el procesamiento de dichos minerales radiactivos, entendiendo como tales instalaciones las así definidas en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas.

Artículo 11. *Ayudas a productos energéticos de origen fósil.*

A partir de la entrada en vigor de esta ley, la aplicación de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil deberá estar debidamente justificada por motivos de interés social, económico o atendiendo a la inexistencia de alternativas tecnológicas. Durante el último trimestre de cada año natural, el Ministerio de Hacienda realizará un informe sobre el régimen fiscal aplicable a los productos energéticos de origen fósil, identificando aquellas ayudas y medidas que favorezcan su uso. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborará una propuesta de calendario para la revisión de las ayudas y medidas que favorezcan el uso de los productos energéticos de origen fósil, compatible con los objetivos previstos en la ley, teniendo en cuenta los informes emitidos por el Ministerio de Hacienda y previa consulta a los ministerios sectoriales afectados. El calendario de revisión será aprobado mediante Acuerdo de Consejo de Ministros.

Artículo 12. *Fomento y objetivos de los gases renovables.*

1. El Gobierno fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración de los gases renovables, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno y otros combustibles en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía de origen renovable o permitan la reutilización de residuos orgánicos o subproductos de origen animal o vegetal.

2. Para el cumplimiento de los objetivos establecidos en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, los planes de fomento referidos en el apartado anterior podrán prever, entre otras, las siguientes medidas:

a) Objetivos anuales de penetración de los gases renovables en la venta o consumo de gas natural, con indicación de los tipos de producto con los que se deberá cumplir la obligación, así como de los sujetos obligados.

b) Un sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos.

c) Regulaciones que favorezcan el uso industrial directo de los gases o su empleo para soluciones de movilidad, así como la inyección de dichos gases renovables en la red de gas natural.

Artículo 13. *Objetivos de energías renovables y combustibles alternativos sostenibles en el transporte.*

1. El Gobierno establecerá objetivos anuales de integración de energías renovables y de suministro de combustibles alternativos en el transporte con especial énfasis los biocarburantes avanzados y otros combustibles renovables de origen no biológico. En el caso del transporte aéreo, los objetivos se establecerán a propuesta conjunta de los Ministerios de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana y para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, debiendo tener en cuenta la lejanía y realidad propias de los territorios insulares.

2. Reglamentariamente el Gobierno adoptará las medidas necesarias para lograr el cumplimiento de los objetivos de integración de energías renovables y suministro de combustibles alternativos en el transporte, con especial énfasis los biocarburantes avanzados y otros combustibles renovables de origen no biológico en el transporte aéreo, incluidos los combustibles sintéticos en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía de origen renovable. En particular, estas medidas podrán incluir:

a) Los tipos de producto con que se deberán cumplir los objetivos y los sujetos obligados.

b) Un sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones, así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos.

3. A los efectos de lo dispuesto en este artículo, los biocarburantes y otros combustibles renovables de origen no biológico que se incorporen en el transporte aéreo deberán cumplir con los criterios de sostenibilidad definidos por la normativa de la Unión Europea y nacional sobre biocombustibles y otros combustibles renovables de origen no biológico, en particular, los previstos en la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, con el fin de evitar el empleo de materias primas con efectos negativos indirectos sobre el medio ambiente y la calidad del aire.

TÍTULO IV

Movilidad sin emisiones y transporte

Artículo 14. *Promoción de movilidad sin emisiones.*

1. La Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales, en el marco de sus respectivas competencias, adoptarán medidas para alcanzar en el año 2050 un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO_2, de conformidad con lo establecido por la normativa comunitaria. A estos efectos el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima fijará para el año 2030 objetivos de penetración de vehículos matriculados con nulas o bajas emisiones directas de CO_2, según sus diferentes categorías.

2. En desarrollo de la estrategia de descarbonización a 2050 se adoptarán las medidas necesarias, de acuerdo con la normativa de la Unión Europea, para que los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos comerciales, reduzcan paulatinamente sus emisiones, de modo que no más tarde del año 2040 sean vehículos con emisiones de 0 g CO_2/km de conformidad con lo establecido por la normativa comunitaria. A tal efecto, previa consulta con el sector, se pondrán en marcha medidas que faciliten la penetración de estos vehículos, que incluirán medidas de apoyo a la I+D+i.

3. Los municipios de más de 50.000 habitantes y los territorios insulares adoptarán antes de 2023 planes de movilidad urbana sostenible que introduzcan medidas de mitigación que permitan reducir las emisiones derivadas de la movilidad incluyendo, al menos:

a) El establecimiento de zonas de bajas emisiones antes de 2023.

b) Medidas para facilitar los desplazamientos a pie, en bicicleta u otros medios de transporte activo, asociándolos con hábitos de vida saludables, así como corredores verdes intraurbanos que conecten los espacios verdes con las grandes áreas verdes periurbanas.

c) Medidas para la mejora y uso de la red de transporte público, incluyendo medidas de integración multimodal.

d) Medidas para la electrificación de la red de transporte público y otros combustibles sin emisiones de gases de efecto invernadero, como el biometano.

e) Medidas para fomentar el uso de medios de transporte eléctricos privados, incluyendo puntos de recarga.

f) Medidas de impulso de la movilidad eléctrica compartida.

g) Medidas destinadas a fomentar el reparto de mercancías y la movilidad al trabajo sostenibles.

h) El establecimiento de criterios específicos para mejorar la calidad del aire alrededor de centros escolares, sanitarios u otros de especial sensibilidad, cuando sea necesario de conformidad con la normativa en materia de calidad del aire.

i) Integrar los planes específicos de electrificación de última milla con las zonas de bajas emisiones municipales.

Lo dispuesto en este apartado será aplicable a los municipios de más de 20.000 habitantes cuando se superen los valores límite de los contaminantes regulados en Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.

Los planes de movilidad urbana sostenible habrán de ser coherentes con los planes de calidad del aire con los que, en su caso, cuente el municipio con arreglo a lo previsto en el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.

Se entiende por zona de baja emisión el ámbito delimitado por una Administración pública, en ejercicio de sus competencias, dentro de su territorio, de carácter continuo, y en el que se aplican restricciones de acceso, circulación y estacionamiento de vehículos para mejorar la calidad del aire y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, conforme a la clasificación de los vehículos por su nivel de emisiones de acuerdo con lo establecido en el Reglamento General de Vehículos vigente.

Cualquier medida que suponga una regresión de las zonas de bajas emisiones ya existentes deberá contar con el informe previo del órgano autonómico competente en materia de protección del medio ambiente.

4. De acuerdo con la normativa de movilidad limpia aprobada por la Unión Europea y con las revisiones y mejoras posteriores que se acuerden, las Comunidades Autónomas insulares, considerando su vulnerabilidad frente al cambio climático, podrán instar al Estado el establecimiento de medidas de promoción de movilidad limpia, consistentes en restricciones en su ámbito territorial de la circulación de turismos y furgonetas.

Artículo 15. *Instalación de puntos de recarga eléctrica.*

1. El Gobierno pondrá a disposición del público la información de los puntos de recarga eléctrica para vehículos de acceso público, dentro del año posterior a la entrada en vigor de esta ley, a través del Punto de Acceso Nacional de información de tráfico en tiempo real gestionado por el organismo autónomo Jefatura Central de Tráfico. Para ello, con carácter previo, los prestadores del servicio de recarga eléctrica deberán remitir por medios

electrónicos al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico información actualizada de la localización, características, y disponibilidad de dichas instalaciones, así como del precio de venta al público de la electricidad o del servicio de recarga.

El Gobierno velará especialmente por el cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, de acuerdo con los informes que se prevén por la Directiva 2014/94/UE, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, en lo relativo a garantizar la interoperabilidad de los puntos de recarga accesibles al público.

2. Quienes ostenten la titularidad de las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 10 millones de litros instalarán, por cada una de estas instalaciones, al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 150 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de veintiún meses a partir de la entrada en vigor de esta ley.

3. Quienes ostenten la titularidad de las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 millones de litros y menor a 10 millones de litros, instalarán, por cada una de estas instalaciones, al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de veintisiete meses a partir de la entrada en vigor de esta ley.

4. En el caso de que en una provincia, Ciudad Autónoma o isla no exista ninguna instalación de suministro de combustibles y carburantes a vehículos cuyo volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo A en 2019 sea superior o igual a 5 millones de litros, quienes ostenten la titularidad de las instalaciones que, ordenadas de mayor a menor volumen de ventas anuales agregadas de gasolina y gasóleo, conjunta o individualmente alcancen al menos el 10 % de las ventas anuales totales en las citadas áreas geográficas en el año 2019 instalarán, por cada una de estas instalaciones, al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio en un plazo de 27 meses a partir de la entrada en vigor de esta ley.

5. A partir de 2021, quienes ostenten la titularidad de las instalaciones nuevas de suministro de combustible y carburantes a vehículos o que acometan una reforma en su instalación que requiera una revisión del título administrativo, independientemente del volumen anual agregado de ventas de gasolina y gasóleo de la instalación, instalarán al menos una infraestructura de recarga eléctrica de potencia igual o superior a 50 kW en corriente continua, que deberá prestar servicio desde la puesta en funcionamiento de la instalación o finalización de la reforma de la misma que requiera una revisión del título administrativo.

6. Mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la participación de las Comunidades Autónomas, se establecerá el listado de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas por los apartados segundo, tercero, cuarto y quinto de este artículo, así como las excepciones e imposibilidades técnicas para su cumplimiento.

7. En el año 2023, y a partir de entonces bianualmente, mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía se establecerá el listado de nuevas instalaciones de suministro de combustibles y carburantes obligadas por el apartado octavo de este artículo, así como de las excepciones e imposibilidades técnicas para su cumplimiento.

8. Las instalaciones de suministro de combustibles y carburantes que dos años antes de la publicación de las resoluciones a la que hace referencia el apartado séptimo de este artículo superen el umbral de ventas anuales de gasolina y gasóleo A que se establece en los apartados segundo y tercero de este artículo estarán obligadas a la instalación de al menos una infraestructura de recarga eléctrica en los mismos términos y plazos que los indicados en dichos apartados. Los plazos de puesta en servicio de las infraestructuras de recarga se entenderán iniciados desde la publicación de las resoluciones a las que hace referencia el apartado séptimo de este artículo.

9. Mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se establecerá la regulación del contenido y forma de remisión de la

información de los puntos de recarga al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico por parte de los prestadores del servicio de recarga.

10. El Código Técnico de la Edificación establecerá obligaciones relativas a la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico en edificios de nueva construcción y en intervenciones en edificios existentes. Sin perjuicio de lo anterior, antes del 1 de enero de 2023, todos los edificios de uso distinto al residencial privado que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de veinte plazas, ya sea en el interior o en un espacio exterior adscrito, deberán cumplir la exigencia relativa a las dotaciones mínimas para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos que establezca el Código Técnico de la Edificación. Reglamentariamente se regularán las obligaciones relativas a la instalación de puntos de recarga de vehículo eléctrico en aparcamientos no integrados en edificaciones.

11. En el caso de concesiones en redes estatales de carreteras, las obligaciones a que se refieren los apartados 2, 3, 4, 5 y 6 de este artículo corresponderán a las personas concesionarias de las mismas. El régimen de obligaciones será el mismo que el establecido para quienes ostenten la titularidad de instalaciones de suministro de combustibles y carburantes a vehículos, conforme a lo indicado en los citados apartados de este artículo.

12. El Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana y el Ministerio del Interior incorporarán en el Catálogo oficial de señales de circulación las señales necesarias para que las personas usuarias puedan identificar la ubicación y principales características de los puntos de recarga en las vías. Ambos departamentos y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico acordarán el contenido e imagen de dichas señales.

Para el diseño y la ubicación de los puntos de recarga se tendrán en cuenta criterios de accesibilidad universal.

Artículo 16. *Transporte marítimo y puertos.*

1. En los puertos de competencia del Estado el Gobierno adoptará medidas para la reducción paulatina de las emisiones generadas por el consumo de combustibles fósiles de los buques, embarcaciones, artefactos navales y plataformas físicas cuando estén amarrados o fondeados en los puertos, con el fin de alcanzar el objetivo de cero emisiones directas de estos antes de 2050.

2. A través de las Administraciones Públicas competentes, el Gobierno promoverá la articulación y consolidación de cadenas logísticas sostenibles con origen o destino en puertos mediante iniciativas estratégicas dirigidas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en puertos, así como en las cadenas de transporte marítimas o terrestres con origen o destino en puertos.

3. Las iniciativas señaladas en los apartados anteriores de este artículo tendrán por objeto, entre otros, la mejora de la eficiencia energética y de la calidad del aire de las instalaciones portuarias, la generación o contratación de energía de origen renovable en puertos, el impulso al transporte ferroviario con origen y destino en puertos, el impulso al desarrollo de Autopistas del Mar, la mejora de accesos viarios, y el estímulo al uso de energías alternativas en el transporte marítimo, con especial atención al uso de este tipo de energías en barcos atracados, de acuerdo con lo previsto en la normativa de la Unión Europea en materia de ayudas estatales.

4. Con la finalidad de alcanzar los objetivos establecidos en este artículo, el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, a través de Puertos del Estado y de las Autoridades Portuarias, previo acuerdo con las Comunidades Autónomas en sus ámbitos de competencias:

a) Aplicará medidas de incentivo económico dirigidas a estimular el suministro eléctrico o el uso de combustibles alternativos en buques atracados, el transporte ferroviario con origen o destino en puertos y medidas de eficiencia energética en concesiones.

b) Promoverá y ejecutará proyectos de mejora de accesos viarios y ferroviarios, y actuaciones de mejora de la red ferroviaria que incrementen la competitividad del transporte ferroviario con origen o destino en puertos y plataformas logísticas, fomentando, en la medida de lo posible, su ubicación en las provincias de interior. Asimismo, fomentará la mejora de las redes eléctricas de los puertos.

c) Establecerá objetivos de reducción de consumo energético en los puertos relativos al nivel de actividad de los mismos.

5. Asimismo, el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, en coordinación con sus homólogos de otros países, promoverá el desarrollo de Autopistas del Mar y líneas regulares de transporte Roll On-Roll Off, todo ello dentro del marco reglamentario que regula el apoyo oficial en forma de ayudas y previa solicitud a la Comisión Europea de la correspondiente autorización.

TÍTULO V

Medidas de adaptación a los efectos del cambio climático

Artículo 17. *Adaptación al Cambio Climático.*

1. El Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) constituye el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático en España. Sin perjuicio de las competencias que correspondan a otras Administraciones Públicas, el PNACC define los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y acciones para fomentar la resiliencia y la adaptación frente al cambio climático e incluirá la adaptación frente a impactos en España derivados del cambio climático que tiene lugar más allá de las fronteras nacionales.

2. Los objetivos específicos del PNACC incluirán:

a) La elaboración de escenarios climáticos regionalizados para la geografía española.

b) La recopilación, análisis y difusión de información acerca de la vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en diferentes sectores socioeconómicos, sistemas ecológicos y territorios.

c) La promoción y coordinación de la participación de todos los agentes implicados en las políticas de adaptación, incluyendo los distintos niveles de las administraciones públicas, las organizaciones sociales y la ciudadanía en su conjunto.

d) La definición de un sistema de indicadores de impactos y adaptación al cambio climático, que facilite un seguimiento y evaluación de las políticas públicas al respecto.

e) La elaboración de informes periódicos de seguimiento y evaluación del PNACC y sus programas de trabajo.

3. El contenido básico del PNACC debe incluir:

a) La identificación y evaluación de impactos previsibles y riesgos derivados del cambio climático para varios escenarios posibles.

b) La evaluación de la vulnerabilidad de los sistemas naturales, de los territorios, de las poblaciones y de los sectores socioeconómicos.

c) Un conjunto de objetivos estratégicos concretos, con indicadores asociados.

d) Un conjunto de medidas de adaptación orientadas a reducir las vulnerabilidades detectadas.

4. El PNACC será aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros, a propuesta de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y previa puesta en común con las Comunidades Autónomas a través de la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático.

5. El PNACC se desarrollará mediante Programas de Trabajo, a aplicar en periodos de cinco años. Cada Programa definirá los ejes y líneas prioritarias para el desarrollo de los objetivos establecidos en el Plan. Los programas de trabajo serán adoptados mediante Orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

6. Los resultados de cada Programa de Trabajo se revisarán periódicamente, al menos al final del periodo de desarrollo de cada uno de ellos, para llevar a cabo las acciones complementarias necesarias y tomarlos como referencia para preparar las propuestas a incluir en el siguiente Programa.

7. El PNACC también se desarrollará mediante planes sectoriales de adaptación que serán impulsados y elaborados por los Departamentos ministeriales competentes y que

identificarán los principales riesgos derivados del cambio climático sobre el sector, recurso o ámbito correspondiente y definirán medidas de respuesta oportunas para evitarlos o limitarlos.

8. El PNACC promoverá y priorizará la adaptación al cambio climático basada en ecosistemas, el desarrollo de las infraestructuras verdes y las soluciones basadas en la naturaleza.

Artículo 18. *Informes sobre riesgos climáticos y adaptación.*

Con la finalidad de cumplir con los objetivos de información asumidos en el Acuerdo de París y en la normativa internacional y comunitaria, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en colaboración con otros departamentos ministeriales y con las Comunidades Autónomas, elaborará y publicará informes, con una periodicidad al menos quinquenal, sobre la evolución de los impactos y riesgos derivados del cambio climático y sobre las políticas y medidas destinadas a aumentar la resiliencia y disminuir la vulnerabilidad frente al cambio climático en España.

Artículo 19. *Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del agua.*

1. La planificación y la gestión hidrológica, a efectos de su adaptación al cambio climático, tendrán como objetivos conseguir la seguridad hídrica para las personas, para la protección de la biodiversidad y para las actividades socioeconómicas, de acuerdo con la jerarquía de usos, reduciendo la exposición y vulnerabilidad al cambio climático e incrementando la resiliencia.

2. La planificación y la gestión hidrológica deberán adecuarse a las directrices y medidas que se desarrollen en la Estrategia del Agua para la Transición Ecológica, sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas. Dicha Estrategia es el instrumento programático de planificación de las Administraciones Públicas que será aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros en el plazo de un año desde la entrada en vigor de esta ley.

3. La planificación y la gestión, en coherencia con las demás políticas, deberán incluir los riesgos derivados del cambio climático a partir de la información disponible, considerando:

a) Los riesgos derivados de los impactos previsibles sobre los regímenes de caudales hidrológicos, los recursos disponibles de los acuíferos, relacionados a su vez con cambios en factores como las temperaturas, las precipitaciones, la acumulación de la nieve o riesgos derivados de los previsibles cambios de vegetación de la cuenca.

b) Los riesgos derivados de los cambios en la frecuencia e intensidad de fenómenos extremos asociados al cambio climático en relación con la ocurrencia de episodios de avenidas y sequías.

c) Los riesgos asociados al incremento de la temperatura del agua y a sus impactos sobre el régimen hidrológico y los requerimientos de agua por parte de las actividades económicas.

d) Los riesgos derivados de los impactos posibles del ascenso del nivel del mar sobre las masas de agua subterránea, las zonas húmedas y los sistemas costeros.

4. Con objeto de abordar los riesgos señalados en el apartado anterior, la planificación y la gestión hidrológicas deberán:

a) Anticiparse a los impactos previsibles del cambio climático, identificando y analizando el nivel de exposición y la vulnerabilidad de las actividades socio-económicas y los ecosistemas, y desarrollando medidas que disminuyan tal exposición y vulnerabilidad. El análisis previsto en este apartado tomará en especial consideración los fenómenos climáticos extremos, desde la probabilidad de que se produzcan, su intensidad e impacto.

b) Identificar y gestionar los riesgos derivados del cambio climático en relación con su impacto sobre los cultivos y las necesidades agronómicas de agua del regadío, las necesidades de agua para refrigeración de centrales térmicas y nucleares y demás usos del agua.

c) Considerar e incluir en la planificación los impactos derivados del cambio climático sobre las tipologías de las masas de agua superficial y subterránea y sus condiciones de referencia.

d) Determinar la adaptación necesaria de los usos del agua compatibles con los recursos disponibles, una vez considerados los impactos del cambio climático, y con el mantenimiento de las condiciones de buen estado de las masas de agua.

e) Considerar los principios de la Estrategia del Agua para la Transición Ecológica para la adaptación y mejora de la resiliencia del recurso y de los usos frente al cambio climático en la identificación, evaluación y selección de actuaciones en los planes hidrológicos y en la gestión del agua.

f) Incluir aquellas actuaciones cuya finalidad expresa consista en mejorar la seguridad hídrica mediante la reducción de la exposición y la vulnerabilidad y la mejora de la resiliencia de las masas de agua, dentro de las que se incluyen las medidas basadas en la naturaleza.

g) Incluir en la planificación los impactos derivados de la retención de sedimentos en los embalses y las soluciones para su movilización, con el doble objetivo de mantener la capacidad de regulación de los propios embalses y de restaurar el transporte de sedimentos a los sistemas costeros para frenar la regresión de las playas y la subsidencia de los deltas.

h) Elaborar el plan de financiación de las actuaciones asegurando la financiación para abordar los riesgos del apartado primero.

i) Realizar el seguimiento de los impactos asociados al cambio del clima para ajustar las actuaciones en función del avance de dichos impactos y las mejoras en el conocimiento.

5. En el marco de los Planes de Gestión del Riesgo de Inundación se considerará la necesidad de medidas de control de avenidas mediante actuaciones de corrección hidrológico forestal y prevención de la erosión.

Artículo 20. *Consideración del cambio climático en la planificación y gestión del dominio público marítimo-terrestre.*

1. La planificación y gestión del medio marino se orientarán al incremento de su resiliencia a los efectos del cambio climático.

2. La planificación y gestión de la costa deberán adecuarse a las directrices y medidas contempladas en la Estrategia de Adaptación de la Costa a los Efectos del Cambio Climático, elaborada en cumplimiento de la disposición adicional octava de la Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, y perseguirá los siguientes objetivos:

a) Incrementar la resiliencia de la costa española al cambio climático y a la variabilidad climática.

b) Integrar la adaptación al cambio climático en la planificación y gestión de la costa española.

3. Con el fin de garantizar una adecuada adaptación de la costa a los efectos del cambio climático, la gestión de los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre y sus prórrogas se llevará a cabo de acuerdo con lo establecido en el título III de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 13 ter de dicha ley.

A estos efectos, también se estará a lo previsto en otra normativa aplicable, así como en convenios internacionales que contengan regulación relativa a la costa y al mar y a la conservación y uso sostenible del dominio público marítimo-terrestre, teniéndose en cuenta factores como el estado y evolución de los ecosistemas, las condiciones hidromorfológicas, climáticas y de dinámica costera; así como la presión acumulada de los diferentes usos que soporta cada tramo de costa.

4. Los plazos de duración de los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre se computarán desde su otorgamiento e incluirán todas sus prórrogas, de ser estas posibles, sin superar los plazos máximos establecidos en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas y en la Ley 33/2003, de 3 de noviembre, de Patrimonio de las Administraciones Públicas, siendo nulos de pleno derecho los actos administrativos que se dicten tras la entrada en vigor de esta ley en incumplimiento de lo previsto en este artículo.

Artículo 21. *Consideración del cambio climático en la planificación y gestión territorial y urbanística, así como en las intervenciones en el medio urbano, en la edificación y en las infraestructuras del transporte.*

1. La planificación y gestión territorial y urbanística, así como las intervenciones en el medio urbano, la edificación y las infraestructuras de transporte, a efectos de su adaptación a las repercusiones del cambio climático, perseguirán principalmente los siguientes objetivos:

a) La consideración, en su elaboración, de los riesgos derivados del cambio climático, en coherencia con las demás políticas relacionadas.

b) La integración, en los instrumentos de planificación y de gestión, de las medidas necesarias para propiciar la adaptación progresiva y resiliencia frente al cambio climático.

c) La adecuación de las nuevas instrucciones de cálculo y diseño de la edificación y las infraestructuras de transporte a los efectos derivados del cambio climático, así como la adaptación progresiva de las ya aprobadas, todo ello con el objetivo de disminuir las emisiones.

d) La consideración, en el diseño, remodelación y gestión de la mitigación del denominado efecto «isla de calor», evitando la dispersión a la atmósfera de las energías residuales generadas en las infraestructuras urbanas y su aprovechamiento en las mismas y en edificaciones en superficie como fuentes de energía renovable.

2. Para garantizar que las nuevas instalaciones de producción energética a partir de las fuentes de energía renovable no producen un impacto severo sobre la biodiversidad y otros valores naturales, se establecerá una zonificación que identifique zonas de sensibilidad y exclusión por su importancia para la biodiversidad, conectividad y provisión de servicios ecosistémicos, así como sobre otros valores ambientales. A tal fin el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborará y actualizará periódicamente una herramienta cartográfica que refleje esa zonificación, y velará, en coordinación con las Comunidades Autónomas, para que el despliegue de los proyectos de energías renovables se lleve a cabo, preferentemente, en emplazamientos con menor impacto.

Artículo 22. *Consideración del cambio climático en la seguridad y dieta alimentarias.*

1. Las Administraciones Públicas fomentarán la mejora del conocimiento sobre los efectos del cambio climático en la seguridad y la dieta alimentarias, así como el diseño de las acciones encaminadas a mitigar y adaptarse a los mismos.

2. Se diseñarán e incluirán dentro del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, los objetivos estratégicos concretos, indicadores asociados y medidas de adaptación, encaminados a mitigar los riesgos en la seguridad alimentaria asociados al cambio climático, incluidos la aparición de riesgos emergentes alimentarios.

3. Con el objeto de incrementar la resiliencia, al tiempo que se reduce la huella de carbono y de fomentar una alimentación de calidad, en los pliegos de cláusulas administrativas particulares correspondientes a contratos públicos que tengan por objeto prestaciones que exijan la adquisición de alimentos, cuando estos contratos deban ser celebrados por la Administración General del Estado, y por los organismos y entidades dependientes o vinculados a la misma, se podrán establecer condiciones especiales de ejecución que primen los alimentos frescos o de temporada, y con un ciclo corto de distribución, siempre que ello resulte acorde con lo dispuesto en el artículo 202 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014 y con el Derecho Comunitario.

Artículo 23. *Consideración del cambio climático en la salud pública.*

1. Las Administraciones Públicas fomentarán la mejora del conocimiento sobre los efectos del cambio climático en la salud pública y sobre las iniciativas encaminadas a su prevención.

2. De otra parte, en el marco del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático, se diseñarán e incluirán los objetivos estratégicos concretos, indicadores asociados y medidas

de adaptación, encaminados a reducir o evitar los riesgos en la salud pública asociados al cambio climático, incluidos los riesgos emergentes.

Artículo 24. *Protección de la biodiversidad frente al cambio climático.*

1. Las Administraciones Públicas fomentarán la mejora del conocimiento sobre la vulnerabilidad y resiliencia de las especies silvestres y los hábitats frente al cambio climático, así como la capacidad de los ecosistemas para absorber emisiones. Este conocimiento, que se integrará en el Inventario Español del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad, en el Plan Estratégico del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad y en la Estrategia Estatal de Infraestructura Verde y de la Conectividad y Restauración ecológicas, se aplicará en la mejora de las políticas de conservación, gestión y uso sostenible del patrimonio natural y de la biodiversidad.

2. Con la finalidad señalada en el apartado anterior, y con la necesaria participación de las Comunidades Autónomas, en el plazo de tres años desde la aprobación de la ley, se presentará a la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente una estrategia específica de conservación y restauración de ecosistemas y especies especialmente sensibles a los efectos del cambio climático, entre los que figurarán los ecosistemas naturales y las especies de alta montaña, los humedales terrestres españoles, las praderas de posidonia y las zonas de ribera de los ríos, así como aquellos que destaquen por su papel en la adaptación al cambio climático. Para ello, se preverán las líneas de financiación adecuada a través del Fondo del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. Esa estrategia tendrá la consideración de instrumento programático de planificación de las Administraciones Públicas, aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros, que incluirá las directrices básicas para la adaptación al cambio climático de los ecosistemas naturales terrestres, de los ecosistemas marinos y de las especies silvestres españolas, así como las líneas básicas de restauración y conservación de los mismos, con especial referencia a los ecosistemas acuáticos o dependientes del agua y de alta montaña.

3. En el plazo de tres años desde la aprobación de la ley, se presentará a la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente una evaluación de la representatividad a medio y largo plazo de las redes de espacios naturales protegidos y espacios de la Red Natura 2000, en los diferentes escenarios climáticos posibles, con el fin de que, por parte de las administraciones competentes, se dispongan las medidas oportunas para que dichas redes sigan cumpliendo en los plazos mencionados los objetivos de conservación de hábitats y especies para las que fueron diseñadas.

4. La Administración General del Estado y la de las Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus respectivas competencias, incluirán en la actualización y revisión de los planes o instrumentos de gestión de los Espacios Naturales Protegidos y espacios de la red Natura 2000 un apartado sobre adaptación de los mismos al cambio climático con, al menos, un diagnóstico que incluya un listado de especies y hábitats especialmente vulnerables, objetivos, acciones e indicadores de progreso y cumplimiento, así como un plan de conectividad con otros espacios protegidos.

5. En un plazo de cinco años desde la entrada en vigor de la presente ley se actualizarán todos los atlas nacionales a los que hace referencia el Real Decreto 556/2011, de 20 de abril, para el desarrollo del Inventario Español del Patrimonio Natural y la Biodiversidad, en los que incluirá un análisis específico sobre el impacto que tendrá el cambio climático sobre las especies considerando los principales escenarios climáticos contemplados en ese momento.

Artículo 25. *Desarrollo rural: política agraria, política forestal y energías renovables.*

El Gobierno incorporará en la aplicación de la Política Agraria Común, así como en otras estrategias, planes y programas en materia de política agraria y de desarrollo rural, y en el Plan Forestal Español, medidas encaminadas a reducir la vulnerabilidad al cambio climático de los suelos agrícolas, de los montes y de los suelos forestales y para facilitar la preservación de los mismos, entre ellas, la elaboración de un mapa de vulnerabilidad, así como la evaluación y promoción de sistemas agrícolas y prácticas de gestión forestal sostenibles para aumentar su resiliencia frente al cambio climático, que fomentarán en todo

caso las sinergias con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en estos ecosistemas.

El despliegue de las energías renovables debe llevarse a cabo de manera compatible con la conservación del patrimonio natural y la adecuada ordenación territorial. Para ello, perseguirá revertir parte de la riqueza que genera en el territorio donde se realice el referido despliegue para activar su economía y combatir el declive demográfico.

Artículo 26. *Fomento de la capacidad de absorción de los sumideros de carbono.*

1. Las Administraciones Públicas competentes promoverán la identificación, clasificación, cartografía, aumento y mejora de los sumideros de carbono, incluidos los sumideros de carbono azul definidos por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, así como su evaluación y contabilización a partir de las fuentes de información existentes.

2. Las Administraciones Públicas, en el marco del Consejo Nacional del Clima y la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático, adoptarán las acciones oportunas para incentivar la participación de personas y entidades propietarias y gestoras públicas y privadas, especialmente los del sector agrario y forestal, en el aumento de la capacidad de captación de CO_2 de los sumideros de carbono.

3. A los fines señalados en los apartados anteriores, se fomentarán las acciones que resalten las externalidades positivas que proporcionan los sumideros de carbono terrestres y marinos, especialmente aquellas que proporciona el sector agrario y forestal, así como el uso de la biomasa de origen primario como fuente de materiales, los productos forestales de los montes como materias primas con ciclo de vida óptimo, servicios ecosistémicos y energía de origen renovable y sostenible. A tal efecto, la acción de fomento señalada se llevará a cabo en el marco del necesario apoyo a la bioeconomía como motor de desarrollo de las zonas rurales, y adaptada a las obligaciones ligadas a la calidad del aire.

TÍTULO VI

Medidas de transición justa

Artículo 27. *Estrategia de Transición Justa.*

1. La Estrategia de Transición Justa constituye el instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en la actividad y el empleo de la transición hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero y a la identificación y adopción de medidas que garanticen un tratamiento equitativo y solidario a las personas trabajadoras y territorios en dicha transición. El Gobierno aprobará, cada cinco años, mediante Acuerdo de Consejo de Ministros, Estrategias de Transición Justa, a propuesta conjunta de los Ministros para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico; de Trabajo y Economía Social; de Industria, Comercio y Turismo; de Agricultura, Pesca y Alimentación; de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana; y de Ciencia e Innovación, con la participación de las Comunidades Autónomas y a los agentes sociales.

2. La Estrategia de Transición Justa incluirá los siguientes contenidos:

a) Identificación de colectivos, sectores, empresas y territorios potencialmente vulnerables al proceso de transición a una economía baja en emisiones de carbono.

b) Análisis de las oportunidades de creación de actividad económica y empleo vinculadas a la transición energética.

c) Políticas industriales, agrarias y forestales, de investigación y desarrollo, de innovación, de promoción de actividad económica y de empleo y formación ocupacional para la transición justa.

d) Instrumentos para el seguimiento del mercado de trabajo en el marco de la transición energética mediante la participación de los agentes sociales, así como en las mesas de dialogo social.

e) El marco de elaboración de los convenios de Transición Justa.

3. La Estrategia de Transición Justa, así como los instrumentos de aplicación y desarrollo de esta, se elaborarán teniendo en cuenta la perspectiva de género y velarán por los principios de inclusión social y accesibilidad universal.

Artículo 28. *Convenios de transición justa.*

1. En el marco de la Estrategia de Transición Justa se suscribirán convenios de transición justa con el objeto de fomentar la actividad económica y su modernización, así como la empleabilidad de trabajadores vulnerables y colectivos en riesgo de exclusión en la transición hacia una economía baja en emisiones de carbono, en particular, en casos de cierre o reconversión de instalaciones.

2. Los convenios de transición justa, en los que las Comunidades Autónomas participarán de acuerdo con el ámbito de sus competencias, se suscribirán entre el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe del Ministerio de Trabajo y Economía Social, del Ministerio de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones y del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y otras Administraciones Públicas, en particular, Entidades Locales de áreas geográficas vulnerables a la transición hacia una economía baja en carbono. Asimismo, en estos convenios podrán participar empresas, organizaciones de los sectores empresariales, organizaciones sindicales, universidades, centros educativos, asociaciones y organizaciones ambientales no gubernamentales y demás entidades interesadas o afectadas.

3. Los convenios de transición justa incluirán:

a) Una evaluación del estado de vulnerabilidad del área geográfica o colectivo afectado.

b) Compromisos de las partes participantes en el convenio, incluidas las empresas beneficiarias de medidas de apoyo para la transición.

c) Medidas fiscales, de financiación, de apoyo a la I+D+i, de digitalización, de emprendimiento, de empleo, de protección social y actividades formativas para incentivar la adaptación de los trabajadores, supeditadas al cumplimiento de los objetivos establecidos en el convenio.

d) Un calendario para la adopción de las medidas, con objetivos medibles y mecanismos de seguimiento.

e) Cuando se considere procedente, el acceso prioritario a una parte o a la totalidad de la capacidad de evacuación eléctrica, así como el derecho prioritario al uso y volumen de agua de aquellas concesiones que queden extinguidas tras el cierre de instalaciones de generación de energía eléctrica con arreglo a lo previsto en el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

4. A los efectos de lo previsto en el artículo 49.h) de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, la vigencia de los convenios de transición justa vendrá determinada en las cláusulas del propio convenio, no pudiendo superar en ningún caso los siete años de duración inicial. Los firmantes podrán acordar su prórroga, antes de la finalización del plazo de vigencia previsto, por un período de hasta siete años adicionales.

Artículo 29. *Cese de la producción de carbón nacional.*

1. El otorgamiento de autorizaciones de explotación, permisos, concesiones, prórrogas o cesiones de los recursos de carbón de las unidades de producción inscritas en el Plan de Cierre del Reino de España para la Minería del Carbón no Competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE, quedará supeditado a la devolución de las ayudas concedidas al amparo de la citada decisión comunitaria, y correspondientes a todo el período cubierto por el plan de cierre. Deberán reintegrarse la cuantía exigible y los intereses devengados con carácter previo a cualquier posible autorización por parte de la autoridad competente.

2. Lo previsto en el apartado anterior será de aplicación a todas las solicitudes de autorizaciones de explotación, permisos o concesiones reguladas por la legislación minera, así como a prórrogas o cesiones que se encuentren en tramitación en el momento de entrada en vigor de la presente ley.

3. El Instituto para la Transición Justa, velará por el cumplimiento de lo previsto en este artículo, en cooperación con las Comunidades Autónomas en cuyo ámbito territorial se ubiquen las explotaciones mineras cerradas.

TÍTULO VII

Recursos en el ámbito nacional para la lucha contra el cambio climático y la transición energética

Artículo 30. *Recursos públicos destinados a la lucha contra el cambio climático.*

1. Al menos un porcentaje equivalente al acordado en el Marco Financiero Plurianual de la Unión Europea de los Presupuestos Generales del Estado deberá contribuir a los objetivos establecidos en materia de cambio climático y a la transición energética, de acuerdo con la metodología y los plazos que se establezcan reglamentariamente. De esta obligación se exceptuarán los recursos transferidos a las Administraciones territoriales, así como los gastos que, por su propia naturaleza, no tienen incidencia directa en el cambio climático, como los gastos de personal, los de finalidad social, como las pensiones o las prestaciones por desempleo, los de finalidad estrictamente financiera de la Administración General del Estado y el conjunto de organismos y entidades del sector público estatal, como el servicio de la Deuda Pública o cualquier otro que se determinare. Las dotaciones que se destinarán al cumplimiento de los objetivos previstos en esta ley se fijarán anualmente en el marco de elaboración de los correspondientes Presupuestos Generales del Estado, de conformidad con la normativa de aplicación y la política del Gobierno.

2. El Gobierno, a propuesta conjunta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y del Ministerio de Hacienda, revisará al alza, antes del año 2025, el porcentaje fijado en el primer apartado de este artículo, a la luz de los resultados de la planificación asociados al mismo.

3. En las propuestas que presente el Ministerio de Hacienda en el Consejo de Política Fiscal y Financiera se considerará, cuando proceda, la inclusión de criterios que contribuyan a los objetivos establecidos en materia de cambio climático y transición energética.

4. Los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero serán empleados para el cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático y transición energética. Las leyes de Presupuestos Generales del Estado de cada año recogerán los créditos correspondientes en el presupuesto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, destinándose al sistema eléctrico al menos 450 millones de euros para financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables, y pudiendo destinarse hasta el 30 % de los ingresos totales a medidas con incidencia social para paliar situaciones provocadas por la transición hacia una economía descarbonizada, o relacionadas con la vulnerabilidad a los impactos del cambio climático.

Cada año, previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, conforme a la normativa comunitaria en vigor se podrá destinar hasta un 25 % de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero para la compensación de los efectos de los costes indirectos por las emisiones de CO_2, ligadas al consumo de electricidad, para las instalaciones en riesgo de fuga de carbono.

Artículo 31. *Contratación pública.*

1. De conformidad con lo establecido en la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, por la que se transponen al ordenamiento jurídico español las Directivas del Parlamento Europeo y del Consejo 2014/23/UE y 2014/24/UE, de 26 de febrero de 2014, en toda contratación pública se incorporarán de manera transversal y preceptiva criterios medioambientales y de sostenibilidad energética cuando guarden relación con el objeto del contrato, que deberán ser objetivos, respetuosos con los principios informadores de la contratación pública y figurar, junto con la ponderación que se les atribuya, en el pliego correspondiente. Para ello, la contratación de la Administración General del Estado y el

conjunto de organismos y entidades del sector público estatal incorporará, de conformidad con el artículo 126.4 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, como prescripciones técnicas particulares en los pliegos de contratación, criterios de reducción de emisiones y de huella de carbono dirigidos específicamente a la lucha contra el cambio climático. A tal efecto, en el plazo de un año desde la entrada en vigor de esta ley, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el Ministerio de Hacienda elaborarán un catálogo de prestaciones en cuya contratación se tendrán en cuenta los criterios de lucha contra el cambio climático mencionados en este apartado y en el que se identificarán tales criterios de reducción de emisiones y de huella de carbono, incluidos los relacionados con una alimentación sostenible y saludable. En todo caso, de conformidad con lo establecido en el artículo 201 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, los órganos de contratación tomarán las medidas pertinentes para garantizar que en la ejecución de los contratos los contratistas cumplen las obligaciones aplicables en materia medioambiental.

2. La Administración General del Estado y el conjunto de organismos y entidades del sector público estatal, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 145.2 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, en las licitaciones de redacción de proyectos, de contratos de obra o concesión de obra incluirán, entre los criterios de adjudicación, algunos de los siguientes:

a) Requisitos de máxima calificación energética de las edificaciones que se liciten.

b) Ahorro y eficiencia energética que propicien un alto nivel de aislamiento térmico en las construcciones, energías renovables y bajas emisiones de las instalaciones.

c) Uso de materiales de construcción sostenibles, teniendo en cuenta su vida útil.

d) Medidas de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos en las distintas fases del proceso de construcción de obras públicas.

e) Medidas de adaptación al cambio climático.

f) Minimización de generación de residuos.

3. Asimismo, con sujeción a lo dispuesto en los artículos 125 y 126 de la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, en las licitaciones de redacción de proyectos, de contratos de obra o concesión de obra se podrán incluir, como prescripciones técnicas, alguna de los siguientes:

a) Que la madera que se utilice en las construcciones proceda de bosques gestionados de forma sostenible y atendiendo a su huella ecológica.

b) Actuaciones de repoblación forestal con especies autóctonas, como medida compensatoria para paliar la huella de carbono resultante de la ejecución de la obra o servicio objeto de licitación.

4. Los contratos de arrendamiento en vigor de inmuebles, en los que la Administración General del Estado y el conjunto de organismos y entidades del sector público estatal sean la parte arrendataria, que no tengan la consideración de edificación con consumo de energía casi nulo conforme a la versión vigente a 31 de diciembre de 2020 del Código Técnico de Edificación, no podrán prorrogarse más allá de 2030. Se exceptúan de esta previsión los contratos de arrendamientos sobre inmuebles radicados en el extranjero, que estarán regulados por la normativa de edificación y medioambiental vigente en el país en que se hallen situados.

Artículo 32. *Integración del riesgo del cambio climático por entidades cuyos valores estén admitidos a negociación en mercados regulados, entidades de crédito, entidades aseguradoras y reaseguradoras y sociedades por razón de tamaño.*

1. Las sociedades emisoras de valores admitidos a negociación en mercados regulados que formulen cuentas consolidadas, así como las que no estén integradas en un grupo consolidable, que estén obligadas a incluir en el informe de gestión consolidado o en el informe de gestión individual, el estado de información no financiera de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.5 del Código de Comercio y en el artículo 262.5 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de

Sociedades de Capital, remitirán a la Comisión Nacional del Mercado de Valores, dentro de su informe de gestión, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos.

2. Los grupos consolidables de entidades de crédito y las entidades de crédito no integradas en uno de estos grupos consolidables sometidos al régimen de supervisión del Banco de España y del Banco Central Europeo, de conformidad con lo previsto en el Reglamento (UE) n.º 1024/2013, del Consejo, de 15 de octubre de 2013, que encomienda al Banco Central Europeo tareas específicas respecto de políticas relacionadas con la supervisión prudencial de las entidades de crédito, incluirán entre la información con relevancia prudencial a la que se refiere el artículo 85 de la Ley 10/2014, de 26 de junio, de ordenación, supervisión y solvencia de entidades de crédito, y el artículo 93 del Real Decreto 84/2015, de 13 de febrero, por el que se desarrolla la Ley 10/2014, de 26 de junio, de ordenación, supervisión y solvencia de entidades de crédito, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos. Asimismo publicarán objetivos específicos de descarbonización de su cartera de préstamo e inversión alineados con el Acuerdo de París a partir de 2023.

3. Los grupos consolidables de entidades aseguradoras y reaseguradoras y las entidades aseguradoras y reaseguradoras no integradas en uno de estos grupos sometidos al régimen de supervisión de la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, de conformidad con lo previsto en la Ley 20/2015, de 14 de julio, de ordenación, supervisión y solvencia de las entidades aseguradoras y reaseguradoras, divulgarán y remitirán a la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, en los plazos señalados en el artículo 93 del Real Decreto 1060/2015, de 20 de noviembre, de ordenación, supervisión y solvencia de entidades aseguradoras y reaseguradoras para el informe de situación financiera y de solvencia, un informe de carácter anual, en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos.

4. Las sociedades que formulen cuentas consolidadas y las sociedades que no formen parte de un grupo consolidable, distintas de las previstas en los apartados anteriores y que estén obligadas a incluir en el informe de gestión consolidado o en el informe de gestión individual, el estado de información no financiera de acuerdo con lo previsto en el artículo 49.5 del Código de Comercio y en el artículo 262.5 del Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, publicarán dentro de su informe de gestión, un informe de carácter anual en el que se haga una evaluación del impacto financiero sobre la sociedad de los riesgos asociados al cambio climático generados por la exposición a este de su actividad, incluyendo los riesgos de la transición hacia una economía sostenible y las medidas que se adopten para hacer frente a dichos riesgos. El informe se publicará en la página web corporativa de las sociedades.

5. El contenido de los informes mencionados en los apartados anteriores sobre la estimación del impacto financiero de los riesgos para la sociedad asociados al cambio climático será determinado por real decreto, en el plazo de dos años desde la aprobación de esta ley, e incluirá los siguientes aspectos en las obligaciones de información que se establezcan:

a) La estructura de gobierno de la organización, incluyendo la función que sus distintos órganos desempeñan, en relación con la identificación, evaluación y gestión de los riesgos y oportunidades relacionados con el cambio climático.

b) El enfoque estratégico, tanto en términos de adaptación como de mitigación, de las entidades para gestionar los riesgos financieros asociados al cambio climático, teniendo en cuenta los riesgos ya existentes en el momento de la redacción del informe, y los que puedan surgir en el futuro, identificando las acciones necesarias en dicho momento para la mitigación de tales riesgos.

c) Los impactos reales y potenciales de los riesgos y oportunidades asociados al cambio climático en las actividades de la organización y su estrategia, así como en su planificación financiera.

d) Los procesos de identificación, evaluación, control y gestión de los riesgos relacionados con el clima y cómo estos se integran en su análisis de riesgo de negocio global y su integración en la gestión global del riesgo por parte de la organización.

e) Las métricas, escenarios y los objetivos utilizados para evaluar y gestionar los riesgos y oportunidades relevantes relacionados con el cambio climático y, en caso de que se haya calculado, el alcance 1, 2 y 3 de su huella de carbono y cómo se afronta su reducción.

Artículo 33. *Integración del riesgo del cambio climático en el sistema financiero y energético.*

1. El Banco de España, la Comisión Nacional del Mercado de Valores y la Dirección General de Seguros y Fondos de Pensiones, en el ámbito de sus respectivas competencias, elaborarán conjuntamente, cada dos años, un informe sobre el grado de alineamiento con las metas climáticas del Acuerdo de París y de la normativa de la Unión Europea basado en escenarios futuros y sobre la evaluación del riesgo para el sistema financiero español derivado del cambio climático y de las políticas para combatirlo, que se coordinará en el ámbito de la Autoridad Macroprudencial Consejo de Estabilidad Financiera (AMCESFI). El informe recogerá las propuestas que, en su caso, considere necesarias para mitigar el riesgo y será publicado y remitido al Congreso de los Diputados y al Senado.

2. El Operador del sistema eléctrico, el Gestor Técnico del sistema gasista y la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) remitirán al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, cada dos años y en el ámbito de sus respectivas competencias, un informe en el que se haga una evaluación de los riesgos y oportunidades asociados a un sistema energético descarbonizado sobre las actividades de la entidad, su estrategia y su planificación financiera. Asimismo, el Operador del sistema eléctrico, el Gestor Técnico del sistema gasista y la Compañía Logística de Hidrocarburos (CLH) deberán informar al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico sobre el grado de alineación de sus actividades con el Reglamento (UE) 2020/852 relativo al establecimiento de un marco para facilitar las inversiones sostenibles y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/2088.

Artículo 34. *Estrategia de descarbonización del sector eléctrico.*

De acuerdo con el desarrollo de la Estrategia de Descarbonización a 2050 establecida en el artículo 5, se habilita al Gobierno a requerir al operador del mercado, al operador del sistema, al transportista y a los distribuidores, definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, para que elaboren y presenten una estrategia de descarbonización en lo referente a su ámbito de actuación. Reglamentariamente se establecerán las condiciones y criterios mínimos que deberán incluir dichas estrategias.

TÍTULO VIII

Educación, Investigación e Innovación en la lucha contra el cambio climático y la transición energética

Artículo 35. *Educación y capacitación frente al cambio climático.*

1. El sistema educativo español promoverá la implicación de la sociedad española en las respuestas frente al cambio climático, reforzando el conocimiento sobre el cambio climático y sus implicaciones, la capacitación para una actividad técnica y profesional baja en carbono y resiliente frente al cambio del clima y la adquisición de la necesaria responsabilidad personal y social.

2. El Gobierno revisará el tratamiento del cambio climático y la sostenibilidad en el currículo básico de las enseñanzas que forman parte del Sistema Educativo de manera transversal, incluyendo los elementos necesarios para hacer realidad una educación para el

desarrollo sostenible. Asimismo el Gobierno, en el ámbito de sus competencias, impulsará las acciones que garanticen la adecuada formación del profesorado en esta materia.

El Gobierno promoverá que las universidades procedan a la revisión del tratamiento del cambio climático en los planes de estudios conducentes a la obtención de títulos universitarios oficiales en los que resulte coherente conforme a las competencias inherentes a los mismos, así como la formación del profesorado universitario en este ámbito.

3. El Gobierno revisará y mantendrá actualizado el Catálogo Nacional de las Cualificaciones Profesionales, así como el catálogo de ofertas formativas en el ámbito de la Formación Profesional que capaciten en perfiles profesionales propios de la sostenibilidad medioambiental y del cambio climático y la transición energética.

4. El Gobierno, en el ámbito de sus competencias, incentivará el proceso de acreditación de las competencias profesionales adquiridas por la experiencia laboral, y por vías no formales de formación, fomentando la educación y capacitación para avanzar en la lucha contra el cambio climático y la transición energética.

5. El Gobierno tendrá en cuenta la influencia que tiene la educación informal junto a la educación formal y la educación no formal, y hará uso de ella para realizar campañas de sensibilización y concienciación hacia la ciudadanía sobre los efectos del cambio climático y sobre el impacto que tiene la actividad humana en él. Además, el Gobierno y las distintas Administraciones Públicas reconocerán y pondrán los medios y recursos necesarios para que las entidades puedan realizar actividades de educación no formal, entendiendo que es una vía más para promover la implicación en la lucha contra el cambio climático de colectivos especialmente vulnerables como son la infancia y la juventud.

Artículo 36. *Investigación, desarrollo e innovación sobre cambio climático y transición energética.*

1. El Gobierno, en el ámbito de sus competencias, fomentará la inclusión del cambio climático y la transición energética, y promoverá su financiación adecuada, entre las prioridades de las Estrategias Españolas de Ciencia y Tecnología y de Innovación y en los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación.

2. Los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación impulsarán que en la evaluación relacionada con el cambio climático y la transición energética participen paneles de evaluación científico-técnica multidisciplinares, formados por personas expertas independientes cualificadas para valorar las líneas de investigación, desarrollo e innovación relacionadas con los aspectos mencionados.

TÍTULO IX

Gobernanza y participación pública

Artículo 37. *Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética.*

1. Se crea el Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética como órgano responsable de evaluar y hacer recomendaciones sobre las políticas y medidas de energía y cambio climático, incluidas las normativas. A tal fin, elaborará anualmente un informe que será remitido al Congreso de los Diputados y sometido a debate en el mismo, con la participación del Gobierno.

2. El Comité de Personas Expertas de Cambio Climático y Transición Energética desarrollará su actividad con plena autonomía respecto de la Administración General del Estado y su composición será paritaria en mujeres y hombres. Reglamentariamente se determinará su composición, organización y funcionamiento.

3. El Gobierno publicará su posición respecto a cada informe del Comité de Personas Expertas, de forma motivada, al menos 15 días naturales previos al debate posterior en el Congreso de los Diputados.

Artículo 38. *Cooperación interadministrativa en materia de cambio climático y energía.*

A partir del 31 de diciembre de 2021 las Comunidades Autónomas deberán informar en la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático de todos sus planes de

energía y clima en vigor. Dichos planes podrán consistir en un documento específico que recoja tanto las medidas adoptadas, como las medidas que prevean adoptar, en materia de cambio climático y transición energética, coherentes con los objetivos de esta ley.

Artículo 39. *Participación pública.*

1. Los planes, programas, estrategias, instrumentos y disposiciones de carácter general que se adopten en la lucha contra el cambio climático y la transición energética hacia una economía baja en carbono se llevarán a cabo bajo fórmulas abiertas y canales accesibles que garanticen la participación de los agentes sociales y económicos interesados y del público, en general, mediante los canales de comunicación, información y difusión, en los términos previstos por la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente. Para la elaboración de los mismos, y sin perjuicio de otras fórmulas de participación y deliberación, el Gobierno reforzará los mecanismos de participación ya existentes y garantizará de forma estructurada la participación ciudadana en el proceso de toma de decisiones en materia de cambio climático a través del establecimiento de una Asamblea Ciudadana del Cambio Climático a nivel Nacional y se recomendará que se establezcan asambleas autonómicas y asambleas municipales. Su composición tendrá en cuenta el principio de representación equilibrada entre mujeres y hombres e incluirá la participación de jóvenes. La composición, organización y funcionamiento de la misma se desarrollará mediante Orden Ministerial.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en colaboración con los demás departamentos ministeriales, desarrollará y mantendrá actualizada una página web específica que facilite el acceso de la ciudadanía a la información relacionada con el cambio climático y la transición energética.

Artículo 40. *Políticas, Medidas, Inventarios y Proyecciones de Gases de Efecto Invernadero.*

1. En el plazo de un año desde la entrada en vigor de esta ley se establecerán reglamentariamente las medidas que garanticen la coordinación, seguimiento, evaluación, publicidad, informe y notificación a la Comisión Europea, a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y a cualquier otro órgano que así lo requiera, de los datos de emisiones del inventario nacional de gases de efecto invernadero, las proyecciones de emisiones y las políticas y medidas implementadas, adoptadas y previstas para cumplir con los objetivos derivados de esta ley, de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima, de su Evaluación Ambiental Estratégica, de la Estrategia de Descarbonización a 2050, así como de cualquier otro objetivo internacional o nacional en materia de reducción de gases de efecto invernadero.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborará y actualizará periódicamente los informes que el Estado deba cumplimentar con objeto de cumplir las obligaciones de información asumidas por este en el marco de la normativa nacional, comunitaria e internacional, así como para disponer de una fuente esencial de información para el conocimiento del estado del cumplimiento de las políticas y medidas en materia de cambio climático, su contribución a los objetivos climáticos y ambientales así como la evaluación de su efectividad. Estos informes serán elevados para su aprobación a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos con la frecuencia que se establezca reglamentariamente.

3. De acuerdo con la normativa comunitaria e internacional, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico regulará la estructura institucional y los procedimientos para asegurar la oportunidad, transparencia, exactitud, coherencia, comparabilidad y exhaustividad de la información sobre las políticas y medidas y sobre las emisiones y proyecciones de emisiones antropogénicas por las fuentes y de absorción por los sumideros de gases de efecto invernadero, lo que incluirá la utilización y aplicación de datos, métodos y modelos, así como la realización de actividades de aseguramiento y control de la calidad y de análisis de sensibilidad.

Dicha estructura y procedimientos asegurarán también la total coherencia de políticas, con los Inventarios nacionales de contaminantes atmosféricos y demás informes que el

Estado deba cumplimentar con objeto de cumplir con las obligaciones de información asumidas en el marco de la normativa internacional y europea de emisiones a la atmósfera.

4. Para el cumplimiento de sus cometidos, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá solicitar a cualquier unidad del resto de los Ministerios, así como de sus organismos dependientes, la información necesaria para la estimación de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y el cálculo de sus proyecciones, así como para la evaluación de los impactos económicos y ambientales. Los Ministerios y organismos tendrán la obligación de suministrar los datos solicitados con el formato y estructura requeridos.

5. A los efectos de lo previsto en los apartados anteriores del presente artículo, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico establecerá los mecanismos de colaboración con otros organismos públicos o Administraciones Públicas distintas de la Administración General del Estado con competencias en el ámbito de diseño y ejecución de políticas y medidas con impacto en la mitigación y adaptación al cambio climático.

Disposición adicional primera. *Exclusión del ámbito de la ley de los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad.*

Quedan excluidos del ámbito de aplicación de esta ley los equipos, sistemas de armas, instalaciones y actividades cuyo propósito sea la protección de los intereses esenciales de la Defensa Nacional y de la Seguridad Pública. No obstante, los Ministerios de Defensa y del Interior se esforzarán por garantizar que la actuación de las Fuerzas Armadas y de las Fuerzas y Cuerpos de Seguridad del Estado se lleve a cabo, en la medida de lo posible, de forma compatible con los objetivos de la ley.

Disposición adicional segunda. *Desinversión en productos energéticos de origen fósil.*

En el plazo de dos años desde la entrada en vigor de esta ley, el Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital, el Ministerio de Hacienda, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico elaborarán un estudio del estado de situación y una propuesta de calendario para que la Administración General del Estado y los organismos y entidades que conforman el sector público estatal se desprendan de participaciones o instrumentos financieros de empresas o entidades cuya actividad mercantil incluya la extracción, refinado o procesado de productos energéticos de origen fósil.

Disposición adicional tercera. *Estrategia de financiación climática internacional.*

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros se adoptará una Estrategia de financiación climática internacional, como instrumento de planificación con los siguientes objetivos:

a) Dar cumplimiento a los compromisos de financiación climática internacional del Reino de España.

b) Asegurar que la acción desarrollada por la Cooperación Española sea coherente con los objetivos de lucha contra el cambio climático e integra la agenda del clima y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, incorporando estos principios en su marco normativo y de planificación.

c) Aprovechar las oportunidades de cooperación e inversión en países en desarrollo orientadas a hacer frente al cambio climático y de acuerdo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible contribuyendo a la creación de valor y de empleo en España y en los países objeto de cooperación.

d) Introducir la consideración del cambio climático y de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, de manera coordinada en los distintos instrumentos de financiación internacional y apoyo a la internacionalización de la empresa, mejorando los convenios comerciales con inclusión de cláusulas de reciprocidad en exigencias medioambientales.

e) Orientar los instrumentos de financiación internacional, cooperación e inversión en países en desarrollo a favorecer preferentemente la transición ecológica.

Disposición adicional cuarta. *Medidas adicionales en la aviación civil.*

Por orden del Ministro de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, se establecerán los requisitos de las auditorías energéticas operacionales y de los Planes estratégicos de sostenibilidad ambiental que las compañías aéreas, los entes gestores de los aeropuertos de interés general y las empresas proveedoras de servicios de tránsito aéreo, sujetos a la supervisión de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, deberán llevar a cabo como medida para identificar oportunidades de mejora orientadas a la reducción de emisiones e implementar su contribución a los objetivos en materia de energía y clima.

Disposición adicional quinta. *Impulso de la Economía Circular.*

El Gobierno remitirá a las Cortes, en un plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta ley, un Proyecto de Ley de Residuos y Suelos Contaminados, que incluirá como uno de sus principales ejes el impulso a la economía circular, en la línea de lo establecido en la Estrategia Española de Economía Circular, España Circular 2030, con el objetivo de contribuir a lograr una economía sostenible, descarbonizada, eficiente en el uso de los recursos y competitiva.

El Gobierno, en el marco de la Estrategia Española de Economía Circular, desarrollará Planes de Acción trienales que incluirán medidas y planes de acción sectorial alineados con los objetivos climáticos acordados por el Acuerdo de París, las líneas de actuación del Green New Deal, los objetivos de la estrategia de la Comisión Europea sobre economía circular y los objetivos de la propia Estrategia Española.

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, la Federación Española de Municipios y Provincias y las Comunidades Autónomas, a través de los organismos de cooperación interadministrativa existentes, coordinarán las actuaciones que se lleven a cabo en materia de Economía Circular que contribuyan a la descarbonización de la economía.

Disposición adicional sexta. *Transporte Ferroviario.*

1. El Gobierno promoverá el uso del ferrocarril de viajeros en el ámbito de la futura Ley de movilidad sostenible y financiación del transporte público, estableciendo las medidas necesarias para su fomento frente a medios de transporte más contaminantes.

2. En el ámbito del transporte de mercancías, y con el fin de mejorar la eficiencia energética y la competitividad del mismo, el Gobierno establecerá, de acuerdo con lo que prevea la citada Ley de movilidad sostenible y financiación del transporte público, objetivos de penetración del ferrocarril en el transporte de mercancías en distancias superiores a los 300 kilómetros.

El Gobierno elaborará una Estrategia de impulso del transporte de mercancías por ferrocarril, en el marco de su planificación estratégica, en la que tendrán cabida medidas que afecten a todos los ámbitos que puedan incidir en el incremento de la competitividad de este transporte.

Disposición adicional séptima. *Fiscalidad verde.*

En el plazo de seis meses desde la aprobación de esta ley, el Gobierno constituirá un grupo de personas expertas para evaluar una reforma fiscal que valorará la fiscalidad verde. En todo caso, las modificaciones que se introduzcan en este ámbito irán acompasadas con la situación económica.

Disposición adicional octava. *Investigación, desarrollo e innovación en energías renovables.*

1. Con el fin de fomentar la investigación e innovación en el ámbito de las energías renovables se impulsará la utilización de las distintas instalaciones de ensayos disponibles a nivel nacional que permitan llevar a la práctica proyectos tecnológicos de investigación e innovación que contribuyan al desarrollo de las energías renovables terrestres y marinas, así como al cumplimiento de los objetivos previstos en la presente ley.

2. A tal efecto, y sin perjuicio de lo establecido en el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, el Gobierno regulará, en el ámbito de sus competencias, un marco específico para estas instalaciones de ensayos, que incluirá el procedimiento para su categorización como tales, los principios y requisitos que deben cumplir las normas que regulen dichas instalaciones, así como los procedimientos de autorización simplificados, las exenciones que, en su caso, serán de aplicación a los proyectos piloto que se desarrollen en las mismas y las fuentes de financiación que en ningún caso afectarán a los recursos regulados de los sistemas eléctrico y gasista.

3. El acceso a las instalaciones de ensayos como espacio controlado de pruebas, o la realización de pruebas o proyectos piloto en el mismo, se realizará con fines exclusivamente de investigación o innovación, por el tiempo necesario para su ejecución en los términos programados y no supondrá, en ningún caso, el otorgamiento de autorización para el ejercicio de actividades comerciales o industriales ajenas a los fines propios de la investigación e innovación.

4. Los proyectos piloto y las pruebas propuestas dentro de estos no estarán sujetos a la normativa específica aplicable a las actividades comerciales o industriales relacionadas con la generación, almacenamiento y distribución de energías renovables, debiendo cumplir, en todo caso, con lo dispuesto en la presente ley, en la normativa que se dicte en desarrollo del mismo y en el resto de normativa que le sea de aplicación, sin perjuicio del respeto a las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas.

5. El acceso al entorno controlado de pruebas será acordado en el seno de una Comisión de Coordinación de las instalaciones de ensayos en la que se dará participación a representantes de las distintas autoridades públicas con competencias relacionadas con el desarrollo de actividades vinculadas a las energías renovables.

6. Las autoridades públicas con competencias en la materia cooperarán entre sí para garantizar que el entorno controlado de pruebas sirva a los objetivos y principios rectores previstos en la presente ley. A tal efecto, las autoridades públicas colaborarán a fin de lograr un adecuado funcionamiento del espacio controlado de pruebas previsto y facilitarán, dentro de su ámbito competencial y con las garantías adecuadas, la realización de pruebas.

7. El Gobierno procederá a la adopción de las disposiciones reglamentarias y actuaciones administrativas que resulten precisas para el desarrollo de la presente ley.

Disposición adicional novena. *Plan de reducción de consumo energético en la Administración General del Estado.*

En el plazo de un año desde la entrada en vigor de la presente ley, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) presentará un plan con el objetivo de que centros consumidores de energía, pertenecientes a la Administración General del Estado, reduzcan su consumo de energía en el año 2030, en consonancia con la «Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España» y el «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030», mediante la realización de medidas de ahorro y eficiencia energética.

Disposición transitoria primera. *Planes y programas vigentes.*

Los planes y programas que haya aprobado el Gobierno antes de la entrada en vigor de esta ley, y cuyo objeto y contenido sea el previsto en los artículos 4 o 5 de la misma, seguirán siendo de aplicación, sin perjuicio de que sus modificaciones o revisiones se tramiten y aprueben conforme a lo establecido en los citados artículos.

Disposición transitoria segunda. *Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

1. Lo previsto en el artículo 9 de esta ley será de aplicación a todas las solicitudes de autorizaciones de exploración y de permisos de investigación de hidrocarburos que se encuentren en tramitación en el momento de entrada en vigor de la presente ley.

2. Las solicitudes de concesiones de explotación asociadas a un permiso de investigación vigente, que se encuentren en tramitación antes de la entrada en vigor de esta

ley, se regirán por la normativa aplicable al tiempo de otorgarse el citado permiso de investigación, a excepción de la posibilidad de prórroga, que se excluye expresamente.

3. En cualquier caso, no procederá la admisión a trámite de la solicitud de concesión de autorización de explotación de hidrocarburos que no hubiere sido iniciada con anterioridad a la fecha de entrada en vigor de la presente ley.

4. Los permisos de investigación y las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos ya vigentes que se encuentren ubicados en el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental no podrán prorrogarse, en ningún caso, más allá del 31 de diciembre de 2042.

Disposición transitoria tercera. *Consideración del cambio climático en el desarrollo de la planificación y gestión del desarrollo urbano, de la edificación y de las infraestructuras del transporte.*

En relación con las previsiones establecidas en las letras a) y b) del apartado 1 del artículo 21 de esta ley relativos a la consideración del cambio climático en la planificación y gestión del desarrollo urbano, de la edificación y de las infraestructuras del transporte, estas disposiciones no serán de aplicación a los planes, programas y estudios cuya tramitación ya se hubiese completado en el momento de entrada en vigor de esta ley. En las modificaciones posteriores de dichos documentos se deberán integrar los criterios no incluidos en la fase estudio.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las disposiciones de igual o inferior rango que se opongan a esta ley.

[. . .]

Disposición final sexta. *Desarrollo reglamentario.*

Se habilita al Gobierno para que en el ámbito de sus competencias apruebe cuantas disposiciones sean necesarias para la aplicación, ejecución y desarrollo de lo establecido en esta ley.

Disposición final séptima. *Desarrollo normativo de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.*

El Gobierno aprobará, en el plazo máximo de un año, las normas necesarias para el desarrollo de la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes, entre ellas, el mandato de su artículo 65 «Incentivos por las externalidades ambientales» de regular los mecanismos y las condiciones para incentivar las externalidades positivas de los montes ordenados.

Disposición final octava. *Proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte.*

Con objeto de reforzar y complementar el cumplimiento de las medidas de promoción de la movilidad sin emisiones establecidas en esta ley, el Gobierno presentará a las Cortes Generales un proyecto de ley de movilidad sostenible y financiación del transporte.

[. . .]

Disposición final décima. *Instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en comunidades de propiedad horizontal.*

El Gobierno propondrá la modificación de la Ley de Propiedad Horizontal para facilitar y flexibilizar las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en las comunidades de propiedad horizontal en un plazo máximo de un año a contar desde la aprobación de la presente ley.

Disposición final undécima. *Reforma del sector eléctrico.*

En el plazo de doce meses desde la entrada en vigor de esta ley, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en ejercicio de sus respectivas competencias, presentarán una propuesta de reforma del marco normativo en materia de energía que impulse:

a) La participación de las personas consumidoras en los mercados energéticos, incluida la respuesta de demanda mediante la agregación independiente.
b) Las inversiones en la generación de energía renovable variable y flexible, así como la generación distribuida.
c) El almacenamiento de energía.
d) El aprovechamiento de las redes eléctricas, el uso de la flexibilidad para su gestión y los mercados locales de energía.
e) El acceso de las personas consumidoras de energía a sus datos.
f) La innovación en el ámbito energético.

Disposición final duodécima. *Huella de carbono y planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de las empresas.*

1. El Gobierno, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establecerá, en el plazo de un año desde la entrada en vigor de la presente ley, la tipología de empresas con actividad en el territorio nacional que deberán calcular y publicar su huella de carbono, así como los términos iniciales a partir de los cuales dicha obligación será exigible, su periodicidad y cualesquiera otros elementos necesarios para la configuración de la obligación.
2. Asimismo, las empresas que, conforme a lo dispuesto en el apartado anterior, resulten obligados al cálculo de su huella de carbono, deberá elaborar y publicar un plan de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
3. El plan de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero deberá contemplar un objetivo cuantificado de reducción en un horizonte temporal de cinco años, junto con las medidas para su consecución. Las empresas podrán compensar de manera voluntaria su huella de carbono.
4. Las obligaciones derivadas de los apartados anteriores se especificarán reglamentariamente a través de la modificación del Real Decreto 163/2014, de 14 de marzo, por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono.

Disposición final decimotercera. *Títulos competenciales.*

Esta ley se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, en el artículo 149.1.23.ª de la Constitución, de legislación básica sobre protección del medio ambiente, sin perjuicio de las facultades de las Comunidades Autónomas de establecer normas adicionales de protección, y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Asimismo, esta ley se dicta también al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en los artículos 149.1.15.ª en relación con el fomento y coordinación general de la investigación científica y técnica, en relación con el artículo 36; 149.1.18.ª en relación con la legislación básica sobre contratos y concesiones administrativas, en relación con el artículo 31; 149.1.20.ª en relación con la marina mercante, puertos de interés general, control del espacio aéreo, tránsito y transporte aéreo, en relación con los artículos 13 y 16 y disposición adicional cuarta; 149.1.21.ª en relación con los transportes terrestres que transcurran por el territorio de más de una comunidad autónoma, tráfico y circulación de vehículos a motor, en relación con el artículo 14; 149.1.22.ª en relación con la legislación, ordenación y concesión de recursos y aprovechamientos hidráulicos cuando las aguas discurran por más de una comunidad autónoma, en relación con los artículos 7 y 19; 149.1.23.ª en relación con la legislación básica sobre montes, aprovechamientos forestales y vías pecuarias, en relación con el artículo 25; 149.1.24.ª en relación con las obras públicas

de interés general; y 149.1.30.ª en relación con las condiciones de obtención, expedición y homologación de títulos académicos y profesionales, en relación con el artículo 35.

Se exceptúan de lo anterior, por carecer de carácter básico y ser de aplicación exclusiva de la Administración General del Estado, algunas materias que se regulan en esta ley, como son los puertos de competencia del Estado, la contratación pública, y la desinversión en productos energéticos de origen fósil.

Por su parte, las normas modificadas por las disposiciones finales primera a quinta y novena se dictan en virtud de los títulos competenciales que amparan dichas normas.

Disposición final decimocuarta. *Incorporación del Derecho de la Unión Europea.*

Esta ley incorpora parcialmente, en lo relativo a la instalación de puntos de recarga eléctrica, la Directiva 844/2018 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Disposición final decimoquinta. *Entrada en vigor.*

La presente ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

No obstante, para los contratos de concesión en ejecución a la entrada en vigor de esta ley, el apartado 11 del artículo 15 no entrará en vigor hasta el momento en que lo haga la disposición reglamentaria que determine las obligaciones en materia de instalación de puntos de recarga eléctrica a efectos de garantizar unas condiciones suficientes de suministro al tráfico de vehículos eléctricos que circulen por las citadas vías.

§ 10

Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 11, de 12 de enero de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-315

I

La consecución de verdaderos mercados interiores de electricidad y gas natural son el objetivo fundamental de la Directiva 2009/72/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. En particular, estas directivas establecen que, para un adecuado funcionamiento de los mercados interiores de la electricidad y del gas natural, los reguladores de la energía deben poder tomar decisiones sobre todas las cuestiones de reglamentación pertinentes y que sean totalmente independientes de cualquier otro interés público o privado.

Por otra parte, en el contexto de la transición energética actual tanto a nivel europeo como nacional, nuestro país debe adoptar un marco regulatorio e institucional claro, estable y predecible que otorgue seguridad jurídica a todos las personas físicas y jurídicas relacionadas con el sector energético, cuya transversalidad engloba tanto a colectivos vulnerables como a inversores nacionales e internacionales.

Asimismo, y en conexión con lo anterior, cabe señalar como la Comisión Europea inició de oficio una investigación sobre la transposición de la Directiva 2009/72/CE y de la Directiva 2009/73/CE a la legislación española, con el fin de evaluar la posible falta de conformidad con la legislación de la Unión Europea, que culminó en septiembre de 2016 con un Dictamen Motivado dirigido al Reino de España, concluyendo que se habían transpuesto incorrectamente al ordenamiento jurídico español las directivas citadas. A raíz del Dictamen Motivado, y dado el tiempo transcurrido desde su emisión, resulta urgente la adopción de las medidas legislativas necesarias pues, de no hacerlo, existe un inminente riesgo de que la Comisión Europea presente un recurso de incumplimiento contra el Reino de España ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea.

Al mismo tiempo, la incorrecta transposición de las directivas de mercado interior ha provocado una importante litigiosidad ante el Tribunal Supremo entre el regulador nacional y el Gobierno que resulta perjudicial para el interés general y que conlleva incertidumbre jurídica e inestabilidad institucional para todos los agentes involucrados en el sector. La presente norma pone fin a esta situación, realizando un reparto de competencias respetuoso con el marco comunitario, dotando a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de la independencia necesaria para el ejercicio de sus funciones.

Por ello, mediante el presente Real Decreto-ley se procede a modificar las leyes afectadas: la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico; y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Respecto a las materias objeto de modificación, en primer lugar, se introduce un mecanismo para asegurar la consistencia en el ejercicio de las competencias que corresponden al regulador con la competencia exclusiva sobre bases del régimen energético que el artículo 149.1.25.ª de la Constitución Española atribuye al Estado, articulando a tal fin un procedimiento que, en todo caso, garantiza la independencia del organismo regulador en la aprobación de sus circulares normativas, y previendo un mecanismo de conciliación previa para intentar alcanzar una solución consensuada las discrepancias que pudieran surgir. De este modo, la norma contempla que, con carácter previo al inicio de la tramitación de las circulares normativas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el Gobierno mediante orden de la Ministra para la Transición Ecológica podrá establecer las orientaciones de política energética que deben ser tenidas en cuenta en la circular que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En estos supuestos, y con carácter previo a la aprobación de la circular normativa, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá emitir un informe sobre la adecuación de la propuesta a las citadas orientaciones. En caso de suscitarse discrepancias entre las partes, se convocará una Comisión de Cooperación con la finalidad de buscar el entendimiento entre ambas partes.

En el caso de que no existan discrepancias o, de existir, se hubiera alcanzado un entendimiento entre las partes, las circulares normativas que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indicarán que se adoptan «de acuerdo con las orientaciones de política energética del Ministerio para la Transición Ecológica», en caso contrario, indicarán que se adoptan «oído el Ministerio para la Transición Ecológica».

En segundo lugar, en relación con la retribución de las actividades de transporte y distribución de gas y electricidad y de las plantas de gas natural licuado (a excepción de los almacenamientos subterráneos de gas natural), la norma concreta que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará la metodología, los parámetros retributivos, la base regulatoria de activos y la remuneración anual de la actividad. En todo caso, la tasa de retribución financiera no podrá exceder del límite máximo que se establezca por Ley para el periodo regulatorio. Respecto a los peajes de acceso a las redes de electricidad y gas natural, se establece que la Autoridad regulatoria aprobará, además de la metodología de peajes, la estructura y los valores concretos de los mismos, correspondiendo al Ministerio para la Transición Ecológica, la aprobación de la estructura de los cargos, su metodología y sus valores.

En tercer lugar, en relación con las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de electricidad y gas natural, corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de la metodología y condiciones de acceso y conexión que comprenderá los criterios económicos y para la evaluación de la capacidad, los motivos de denegación, el contenido de las solicitudes, permisos y contratos, así como las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

En cuarto lugar, será competencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la regulación de las reglas de funcionamiento de los mercados organizados en su componente regulada en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad regulatoria nacional, de conformidad con las normas del derecho comunitario europeo. En la elaboración de las circulares normativas relativas a la retribución de actividades reguladas, a los peajes de acceso a las redes, a las condiciones de acceso y conexión, y a las reglas de

funcionamiento de los mercados organizados la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá tener en cuenta las orientaciones de política energética que hayan sido fijadas por el Ministerio para la Transición Ecológica.

En quinto lugar, la nueva regulación prevé que la retribución del operador del sistema eléctrico y del gestor técnico del sistema gasista será establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se clarifica la función de control de los planes de inversión de los gestores de la red de transporte y se reformula el reparto competencial acerca del régimen sancionador y de inspecciones, en línea con las modificaciones de las funciones introducidas.

Finalmente se establece el oportuno régimen transitorio para todas las modificaciones introducidas, a fin de que pueda llevarse a cabo un traspaso ordenado de funciones y no se vea afectada la seguridad jurídica de los sujetos que operan en los sectores.

La adopción de todas estas medidas mediante Real Decreto-ley está amparada por la jurisprudencia del Tribunal Constitucional pues resulta urgente su adopción para atender al Dictamen Motivado dirigido al Reino de España en septiembre de 2016 ya que, de no hacerse así, el riesgo de que la Comisión Europea presente un recurso de incumplimiento contra el Reino de España ante el Tribunal de Justicia de la Unión Europea es inminente.

En este sentido, y en cuanto a la utilización del Real Decreto-ley como instrumento de transposición, cabe señalar que el Tribunal Constitucional, en su sentencia 1/2012, de 13 de enero, avala la concurrencia del presupuesto habilitante de la extraordinaria y urgente necesidad del artículo 86.1 de la Constitución cuando concurran «el patente retraso en la transposición» y la existencia de «procedimientos de incumplimiento contra el Reino de España».

Por todo lo expresado anteriormente, concurren las circunstancias de extraordinaria y urgente necesidad que constituyen el presupuesto habilitante exigido al Gobierno por el artículo 86.1 de la Constitución Española para dictar decretos-leyes, de acuerdo con la jurisprudencia del Tribunal Constitucional (STC 6/1983, de 4 de febrero, F. 5; 11/2002, de 17 de enero, F. 4, 137/2003, de 3 de julio, F.3. y 189/2005, de 7 de julio, F.3), subvenir a una situación concreta, dentro de los objetivos gubernamentales, que por razones difíciles de prever requiere una acción normativa inmediata en un plazo más breve que el requerido por vía normal o por el procedimiento de urgencia para la tramitación parlamentaria de las leyes, máxime cuando la determinación de dicho procedimiento no depende del Gobierno.

II

Este Real Decreto-ley se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

La presente norma se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Así, de lo expuesto en los apartados anteriores se pone de manifiesto el cumplimiento de los principios de necesidad y eficacia. El proyecto es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados, e igualmente se ajusta al principio de seguridad jurídica.

En cuanto al principio de transparencia, no se ha realizado el trámite de consulta pública, ni el trámite de audiencia e información públicas, que no son aplicables a la tramitación de los reales decretos-leyes, según establece el artículo 26.11 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno.

Por último, con respecto al principio de eficiencia, las medidas reguladas en el presente Real Decreto-ley no implican nuevas cargas administrativas.

En su virtud, haciendo uso de la autorización contenida en el artículo 86 de la Constitución Española, a propuesta de la Ministra para la Transición Ecológica, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 11 de enero de 2019,

DISPONGO:

TÍTULO I

Orientaciones de política energética y mecanismos de cooperación

Artículo 1. *Orientaciones de política energética.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias de regulación, deberá tener en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializarán en unas orientaciones de política energética adoptadas por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. Las orientaciones de política energética abarcarán aspectos tales como la seguridad de suministro, la seguridad pública, la sostenibilidad económica y financiera de los sistemas eléctrico y gasista, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el cambio climático y respeto al medio ambiente, la gestión óptima y el desarrollo de los recursos nacionales, la gestión de la demanda, la gestión de las elecciones tecnológicas futuras, la utilización racional de la energía, así como cualesquiera otros que guarden relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética.

3. El plan de actuación previsto en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, incluirá una previsión de las circulares de carácter normativo en materia de energía cuya tramitación tenga previsto iniciar dicho organismo durante el año siguiente, indicando la fecha prevista para el inicio de su tramitación, los objetivos que se pretenden alcanzar en cada una de ellas y la fecha prevista para su adopción. Dicha previsión será comunicada al Ministerio para la Transición Ecológica antes del 1 de octubre de cada año.

Para aquellas propuestas de Circulares de carácter normativo que puedan incidir en los aspectos de política energética y, en particular, para las Circulares de metodología de peajes de transporte y distribución, de la retribución de las actividades reguladas, de las condiciones de acceso y conexión y de las normas técnicas y económicas de funcionamiento del sistema eléctrico y gasista, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá adoptar las orientaciones de política energética que deberá tener en cuenta la regulación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con el fin de asegurar la consistencia de la regulación y su adecuación a los objetivos y principios de política energética previstos. Las orientaciones de política energética se remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación de la Circular según la previsión del plan de actuación comunicada con arreglo a lo previsto en el párrafo anterior.

4. En los casos previstos en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá remitir al Ministerio para la Transición Ecológica, con carácter previo a su aprobación, las Circulares referidas junto con una memoria justificativa de las mismas, con una antelación mínima de dos meses a la fecha prevista para su aprobación. En el plazo de un mes desde la remisión de las referidas Circulares, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá emitir un informe valorando la adecuación de las Circulares de carácter normativo a las orientaciones de política energética previamente adoptadas. Si en el informe se estima que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no ha tenido en cuenta dichas orientaciones generales, se convocará a la Comisión de Cooperación prevista en el artículo siguiente con el objeto de buscar el entendimiento entre ambas partes.

5. Lo dispuesto en el apartado anterior también será de aplicación en aquellos casos en los que, no habiéndose adoptado por el Ministerio para la Transición Ecológica orientaciones de política energética en los términos del apartado tercero anterior, así se solicite de manera expresa por el Ministerio durante la tramitación de las Circulares referidas.

6. Las Circulares previstas en los apartados 4 y 5 que se aprueben por el Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indicarán si se adoptan «de acuerdo con las orientaciones de política energética del Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de conformidad, u «oído el Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de discrepancia.

Artículo 2. *Comisión de Cooperación entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. La Comisión de Cooperación es un mecanismo de conciliación previa que tendrá por objeto alcanzar una solución consensuada entre la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Ministerio para la Transición Ecológica en el caso de que este último emita informe considerando que la propuesta de Circular normativa remitida no se ajusta a las orientaciones de política energética previamente adoptadas.

También podrá convocarse a la Comisión de Cooperación en los demás supuestos legalmente previstos.

2. La Comisión de Cooperación estará compuesta por los siguientes miembros:

a) Tres personas en representación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que desempeñen cargos, al menos, con rango de subdirección general.

b) Tres personas en representación de la Secretaría de Estado de Energía, que desempeñen cargos, al menos, con rango de subdirección general o equivalente. Los cargos de las personas que desempeñen la presidencia y la secretaría de la Comisión de Cooperación corresponderán a ambas partes de forma alternativa y rotatoria, con una periodicidad de un año.

Las personas representantes de la Comisión de Cooperación serán nombradas, en cada caso, por el titular del Ministerio para la Transición Ecológica y por la persona que ostente la presidencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, oído el Pleno.

La citada Comisión de Cooperación deberá atender al principio de presencia equilibrada entre mujeres y hombres, salvo por razones fundadas y objetivas, debidamente motivadas.

3. Las conclusiones de la citada Comisión se formalizarán en un acta en la que deberán justificarse las posiciones de ambas partes. El acta correspondiente será extendida por el secretario y firmada por todos los asistentes.

TÍTULO II

Funciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Artículo 3. *Modificación de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Se modifica la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en los siguientes aspectos:

Uno. Se modifica el artículo 7.1, se añaden las letras g), h) e i), y se incluye un párrafo final, que queda redactado en los siguientes términos:

> **«Artículo 7.** *Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural.*
>
> La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercerá las siguientes funciones en el ámbito del sector eléctrico y del sector del gas natural:
>
> 1. Establecer, mediante circulares dictadas de conformidad con el artículo 30 de esta ley, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y de acuerdo con las orientaciones de política energética:
>
> a) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución. La estructura y metodología deberán respetar las orientaciones de política energética y, en particular, el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico de conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.
>
> b) La metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión en los sectores de electricidad y gas.

c) Las metodologías relativas a la prestación de servicios de balance y de no frecuencia del sistema eléctrico que, desde el punto de vista de menor coste, de manera justa y no discriminatoria proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren su producción y consumo.

d) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de las instalaciones de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado. La estructura y la metodología deberán respetar las orientaciones de política energética y, en particular, el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista de conformidad con la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

e) La metodología relativa a la prestación de servicios de balance de forma que proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios de la red equilibren sus entradas y salidas del sistema gasista. Los servicios de balance se facilitarán de manera justa y no discriminatoria y se basarán en criterios objetivos dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del sistema establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

f) Las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y acceso a las redes de gas y electricidad.

g) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica conforme las orientaciones de política energética.

Entre otros, corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar, en su caso, los valores unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y la vida útil regulatoria de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio.

Asimismo, le corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio. Esta tasa no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

h) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme orientaciones de política energética.

Entre otros, corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar, en su caso, los valores unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y la vida útil regulatoria de los activos con derecho a retribución a cargo del sistema de gas natural de las empresas de distribución, transporte y plantas de gas natural licuado para cada periodo regulatorio.

Asimismo, le corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista para cada periodo regulatorio. Esta tasa no podrá exceder de la que resulte de conformidad con lo establecido en la ley 18/2014, de 15 de octubre y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

i) La metodología para el cálculo de la retribución del operador del sistema eléctrico y del gestor técnico del sistema gasista, en función de los servicios que efectivamente presten. Dichas retribuciones podrán incorporar incentivos, que podrán tener signos positivos o negativos, a la reducción de costes de los sistemas eléctricos y gasistas derivados de la operación de los mismos u otros objetivos.

Las Circulares anteriormente mencionadas, así como los actos de ejecución y aplicación de las mismas, serán publicados en el "Boletín Oficial del Estado".»

Dos. Se añade un nuevo apartado 1 bis al artículo 7, que queda redactado de la siguiente forma:

«1 bis. Aprobar, mediante resolución, los valores de los peajes de acceso a las redes de electricidad y gas, así como las cuantías de la retribución de las actividades de transporte y distribución de electricidad, y de transporte y distribución de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, para lo que habrá de atenerse a las respectivas metodologías aprobadas conforme a lo previsto en el apartado anterior».

Tres. Se modifica el apartado 7 del artículo 7 que queda redactado de esta manera:

«7. Supervisar los planes de inversión de los gestores de red de transporte, en particular, en lo que se refiere a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito de la Unión Europea, pudiendo realizar recomendaciones para su modificación. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá los resultados de dicha supervisión en su informe anual remitido a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y a la Comisión Europea.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe a la propuesta del gestor de la red de transporte en el inicio de la planificación que refleje sus recomendaciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico y gasista.

De igual modo, en el trámite de audiencia a la propuesta de planificación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica sobre la planificación y el control de las inversiones, y señalará aquellos aspectos no considerados en su informe inicial, pudiendo convocarse la Comisión de Cooperación para obtener un mejor entendimiento de la postura de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al respecto.»

Cuatro. Se añade un nuevo apartado 38 al artículo 7, que queda redactado de la siguiente forma:

«38. Determinar las reglas de los mercados organizados en su componente normativa, en aquellos aspectos cuya aprobación corresponda a la autoridad regulatoria nacional, de conformidad con las normas del derecho comunitario europeo». Dichas reglas se publicarán en el "Boletín Oficial del Estado".»

Cinco. Se añade un nuevo apartado 39 al artículo 7, que queda redactado de la siguiente forma:

«39. Inspeccionar, a través de la Dirección de Energía, todas aquellas materias sobre las que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tenga atribuida competencia.»

Seis. El apartado 1 del artículo 29 queda redactado como sigue:

«1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá facultades de inspección en el ejercicio de sus competencias. Asimismo, podrá imponer sanciones de acuerdo con lo previsto en el Capítulo II del Título IV de la Ley 15/2007, de 3 de julio, en el Título VI de la Ley 7/2010, de 31 de marzo, General de la Comunicación Audiovisual, en el Título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en el Título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en el Título VIII de la Ley 9/2014, de 9 de mayo, General de Telecomunicaciones, en el título VII de la Ley 43/2010, de 30 de

diciembre, del servicio postal universal, de los derechos de los usuarios y del mercado postal y en el Título VII de la Ley 38/2015, de 29 de septiembre, del sector ferroviario.»

[. . .]

Disposición transitoria primera. *Coordinación de los planes de regulación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con las orientaciones de política energética.*

1. En el plazo de dos meses desde entrada en vigor de este Real Decreto-ley, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica sobre las Circulares de carácter normativo que se encuentren en tramitación y que puedan incidir en los aspectos de política energética a que se refiere el artículo 1 del este Real Decreto-ley, indicando la fecha prevista para su adopción, así como sobre las que tenga previsto comenzar a tramitar hasta la presentación del próximo plan de actuación conforme a lo establecido en el artículo 39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con indicación expresa de la fecha prevista para el inicio de la tramitación.

2. El Ministerio para la Transición Ecológica podrá adoptar y remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo de un mes desde la remisión de la información prevista en el párrafo anterior, para las Circulares de carácter normativo en tramitación, y con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación en los demás supuestos, las orientaciones de política energética que deberá tener en cuenta la regulación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con el fin de asegurar la consistencia de la regulación y su adecuación a los objetivos y principios previstos.

3. En los casos previstos en el apartado anterior, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá remitir al Ministerio para la Transición Ecológica, con carácter previo a su aprobación, las Circulares de carácter normativo junto con una memoria justificativa de las mismas, con una antelación mínima de dos meses a la fecha prevista para su aprobación. En el plazo de un mes desde la remisión de las referidas Circulares, el Ministerio para la Transición Ecológica podrá emitir un informe valorando la adecuación de las Circulares de carácter normativo a las orientaciones de política energética previamente adoptadas. Si en el informe se estima que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no ha tenido en cuenta dichas orientaciones generales se convocará la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 de este Real Decreto-ley con el objeto de alcanzar un acuerdo entre ambas partes.

4. Lo dispuesto en el apartado anterior también será de aplicación en aquellos casos en los que, no habiéndose adoptado por el Ministerio para la Transición Ecológica orientaciones de política energética en los términos del apartado tercero anterior, así se solicite de manera expresa por el Ministerio durante la tramitación de una disposición de carácter normativo.

5. Las Circulares previstas en los apartados 3 y 4 que se aprueben por el Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia indicarán si se adoptan «de acuerdo con las orientaciones de política energética del Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de conformidad, u «oído el Ministerio para la Transición Ecológica», en caso de discrepancia.

Disposición transitoria segunda. *Régimen transitorio en la asunción de funciones por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

1. Las funciones de aprobación de los valores de los peajes de acceso y cánones previstas en los artículos 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, atribuidas hasta la entrada en vigor de este Real Decreto-ley al Ministerio para la Transición Ecológica, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una vez ésta apruebe, de acuerdo con la disposición final tercera, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las plantas de gas natural licuado y a las redes de transporte y distribución de gas y electricidad que, en todo caso, no será de aplicación antes del 1 de enero de 2020.

Las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural

licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La fijación de las cuantías de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica, regasificación, transporte y distribución de gas recogidas en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, pasarán a ser ejercidas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y serán aplicables a partir del 1 de enero de 2020.

2. Durante el periodo regulatorio en curso a la entrada en vigor de este este Real Decreto-ley, las tasas de retribución financiera de los activos de regasificación, transporte y distribución con derecho a retribución a cargo de los sistemas gasista y eléctrico serán las establecidas en las correspondientes leyes sectoriales.

Disposición transitoria tercera. *Procedimientos iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley.*

1. En los ámbitos afectados por la distribución de funciones a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia contenida en este Real Decreto-ley, los procedimientos que hayan sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se sustanciarán de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente en el momento en que se iniciaron.

2. Los procedimientos que, aun no habiendo sido iniciados a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley, se refieran a ejercicios anteriores a 2019, se regirán íntegramente por la ley anterior a la presente norma que estuviera vigente en el ejercicio al que se refieran.

Disposición transitoria cuarta. *Funciones y competencias cuyo ejercicio se mantiene transitoriamente en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Sin perjuicio de las modificaciones introducidas por este Real Decreto-ley en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en el título X de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, de conformidad con lo establecido en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia seguirá desempeñando las funciones a que se hace referencia en la disposición adicional octava de dicha Ley 3/2013, de 4 de junio.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las disposiciones de igual o inferior rango que se opongan a este Real Decreto-ley.

Disposición final primera. *Cláusula de salvaguardia para modificaciones de norma de inferior rango.*

Se mantiene el rango de las normas modificadas por este Real Decreto-ley cuando las mismas sean de rango inferior.

Disposición final segunda. *Títulos competenciales.*

Este Real Decreto-ley se dicta conjuntamente al amparo de las competencias exclusivas del Estado previstas en el artículo 149.1.13.ª de la Constitución, en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y en el artículo 149.1.25.ª de la Constitución, de bases del régimen minero y energético.

Disposición final tercera. *Aprobación de las metodologías de peajes y cargos.*

1. Antes del 1 de enero de 2020 el Gobierno, a propuesta del titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará mediante real decreto las metodologías de cálculo de los cargos que cubrirán los costes del sistema eléctrico y del sistema gasista.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías para el cálculo de los cánones y peajes de acceso a las redes, así como las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad y de gas.

2. Tanto el Gobierno como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán las metodologías para el cálculo de los cargos, retribuciones reguladas, cánones y peajes de acceso con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor y garantizarán que el impacto de la aplicación de las referidas metodologías en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual.

A estos efectos, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerán periodos transitorios en las citadas metodologías de peajes, cánones y cargos, según corresponda, de forma que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

Disposición final cuarta. *Desarrollo reglamentario.*

Se habilita al Gobierno para que en, el ámbito de sus competencias, apruebe cuantas disposiciones sean necesarias para la aplicación, ejecución y desarrollo de lo establecido en este Real Decreto-ley.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

Este Real Decreto-ley entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 11

Real Decreto 91/2025, de 11 de febrero, por el que se establece el mecanismo de gobernanza en materia de energía, cambio climático y calidad del aire. [Inclusión parcial]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 46, de 22 de febrero de 2025
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2025-3560

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

1. Este real decreto tiene por objeto establecer los mecanismos de gobernanza que permitan dar cumplimiento a las obligaciones de información adquiridas por el Reino de España en virtud de los acuerdos y compromisos nacionales e internacionales relativos a la lucha contra el cambio climático y a las emisiones de los contaminantes atmosféricos, conforme a lo establecido en los artículos 4, 18 y 40 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, y lo establecido en el artículo 27.5 de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, sobre los Informes de situación del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, los Informes sobre riesgos climáticos y adaptación y sobre las Políticas, Medidas, Inventarios, Proyecciones y Programas de Control de la Contaminación Atmosférica.

2. La finalidad de esta disposición es, por lo tanto, la definición de los mecanismos para:

a) La elaboración, aprobación y envío del Inventario Nacional y las proyecciones de emisiones a la atmósfera y la absorción por los sumideros de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos.

b) La identificación, seguimiento y envío de las políticas y medidas en materia de energía y clima, para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos, el fomento de los sumideros, así como de los planes y programas sobre estas materias.

c) El cumplimiento de las obligaciones de información relativas al sector del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura, las relacionadas con la adaptación al cambio climático y las relativas al apoyo financiero, tecnológico y de capacitación dado a países en desarrollo en relación con el cambio climático.

d) La elaboración, aprobación y envío de los Informes de Situación Nacionales Integrados de Energía y Clima.

e) La elaboración y envío de la Comunicación Nacional de España y del Informe Bienal de transparencia.

Artículo 2. *Definiciones.*

A los efectos de este real decreto, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) Sumidero: cualquier proceso, actividad o mecanismo que absorba de la atmósfera gases de efecto invernadero, aerosoles o precursores de esos gases según lo definido en el Reglamento (UE) 2018/841 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre la inclusión de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura en el marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030, y por el que se modifican el Reglamento (UE) n.º 525/2013 y la Decisión n.º 529/2013/UE.

b) Escenarios: se entenderá como escenarios la descripción de un futuro verosímil, basada en un conjunto consistente y coherente de parámetros económicos y sociales que tienen impacto en los elementos de planificación a los que afecta esta norma.

c) Gases de efecto invernadero: se entiende aquellos componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropógenos, que absorben y reemiten radiación infrarroja, de acuerdo a la definición de la CMNUCC.

d) Políticas y medidas: todos los instrumentos que contribuyen a la consecución de los objetivos de los planes nacionales integrados de energía y clima y/o al cumplimiento de los compromisos contraídos en virtud del artículo 4, apartado 2, letras a) y b), de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que pueden incluir aquellos que no tienen como objetivo principal la limitación y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero o el cambio del sistema energético, conforme al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018. También se considerarán los instrumentos que contribuyen al cumplimiento de los compromisos establecidos en materia de contaminación atmosférica.

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

El ámbito de aplicación de esta norma incluye los procedimientos de colaboración en materia de información aplicables a la Administración General del Estado, con arreglo a la estructura institucional establecida en los anexos I, II y III, y a otros organismos o administraciones públicas indicados en los anexos.

Artículo 4. *Elaboración y aprobación del Inventario Nacional y las proyecciones de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos.*

1. De manera anual, el Sistema Español de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera (SEI), regulado en el Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, elaborará el Inventario Nacional de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos para el año X con datos del año X-2, teniendo en consideración las directrices internacionales existentes para elaboración de inventarios contenidas en la Decisión 24/CP.19 y sus sucesivas actualizaciones, publicadas por la CMNUCC y en las Guías para el reporte de datos de emisiones y proyecciones bajo el Convenio sobre la Contaminación Atmosférica a Larga Distancia (CLRTAP) (ECE/EB.AIR/125), y con arreglo a la normativa de la Unión Europea. También con periodicidad anual se actualizarán los datos de toda la serie desde el año base.

2. De manera bienal, el SEI elaborará las proyecciones de emisiones (en adelante, proyecciones), basándose en los datos del Inventario disponibles y con la información de las políticas y medidas a las que se refiere el artículo 5 de este real decreto. En el marco de una política armonizada de energía y clima, las proyecciones de gases de efecto invernadero y de contaminantes atmosféricos deberán ser coherentes entre sí, y con la planificación energética y otras planificaciones sectoriales, de manera que permitan realizar un seguimiento armonizado de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima y de los Programas Nacionales de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA), así como de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP).

3. De acuerdo con lo establecido en artículo 10.4 del Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, para la elaboración del Inventario Nacional de Emisiones y las proyecciones, el SEI podrá solicitar a organismos públicos y privados la información necesaria para la estimación de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos y el cálculo de sus proyecciones. Los organismos consultados tendrán la

obligación de suministrar los datos solicitados, al tratarse de una operación estadística al amparo de la Ley 12/1989, de 9 de mayo, de la Función Estadística Pública, y de una obligación para el Estado por exigencia de la normativa de la Unión Europea y de los tratados internacionales. Los plazos de envío de la información se recogerán en la petición que a tal efecto formule la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental.

4. Para la elaboración del Inventario Nacional de emisiones, cada año, los responsables de los organismos públicos y privados a los que se refiere el apartado 3 deberán remitir a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental la información solicitada sobre su actividad en el año precedente. Esta Dirección General, en su petición, informará del marco legal en el que se cede la información, del tratamiento de la información confidencial, de los plazos y de las características de la información requerida, en cuanto a tipo de datos y metadatos a incorporar, de forma que los organismos implicados puedan incorporar los procedimientos pertinentes en sus respectivos Planes Estadísticos. A más tardar, el 1 de noviembre, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética remitirá a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental el balance energético nacional correspondiente al año precedente.

5. De forma bienal, para la elaboración de las proyecciones, deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

a) Con anterioridad a la notificación de proyecciones, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética elaborará una planificación energética actualizada, para cuya elaboración podrá solicitar la información pertinente a los departamentos ministeriales descritos en el anexo I. De conformidad con el artículo 5.3, la Oficina Española de Cambio Climático identificará y recabará información sobre las políticas y medidas no energéticas, con sus previsiones y tendencias y la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética identificará y recabará información sobre las políticas y medidas energéticas. Esta información será facilitada por las unidades anteriormente citadas a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental a más tardar el 15 de diciembre de los años pares, de forma que pueda ser integrada en las Proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero y de otros contaminantes atmosféricos. Los órganos encargados de la remisión de la información en relación con las políticas y medidas definidos en el anexo I de esta disposición serán responsables de informar de las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) tenidas en cuenta en sus previsiones.

b) La posible no adecuación de las emisiones y consumos energéticos a los objetivos de planificación deberá ser abordada de manera conjunta entre la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, la Oficina Española de Cambio Climático y la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, junto con la Administración pública o departamento ministerial responsable de la implantación de las correspondientes políticas y medidas.

c) El nivel de desagregación de la información mencionada en los dos apartados anteriores, por sectores y subsectores, será el requerido para los informes oficiales de proyecciones de emisiones; no obstante, en caso de que fuera posible diferenciar subsectores de interés especial, se incrementará la desagregación hasta el nivel suficiente para poder discriminar las tendencias y reflejarlas adecuadamente en las proyecciones (en ambos casos, en la medida en que estas desagregaciones estén disponibles). En el caso de información asociada al sector de la seguridad y defensa, el organismo o departamento ministerial correspondiente determinará el nivel de agregación que considere que no vulnera aspectos relacionados con la seguridad o la defensa nacional.

6. Las proyecciones de emisiones se aprobarán por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos (CDGAE), a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de conformidad con el artículo 40.2 de la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, y el artículo 10.6 del Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.

Artículo 5. *Identificación, seguimiento y notificación de las políticas y medidas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos y de fomento de los sumideros de carbono y elaboración de los Informes de situación nacionales integrados de energía y clima.*

1. La identificación, seguimiento y notificación de las políticas y medidas en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos, así como las de fomento de los sumideros de carbono, permitirán el seguimiento del cumplimiento de los objetivos establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA) o la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP), así como de otros Planes o Programas con incidencia sobre el cambio climático, la política energética, la emisión de contaminantes atmosféricos o la calidad del aire.

2. Con objeto de dar seguimiento a las políticas y medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y otros gases contaminantes, y de fomento de los sumideros de carbono, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y la Oficina Española de Cambio Climático podrán recabar, en el marco respectivo de sus competencias, de los departamentos ministeriales descritos en el anexo I, toda la información pertinente para dar respuesta a las obligaciones de información en materia de políticas y medidas establecidas en el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018.

3. La información deberá remitirse por dichos departamentos antes del 15 de diciembre del año anterior a la notificación de las políticas y medidas. Así, se remitirá entre otras, la descripción, contenido y alcance de las políticas y medidas existentes, la información del calendario y el grado de implementación y su vinculación con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, y el Programa nacional de control de la contaminación atmosférica, así como las previsiones de adopción de nuevas políticas y medidas, de las que se aportará esta misma información. En todo caso, estos plazos se ajustarán a las posibles modificaciones que pueda experimentar la normativa europea, y quedarán sujetos a que la Comisión Europea haya comunicado a los Estados Miembros la información necesaria para el informe de seguimiento, pudiéndose prorrogar en caso de no disponer de dicha información, así como hacer peticiones adicionales pasado dicho plazo si desde la Comisión Europea se ampliase el alcance del reporte.

4. La información suministrada deberá respetar el contenido obligatorio, así como el resto del contenido en la medida en la que la información esté disponible, el formato y la estructura previstos en el Reglamento de Ejecución (UE) 2020/1208 de la Comisión, de 7 de agosto de 2020, relativo a la estructura, el formato, los procesos de presentación de información y la revisión de la información notificada por los Estados miembros con arreglo al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, así como las disposiciones del Reglamento de Ejecución (UE) 2022/2299 de la Comisión, de 15 de noviembre de 2022, por el que se establecen disposiciones de aplicación del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo con respecto a la estructura, el formato, los detalles técnicos y el proceso de los informes de situación nacionales integrados de energía y clima.

5. Para los programas nacionales de control de la contaminación atmosférica en el marco de la Directiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de diciembre de 2016, relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, por la que se modifica la Directiva 2003/35/CE y se deroga la Directiva 2001/81/CE, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental podrá recabar, en el marco respectivo de sus competencias, de los departamentos ministeriales descritos en el anexo I, toda la información pertinente para dar respuesta a las obligaciones de información derivadas de la referida directiva. La información suministrada deberá respetar el contenido, formato y estructura previstos en la Decisión de Ejecución (UE) 2018/1522 de la Comisión, de 11 de octubre de 2018, por la que se establece un formato común para los programas nacionales de control de la contaminación atmosférica en el marco de la Directiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.

6. Una vez recopilada la información sobre las políticas y medidas, la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y la Oficina Española de Cambio Climático, bajo la coordinación de ésta última, en el marco de sus respectivas competencias y con arreglo a lo previsto en el anexo IV de reparto de obligaciones de información, notificarán a la Comisión Europea, de manera bienal, las políticas y medidas existentes y adicionales en materia de reducción de gases de efecto invernadero y fomento de los sumideros de carbono, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018. Dicha notificación se hará conforme a lo establecido en el Reglamento de Ejecución (UE) 2020/1208 de la Comisión, de 7 de agosto de 2020, y en el Reglamento de Ejecución (UE) 2022/2299 de la Comisión, de 15 de noviembre de 2022, y sus posteriores actualizaciones. La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental incluirá la información sobre políticas y medidas de otros contaminantes atmosféricos de acuerdo con la Decisión de Ejecución (UE) 2018/1522 de la Comisión, de 11 de octubre de 2018, a través de la plataforma correspondiente.

7. Las medidas de reducción de emisiones previstas en el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica, se actualizarán de acuerdo con lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 818/2018, de 6 de julio.

8. La Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, la Oficina Española de Cambio Climático y la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética, bajo la coordinación de ésta última, en el marco de sus respectivas competencias, notificarán de manera bienal los Informes de Situación Nacionales Integrados de Energía y Clima para el cumplimiento con lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre. Para la elaboración de estos informes de situación se podrá solicitar la información necesaria a los departamentos ministeriales descritos en el anexo I. Estos informes deberán ser coherentes con la información recopilada en virtud del artículo 5.3.

9. La información recopilada en relación con el efecto de las medidas incluidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, integradas a su vez en el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica, servirá como base para la actualización y seguimiento de dicho Programa.

10. En el supuesto de detectarse discrepancias relevantes en la información recibida de los diferentes departamentos ministeriales referidos en el anexo I, o si se constatara que las políticas y medidas no están suficientemente descritas o justificadas por dichos departamentos ministeriales,, o las proyecciones estimadas a partir de dicha información pusieran de manifiesto un posible incumplimiento en los compromisos suscritos por el Estado de reducción de emisiones para el conjunto de la economía y de fomento de los sumideros a nivel nacional, deberá ser abordado de manera conjunta por la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, la Oficina Española de Cambio Climático y la Dirección General de Planificación y Coordinación Energética junto con los organismos responsables de la definición de las medidas de mitigación de emisiones, en el ámbito de sus respectivas competencias, con objeto de revertir las discrepancias o deficiencias.

[. . .]

ANEXO IV

Cuadro resumen del reparto de obligaciones de información en el marco del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima

Artículo Reglamento de Gobernanza 2018/1999, de 11 de diciembre		Enviar a la Comisión Europea	Responsables
3	PLANES NACIONALES INTEGRADOS DE ENERGÍA Y CLIMA.	PNIEC 2031-2040 y periodos decenales siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC
9	PROYECTOS DE PLANES NACIONALES INTEGRADOS DE ENERGÍA Y CLIMA.	Borrador PNIEC 2031-2040 y periodos decenales siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC
14	ACTUALIZACIÓN DE LOS PNIEC.	Borrador actualización PNIEC 2031-2040, en su caso, y periodos siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC
		Actualización PNIEC 2031 -2040, en su caso, y periodos siguientes según corresponda.	DGPLACE, OECC

§ 11 Mecanismo de gobernanza en materia de energía, cambio climático y calidad del aire [parcial]

Artículo Reglamento de Gobernanza 2018/1999, de 11 de diciembre		Enviar a la Comisión Europea	Responsables
15	ESTRATEGIAS A LARGO PLAZO.	ELP cada 10 años y actualización cada 5 si es necesario.	DGPLACE, OECC
17	INFORMES DE SITUACIÓN NACIONALES INTEGRADOS DE ENERGÍA Y CLIMA.	Informe de Situación Nacional conforme al Reglamento de Ejecución.	DGPLACE, OECC, DGCEA
18	INFORMACIÓN INTEGRADA DE POLÍTICAS Y MEDIDAS Y PROYECCIONES.	Informe de Políticas y Medidas conforme a anexo VI y Proyecciones conforme anexo VII, incluyendo el efecto de las Políticas y Medidas.	DGPLACE, OECC, DGCEA
19	INFORMACIÓN INTEGRADA DE LAS ACTUACIONES NACIONALES DE ADAPTACIÓN, DEL APOYO FINANCIERO Y TECNOLÓGICO A PAÍSES EN DESARROLLO E INGRESOS PROCEDENTES DE SUBASTAS.	Información sobre los Planes y Estrategias de Adaptación.	OECC
		Destino de los ingresos derechos de emisión.	OECC
		Apoyo a los países en desarrollo.	OECC
20	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE ENERGÍAS RENOVABLES.	Informes de situación nacionales integrados de energía y clima. – información sobre la aplicación de las trayectorias y objetivos. – información sobre la aplicación de las políticas y medidas.	SEE
21	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA.	– información sobre la aplicación de las trayectorias y objetivos. – información sobre la aplicación de las políticas y medidas.	SEE
22	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE SEGURIDAD ENERGÉTICA.	– información sobre la aplicación de objetivos, políticas y medidas y cooperación regional.	SEE
23	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA.	– información sobre la aplicación de objetivos y medidas.	SEE
24	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE POBREZA ENERGÉTICA.	– información sobre los avances.	SEE
25	INFORMACIÓN INTEGRADA SOBRE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD.	– información sobre la aplicación de objetivos y medidas.	SEE
26	CONFIRMACIÓN DE INFORMACIÓN ANUAL.	Inventario de reservas de emergencia (Dtva 2009/119).	SEE
		Informe seguridad e impacto ambiental operaciones petróleo y gas mar adentro (Directiva 2013/30).	SEE
		Avance de Inventarios de GHG del año anterior.	DGCEA
		Datos preliminares Inventarios.	DGCEA
		Datos definitivos Inventarios.	DGCEA
		Datos definitivos Inventarios a la CNMUCC.	DGCEA
		Transferencias efectuadas para el año X-1. Descripción de los cambios del registro nacional. Información sobre las intenciones del Estado miembro de utilizar la flexibilidad y los ingresos con arreglo al Reglamento (UE) 2018/842.	OECC
		Datos preliminares Usos de la Tierra, Cambios de uso de la Tierra y Silvicultura.	DGCEA
		Datos definitivos Usos de la Tierra, Cambios de uso de la Tierra y Silvicultura.	DGCEA
27	NOTIFICACIÓN OBJETIVOS 2020.	Datos cumplimiento RES y Eficiencia a 2020.	SEE
37	SISTEMAS DE INVENTARIO DE LA UNIÓN Y NACIONALES.	Sistema Nacional de Inventarios.	DGCEA
39	SISTEMAS DE LA UNIÓN Y NACIONALES RELATIVOS A LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS Y A LAS PROYECCIONES.	Sistemas nacionales relativos a las Políticas y Medidas y las Proyecciones.	OECC

SEE: Secretaría de Estado de Energía.
DGPLACE: Dirección General de Planificación y Coordinación Energética.
OECC: Oficina Española de Cambio Climático.
DGCEA: Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental.

[. . .]

§ 12

Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 261, de 31 de octubre de 2015
Última modificación: 26 de mayo de 2018
Referencia: BOE-A-2015-11725

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, determinó el funcionamiento del sector gasista bajo los preceptos de liberalización de las actividades de suministro y la regulación de las actividades de transporte, distribución y almacenamiento de gas, incluyendo, entre otros, los principios generales del régimen de autorización de las instalaciones gasistas.

Asimismo, la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE promueve la creación de un mercado interior de gas natural, del que el sistema gasista español es parte, basado en zonas de balance con mercados organizados e interconectados y dotados de peajes con zonas de entrada y salida con contratación independiente.

Dicha Directiva se complementa con el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2005, con el Reglamento (UE) n.º 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas, y con el Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

En el caso de España, el actual nivel de desarrollo de las infraestructuras, la regulación sectorial y el grado de madurez y competencia del mercado español de gas son suficientes para permitir el desarrollo de un mercado de gas organizado, habiéndose establecido los principios de su funcionamiento en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Este mercado, cuando esté completamente desarrollado, reflejará una señal de precios transparente, facilitará la entrada de nuevos comercializadores dinamizadores del mercado y, por tanto, incrementará la competencia en el sector. Su desarrollo exitoso requiere que las normas de contratación de acceso, de balance y la gestión técnica del sistema se orienten a facilitar la operación en él, siendo este el objetivo principal del presente real decreto.

Se prevé la integración en el Mercado Organizado de gas de la actividad desarrollada en toda la península Ibérica. En este sentido, en la XXVIII Cumbre Hispano-Lusa los gobiernos de España y Portugal se han comprometido a avanzar en la aprobación de un tratado internacional para integrar gradualmente ambos mercados.

El título I realiza una modificación profunda del régimen de contratación de capacidad establecido en el año 2001 mediante el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, basado en los principios siguientes: en primer lugar se regula la contratación independiente de entradas y salidas al sistema de transporte y distribución, configurando éste como un Punto Virtual de Balance que permita a los usuarios intercambiar sin ninguna restricción el gas introducido, favoreciendo el desarrollo de mecanismo ágiles y eficientes de contratación. Este aspecto es imprescindible para que el mercado organizado alcance un nivel óptimo de liquidez.

En segundo lugar se simplifican y agilizan los procedimientos de contratación de capacidad mediante la aplicación de contratos marco y la constitución de una plataforma telemática única de contratación gestionada por el Gestor Técnico del Sistema, que garantizará la aplicación de condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias y permitirá la eliminación de las restricciones técnicas mediante mecanismos de asignación de capacidad.

El tercer principio es el establecimiento de mecanismos de mercado para la asignación de capacidad con carácter firme durante todo el periodo contratado, aplicando un sistema de garantías que no suponga un coste excesivo para el comercializador.

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, introdujo un nuevo artículo en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el 65 bis, en el que se crea el mercado organizado de gas, habilitando al Gobierno para que reglamentariamente se regulen, entre otras materias, los sujetos que pueden operar, las condiciones y características de los productos a negociar.

Por lo tanto, este artículo establece las bases para la creación de un mercado mayorista organizado, similar a los que ya se encuentran desarrollados en otros países de nuestro entorno y compatible con el denominado «Gas Target Model» promovido por la Comisión Europea.

En el título II se desarrolla el Mercado Organizado de Gas, integrado por transacciones de compra y venta de gas, libres y anónimas. Las Reglas del Mercado Organizado y el contrato de adhesión a dichas Reglas serán aprobados por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Dicho Mercado Organizado de Gas se entiende sin perjuicio de la existencia de otras plataformas de mercado u operaciones bilaterales de compraventa.

El mercado funcionará con base en una «Sesión de Negociación» donde pueden coexistir subastas y mercado continuo. Los agentes realizarán sus ofertas de compra y venta de los distintos productos en la plataforma de mercado y para toda oferta recibida, previamente a su incorporación a la negociación, se comprobará que se han constituido garantías suficientes. Una vez que una oferta resulta casada, la transacción es firme y conlleva la obligación del pago y el derecho de cobro al precio de la transacción.

Ante la necesidad de optimizar la gestión y abaratar el sistema de garantías para poder operar en el sistema gasista, el título III incluye la gestión centralizada de garantías.

El título IV establece el mecanismo de adjudicación por concurrencia de las instalaciones de transporte primario de influencia local, dando así cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 67 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. Dichas adjudicaciones se harán mediante mecanismos de mercado con base en criterios transparentes, objetivos y no discriminatorios. Las entidades que resulten adjudicatarias de dichas instalaciones se encuentran incluidas en el ámbito de aplicación de lo establecido en la Ley 31/2007, de 30 de octubre, sobre procedimientos de contratación en los sectores de agua, la energía, los transportes y los servicios postales.

Asimismo, en el mismo título se regula el régimen económico de las dichas instalaciones, en cumplimiento de la habilitación al Gobierno incluida el artículo 64.3 de la Ley 18/2014, de

15 de octubre. En estos casos la retribución se vincula a la demanda vehiculada por el gasoducto, de forma que parte del riesgo de la instalación es asumido por el titular de la instalación y no por el sistema, de forma similar a la actividad de distribución.

En el presente real decreto se establece el procedimiento de inspección periódica de instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización y se determina la naturaleza de las conexiones entre las redes de transporte y distribución de gas natural en cumplimiento de lo establecido en el artículo 73.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. Estas medidas se enmarcan dentro de las reformas para fomentar la competencia en las inspecciones de combustibles gaseosos así como para optimizar los costes de las nuevas infraestructuras de gas natural. Asimismo, con el fin de mantener la coherencia normativa, se modifican algunas disposiciones del Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11, en materia de inspecciones de instalaciones receptoras de gas.

Desde el punto de vista del sistema de seguridad de suministro de hidrocarburos, se introducen medidas con objeto de optimizar los costes derivados del mantenimiento de las reservas obligatorias. Estas medidas, en última instancia, revertirán en un menor coste para el consumidor.

El presente real decreto también introduce medidas relevantes referidas a la seguridad de suministro de crudo y productos petrolíferos modificando, a estos efectos, el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Tales modificaciones se enmarcan dentro de las reformas para fomentar la competencia y la eficiencia en los mercados mayorista y minorista de hidrocarburos que, en última instancia, revertirán en un menor coste para el consumidor.

La profunda caída de demanda de productos petrolíferos observada en los últimos años no ha ido acompañada de una reducción similar en las existencias mantenidas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) lo cual ha producido la aparición de un excedente de capacidad, excedente que se traduce en unos mayores costes logísticos. Por este motivo, se flexibiliza el régimen de cobertura voluntaria por medio del cual los sujetos obligados pueden solicitar que la Corporación les mantenga parte de la obligación que les correspondería mantener por sí mismos. El mecanismo para la asignación de la capacidad así solicitada se realizará bajo los principios de transparencia, concurrencia y mínimo coste, priorizando no obstante a los sujetos con menor poder de mercado. Asimismo, se permite a la citada Corporación la cobertura de las obligaciones de sujetos extranjeros bajo determinadas circunstancias. Finalmente, se establece la venta del excedente que no resulte cubierto tras la aplicación de las medidas anteriores, de acuerdo con un plan de ventas que la Corporación deberá presentar en el plazo de seis meses.

Por otra parte, se flexibilizan los requisitos bajo los cuales los sujetos extranjeros pueden mantener sus existencias en España, sustituyendo el requisito de existencia de un acuerdo intergubernamental por un procedimiento marco al que podrán acogerse los sujetos comunitarios que así lo deseen.

Por último, a la vista de la aplicación práctica del sistema de existencias mínimas de seguridad, en particular, tras la reforma operada en el mismo en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por medio del Real Decreto-ley 15/2013, de 13 de diciembre, sobre reestructuración de la entidad pública empresarial «Administrador de Infraestructuras Ferroviarias» (ADIF) y otras medidas urgentes en el orden económico, se modifican otros aspectos puntuales del referido Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, con la finalidad de mejorar el funcionamiento de dicho sistema, de actualizar el significado de determinados conceptos así como de garantizar la plena coherencia de estas normas y de la Directiva 2009/119/CE, del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados Miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos manteniéndose, no obstante, inalterados los elementos sustanciales de la regulación actual.

Todas las medidas anteriores contribuirán a aumentar la competencia efectiva en el sector de los hidrocarburos líquidos y aumentan la eficiencia del sistema logístico en su

conjunto, todo lo cual repercutirá en un menor coste para el consumidor y para las empresas.

Finalmente, se clarifica la normativa aplicable a diversos procedimientos regulados en la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos.

Tal y como dispone la disposición final primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, la presente norma tiene carácter básico, de acuerdo con los artículos 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuye al Estado competencias exclusivas sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre las bases del régimen energético.

De acuerdo con el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el presente real decreto ha sido sometido a informe de la citada Comisión.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Energía y Turismo, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 30 de octubre de 2015,

DISPONGO:

TÍTULO PRELIMINAR

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente real decreto tiene por objeto la regulación del mercado organizado de gas, el acceso de terceros a las instalaciones con acceso regulado del sistema gasista, la gestión de garantías y el procedimiento de adjudicación y retribución de instalaciones de transporte primario de influencia local.

TÍTULO I

Acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural

Artículo 2. *Instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros.*

1. Quedan incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros las infraestructuras gasistas incluidas en este artículo, con las salvedades previstas en los apartados 4, 5 y 6:

a) Las plantas de recepción, almacenamiento, y regasificación de gas natural licuado (GNL) pertenecientes a la red básica, incluyendo las instalaciones de carga de cisternas de gas natural licuado.

b) Los almacenamientos subterráneos de gas natural pertenecientes a la red básica que puedan abastecer el sistema gasista.

c) Las instalaciones de transporte de gas natural.

d) Las instalaciones de distribución de gas natural, incluyendo las plantas satélites de GNL que suministren a varios consumidores.

e) Los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los ubicados en el territorio español que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en otros países.

f) Los gasoductos de conexión del sistema gasista con los yacimientos, almacenamientos e instalaciones de producción de biometano en los términos establecidos en el artículo 54 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

g) Cualquier otra instalación necesaria para el suministro de gas natural a los usuarios con derecho de acceso.

2. A los efectos previstos en este real decreto, se denominan operadores de instalaciones a los titulares o a los gestores, según proceda, de las instalaciones referidas en

el apartado 1 de este artículo. Los operadores de dichas instalaciones tendrán la obligación de permitir el acceso de terceros a las mismas.

3. A los efectos previstos en este real decreto se denomina Sistema de Transporte y Distribución aquel que comprende las instalaciones incluidas en los párrafos c), d), e), f) y g) del apartado 1 del presente artículo.

4. No están incluidos en el régimen de acceso del presente real decreto, los gasoductos definidos como líneas directas en el artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

5. En el caso de las instalaciones que hayan obtenido una exención de acuerdo con lo establecido en el artículo 71 de la Ley 34/1998 de 7 de octubre, se les aplicarán las condiciones indicadas en la decisión de exención.

6. En el caso de las instalaciones de almacenamiento subterráneo no básico, será de aplicación lo dispuesto en el artículo 70.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 3. *Sujetos con derecho de acceso.*

En los términos y condiciones establecidos en el presente real decreto tienen derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista los siguientes sujetos:

a) Los comercializadores de gas natural.

b) Los consumidores directos en mercado.

c) El Gestor Técnico del Sistema Gasista español, los transportistas, y distribuidores de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), podrán ejercer el acceso a las instalaciones única y exclusivamente cuando así lo requieran para el desarrollo de las actividades para las que estén expresamente habilitados por la normativa vigente.

Artículo 4. *Denegación del acceso.*

1. Únicamente podrá denegarse el acceso a las instalaciones en el supuesto de falta de capacidad disponible durante el período contractual solicitado, en el caso de impago de los peajes y cánones según lo detallado en el artículo 11 o por insuficiencia de las garantías depositadas.

2. No se podrá denegar el acceso en un punto de salida a un consumidor por falta de capacidad cuando se refiera a un suministro existente que se encuentre consumiendo o haya consumido durante el último año gas natural en las cantidades solicitadas.

3. A solicitud de cualquiera de las partes implicadas, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá sobre las discrepancias relativas al acceso a las instalaciones, incluidas las que se deriven de la denegación del mismo.

Artículo 5. *Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad.*

1. El Gestor Técnico del Sistema, por sí mismo o a través de un tercero, habilitará una plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, con excepción de las interconexiones con otros países de la Unión Europea cuya contratación de acceso se regula según lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2003 y la normativa de desarrollo y aplicación dictada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A través de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad, se accederá a los datos incluidos en los párrafos a) a d) del artículo 43.2.7.º del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, serán aprobados los requisitos técnicos de esta plataforma. Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

2. Los operadores de instalaciones deberán ofertar su capacidad disponible en esta plataforma y reconocerán los derechos de capacidad contratados.

Cada solicitud de adquisición de capacidad introducida, supondrá un compromiso firme, vinculante para las partes, de adquisición del producto en cuestión.

Toda solicitud de capacidad introducida en la plataforma estará sujeta a un proceso inmediato de validación por parte del Gestor Técnico del Sistema para comprobar que se han constituido garantías suficientes, de acuerdo con lo establecido en los artículos 33 y 34 del presente real decreto.

El contrato se perfeccionará en el momento de la casación en los casos en que la asignación de capacidad se realice mediante procedimientos de subasta o adjudicación de la capacidad en el resto de los procedimientos.

La plataforma posibilitará la contratación con suficiente antelación teniendo en cuenta los diferentes horizontes temporales de cada producto.

3. Los contratos realizados se considerarán firmes, vinculantes para las partes, durante todo el periodo contratado, debiendo abonar el titular de la capacidad contratada la totalidad de los peajes que correspondan de acuerdo con la normativa vigente, incluso en el caso de no utilización de la capacidad.

Artículo 6. *Productos estándar de contratación de capacidad.*

1. Para todas las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, se definen los siguientes productos, caracterizados por una duración estándar, que podrán ser modificados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia:

a) Producto anual. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un año. La capacidad anual se podrá ofertar, como máximo, para los quince años de gas siguientes.

b) Producto trimestral. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un trimestre, comenzando el 1 de octubre, 1 de enero, 1 de abril o 1 de julio, según corresponda.

c) Producto mensual. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un mes natural, comenzando el 1 de cada mes.

d) Producto diario. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante un día de gas.

e) Producto intradiario. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada desde la hora efectiva de contratación hasta el final del día de gas.

2. Para la contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a consumidores finales, en lugar de producto anual se podrá optar por contratos de duración indefinida, no asociados a los periodos estándares de contratación, manteniéndose el contrato vigente en tanto no se produzca el traspaso a otro comercializador, la modificación de la capacidad contratada, la baja o la suspensión del suministro, sin que se puedan superponer varios contratos indefinidos con el mismo comercializador.

Salvo en el caso de causar baja en el suministro, la reducción de capacidad contratada no podrá realizarse hasta transcurrido un año desde la última modificación.

3. El listado de servicios ofertados en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, a excepción de las interconexiones con otros países de la Unión Europea, se encuentra detallado en el anexo.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá modificarse el anexo.

Artículo 7. *Contratación del acceso al Punto Virtual de Balance del sistema de gas natural.*

1. Todo el gas que ha tenido entrada en el sistema de transporte y distribución se considerará ubicado en el Punto Virtual de Balance del sistema de gas natural.

2. En el Punto Virtual de Balance se pueden realizar transacciones comerciales de cambio de titularidad de gas independientemente del punto de entrada o salida del mismo. Todo el gas entregado en el Punto Virtual de Balance es libremente intercambiable sin ninguna restricción.

3. Los sujetos con derecho de acceso contratarán, de manera independiente, los servicios de acceso de entrada y salida del Punto Virtual de Balance recogidos en el anexo.

Artículo 8. *Procedimiento de asignación de capacidad.*

1. La asignación de capacidad de acceso a las instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros se realizará preferentemente mediante procedimientos de mercado.

En el caso de instalaciones infracontratadas, se podrán desarrollar mecanismos de asignación de capacidad basados en criterios cronológicos de solicitud del acceso a las instalaciones.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia, se establecerá bajo qué condiciones una infraestructura se considera que está infracontratada.

Asimismo, se podrán desarrollar mecanismos de mercado específicos para la asignación de capacidad en nuevas infraestructuras, o para la asignación de capacidad en los almacenamientos subterráneos necesaria para el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

2. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los procedimientos de asignación de capacidad de acceso a las instalaciones del sistema gasista, que deberán contemplar, al menos, los siguientes aspectos:

a) La definición detallada del producto que se oferte.

b) Porcentaje de capacidad reservada para contratos de duración inferior al año.

c) Cuando así se determine, podrán ofertarse productos de capacidad agregados, entendiendo como tales aquellos en los que se ofrezca capacidad indiferenciada ubicada en dos o más instalaciones indistintamente.

3. Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se podrá desarrollar el contenido de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, contemplando, al menos, los siguientes aspectos:

a) Las reglas del procedimiento de asignación de la capacidad.

b) El precio de salida y, en su caso, de reserva.

c) El calendario de desarrollo del procedimiento de asignación y de contratación de la capacidad asignada.

d) El mecanismo de asignación de la capacidad no adjudicada.

e) En los puntos en que el Gestor Técnico del Sistema así lo justifique, se podrán ofertar productos de naturaleza interrumpible.

Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

4. Si como resultado de la asignación de capacidad mediante procedimientos de mercado se obtuvieran ingresos adicionales a los previstos en aplicación de los peajes y cánones en vigor, estos tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

5. Lo dispuesto en este artículo no es de aplicación a la contratación de capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales.

Artículo 9. *Contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a un consumidor final.*

1. La contratación de acceso de capacidad de salida para el suministro a un consumidor final se realizará a través de la plataforma telemática a la que hace referencia el artículo 5.1 del presente real decreto y requerirá la validación previa por parte del Gestor Técnico del Sistema, de que las garantías constituidas por el comercializador o consumidor directo en mercado, en su caso, son suficientes.

2. Las solicitudes de acceso que supongan un cambio de comercializador supondrán de forma automática y a partir de la fecha efectiva del mismo, el traspaso desde el comercializador saliente al comercializador entrante del correspondiente contrato de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance al consumidor final.

3. Las solicitudes de acceso que no supongan cambio de comercializador, incluyendo las altas de nuevos suministros y las modificaciones de capacidad contratada de suministros existentes, requerirán asimismo la comprobación previa por parte del titular de las instalaciones de que existe capacidad suficiente y se resolverán en un plazo máximo de 7 días naturales a partir de la recepción de la solicitud por el distribuidor o transportista.

En el caso de la contratación de capacidad diaria o intradiaria, la comprobación previa de que existe capacidad suficiente se realizará en un plazo máximo de una hora.

4. En el caso de solicitudes de acceso por parte de futuros consumidores que no estén previamente conectados a la red, se aplicará el procedimiento de solicitud de acometidas o conexiones a red establecido en la normativa de aplicación.

5. En los puntos de suministro podrán suscribirse varios contratos de acceso de la misma o diferente duración. En caso de que alguno de ellos tenga duración inferior al mes, el punto de consumo deberá disponer de telemedida.

6. Los consumidores que formalicen contratos de duración inferior a un mes, de acuerdo con los productos definidos en el artículo 6.1, deberán disponer de equipo de telemedida operativo.

Artículo 10. *Mercado secundario de capacidad.*

1. La capacidad de las instalaciones del sistema gasista que esté contratada de acuerdo con el régimen de acceso de terceros en vigor, podrá ser objeto de compraventa o subarriendo a otros sujetos con derecho de acceso con excepción de la capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor que se considera asociada a cada consumidor.

2. Los comercializadores y consumidores directos en mercado podrán transmitir la capacidad de la que sean titulares mediante compraventa o subarriendo mientras que el resto de los sujetos con derecho de acceso únicamente podrán transmitir la capacidad mediante compraventa. Todos los sujetos con derecho de acceso podrán adquirir capacidad mediante compraventa o subarriendo.

3. Las operaciones de compraventa o subarriendo de capacidad podrán realizarse por la cantidad total de capacidad contratada o por una parte de la misma y por la duración temporal total contratada o por una parte de la misma.

4. Los usuarios podrán realizar libremente operaciones de compraventa de capacidad o subarriendo a través de acuerdos bilaterales o a través de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad. En ambos casos las operaciones deberán quedar anotadas en la plataforma telemática con independencia del método utilizado para la transacción y las operaciones de compraventa deberán ser validadas previamente por el Gestor Técnico del Sistema en relación con la suficiencia de las garantías constituidas.

Los operadores de las instalaciones tendrán la obligación de facilitar las transacciones de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad que se les notifique.

5. El Gestor Técnico del Sistema llevará un registro de las operaciones realizadas, de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad contratada en el sistema o, en el caso de subarriendo, el titular del derecho de nominación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo tendrán acceso telemático al registro de operaciones de reventa y subarriendo de capacidad.

6. A la capacidad adquirida en el mercado secundario mediante compraventa le serán de aplicación todos los derechos y obligaciones que la legislación vigente aplique a los contratos realizados con los operadores de las instalaciones, incluidos, en su caso, la constitución de garantías que sean de aplicación.

Artículo 11. *Contratos de acceso a las instalaciones.*

1. Por resolución del Secretario de Estado de Energía, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los contratos marco o modelos normalizados de contratos de acceso a las instalaciones del sistema gasista y las adendas necesarias para incluir las capacidades contratadas de cada producto y periodo. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

En el caso de las conexiones internacionales por gasoducto con otros países de la Unión Europea, los contratos serán aprobados por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con las competencias otorgadas en la Ley 3/2013, de 4 de junio. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

2. El operador de la instalación no podrá establecer condicionantes adicionales al acceso o exigir la inclusión de cláusulas adicionales que no estén contempladas en los modelos normalizados.

3. Las condiciones mínimas de los contratos de acceso a suscribir con los operadores de las instalaciones correspondientes serán las siguientes:

a) Sujeto obligado al pago de los peajes y cánones de acceso:

El sujeto obligado al pago de los peajes y cánones será el sujeto con derecho de acceso que ostente la titularidad del derecho de capacidad durante el período establecido, ya ostente dicha titularidad mediante una adquisición primaria o mediante una adquisición de reventa efectuada en el mercado secundario.

En caso de impago de los peajes o cánones, el operador de las instalaciones no podrá exigir dicho pago al consumidor, salvo en el que caso en que ejerzan su derecho de acceso actuando como Consumidor Directo en Mercado.

El impago del contrato de suministro suscrito entre el consumidor y el comercializador no exime a éste de su obligación de pago por el acceso a las instalaciones.

b) Período de pago: Quince días naturales desde la fecha de emisión de la factura por parte del operador de las instalaciones.

c) Incumplimientos: Darán lugar a la suspensión temporal del contrato.

4. En caso de disconformidad con la aplicación de los modelos normalizados, cualquiera de las partes podrá plantear conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que resolverá de acuerdo con lo previsto en el artículo 12.b.1.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Artículo 12. *Procedimientos de gestión de las congestiones.*

1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los procedimientos de gestión de las congestiones aplicables a las instalaciones del sistema gasista español.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, mediante circular, los procedimientos de gestión de las congestiones en las conexiones internacionales con Europa previstos en el anexo I del Reglamento CE n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.

TÍTULO II

Mercado Organizado de gas

Artículo 13. *Mercado Organizado de Gas.*

1. El Mercado Organizado de Gas está integrado por transacciones libres y voluntarias de compra y venta de gas natural a corto plazo con entrega física en el Punto Virtual de Balance, así como el resto de productos definidos en el artículo 14.

2. La contratación de gas natural a corto plazo abarca los productos cuyo horizonte de entrega se incluye entre el propio día y, al menos, el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

3. Este mercado se constituye como «Plataforma de Comercio», según se define en el artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

Artículo 14. *Productos negociados en el Mercado Organizado de Gas.*

1. En el Mercado Organizado de Gas se negociará, como mínimo los siguientes productos:

a) Productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.
b) Producto normalizado a corto plazo consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en el Punto Virtual de Balance que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance.
c) Producto normalizado local a corto plazo consistente en la transferencia de titularidad del gas ubicado en un punto o conjunto de puntos determinados de entrada o de salida al/desde el Punto Virtual de Balance que el Gestor Técnico del Sistema puede adquirir o vender para realizar sus funciones de balance.

2. Adicionalmente y previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar los siguientes productos relativos a la cadena de suministro de gas:

a) Productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.
b) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.
c) Servicios de balance basados en la compraventa de gas promovidos por el Gestor Técnico del Sistema.
d) Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.
e) Cualquier otro producto que se considere necesario.

En la citada orden se fijará, para cada nuevo producto a negociar, sus características, mecanismos de negociación y la forma de retribución del Operador del Mercado, en función de la naturaleza del mismo, así como las condiciones de separación de actividades, incluyendo la separación contable, que resulten exigibles.

Artículo 15. *Reglas del Mercado Organizado de Gas.*

1. Las Reglas del Mercado Organizado de Gas contienen los procedimientos, términos y condiciones que resultan aplicables a la organización y funcionamiento de dicho mercado así como a su gestión técnica y económica.
2. Estas Reglas, así como el contrato de adhesión a dichas Reglas, serán aprobadas por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, a propuesta del Operador del Mercado y se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado».
3. El Operador del Mercado deberá publicar en su página web una versión inglesa y otra portuguesa de las Reglas y Resoluciones de Mercado tras su aprobación y modificación.

Artículo 16. *Resoluciones de Mercado, Instrucciones y Guías de Usuario.*

1. Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, se aprobarán las Resoluciones de Mercado que resulten necesarias para la aplicación y ejecución de las Reglas.

2. Dichas Resoluciones de Mercado tendrán por objeto el establecimiento de los detalles de los diferentes procesos y productos del mercado y serán propuestas por el Operador del Mercado, previo informe del Comité de Agentes del Mercado. También se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado».

3. En aquellos casos en que sea estrictamente necesario o urgente para la correcta operación del mercado organizado de gas, y siempre de acuerdo a un principio de operación prudente, el Operador del Mercado podrá dictar las Instrucciones que resulten necesarias con objeto de responder a la necesidad de introducir detalles operativos de las Reglas o Resoluciones de Mercado. Estas Instrucciones, una vez publicadas por el Operador del Mercado, se notificarán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Comité de Agentes del Mercado. Por resolución de la Dirección General de Política energética y Minas se podrá ordenar la publicación de dichas instrucciones en el «Boletín Oficial del Estado».

4. El Operador del Mercado podrá elaborar Guías de Usuario para la eficaz operación y la adecuada utilización por los agentes del mercado de los sistemas informáticos y la Plataforma del Mercado que la normal operación del mismo requiera.

5. Se notificarán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Comité de Agentes del Mercado.

Artículo 17. *Sujetos que pueden actuar en el Mercado Organizado de Gas.*

Podrán actuar en el Mercado Organizado de Gas los siguientes sujetos:

a) El Operador del Mercado Organizado de Gas.

b) Los comercializadores de gas natural.

c) Los transportistas y distribuidores de gas natural.

d) Los consumidores directos en mercado, entendidos como aquellos consumidores que hayan contratado capacidad de acceso a la instalación de transporte o distribución a la que estén conectados para su propio consumo, independientemente de si adicionalmente han suscrito un contrato ordinario con un comercializador.

e) El Gestor Técnico del Sistema gasista español.

f) La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

g) Cualquier otro sujeto que realice operaciones de compra venta de gas con el resto de los participantes del mercado sin acceder a instalaciones de terceros con las limitaciones incluidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

h) El Gestor Técnico Global del sistema gasista portugués.

Artículo 18. *Sujeto habilitado y agente del Mercado Organizado de gas.*

1. Se entiende por sujeto habilitado aquel que cumple los requisitos exigidos por el Gestor Técnico del Sistema gasista español para permitir la recepción de sus notificaciones de transacciones de gas.

2. Agente del Mercado Organizado de gas es aquella persona jurídica que, habiendo adquirido la condición de sujeto habilitado, ha suscrito el contrato de adhesión a las Reglas del Mercado y ha sido admitido como tal por el Operador del Mercado.

3. Dependiendo de los requisitos cumplidos en el sistema gasista español y portugués, los agentes podrán negociar productos con entrega en el sistema gasista español, en el sistema gasista portugués, o en ambos sistemas.

4. Los agentes podrán participar en el Mercado Organizado de Gas directamente o a través de un representante. En este caso, el representado asumirá la plena responsabilidad por todos los actos del representante en el Mercado Organizado de Gas en su nombre.

Artículo 19. *Derechos y obligaciones de los Agentes.*

1. Sin perjuicio de otros derechos que se encuentren establecidos en la normativa aplicable y en las Reglas, cada agente tiene derecho a:

a) Realizar operaciones sobre los productos admitidos a negociación para los que cumpla los requerimientos establecidos en las especificaciones de dichos productos.

b) Tener acceso, en condiciones objetivas y no discriminatorias y sin perjuicio de la observancia de las correspondientes obligaciones de confidencialidad, a toda la información y documentación relacionada con el funcionamiento del mercado y, en concreto, con su participación en el mismo.

c) Ser debidamente informado en relación al mercado, así como a las operaciones que ha realizado, a través de la plataforma habilitada por el Operador del Mercado para este fin.

d) Cobrar el resultado de la facturación de las operaciones efectuadas en el mercado cuando el saldo de la misma resulte ser acreedor para el agente.

e) Efectuar consultas y reclamaciones de acuerdo con las Reglas del Mercado.

f) La confidencialidad de aquella información derivada de su participación en el mercado como aquella que haya intercambiado con el Operador del Mercado.

g) Ser informado en tiempo y forma de cualquier modificación tanto en la normativa de mercado como en la interpretación de la misma, así como de todas aquellas que pueda condicionar su participación.

h) Elevar propuestas de modificación normativa al Comité de Agentes del Mercado, a la Secretaría de Estado de Energía o a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Sin perjuicio de otras obligaciones que se encuentren establecidas en la normativa aplicable y en las Reglas, cada agente debe, de forma continuada:

a) Satisfacer los requisitos de admisión, que se encuentran fijados en condiciones objetivas y no discriminatorias.

b) Respetar la operativa del mercado, en particular la obligación de que las ofertas se realicen conforme a lo establecido en las Reglas del Mercado. A tal efecto, el agente, mediante la firma del Contrato de Adhesión, declara conocer y aceptar íntegramente el contenido de las Reglas y Resoluciones de Mercado vigentes en cada momento, siendo conocedor asimismo de las normas aplicables y de las Instrucciones y Guías dictadas.

c) Mantener la confidencialidad de aquella información que haya obtenido a través de su participación en el mercado, o a través del Operador del Mercado o de la sociedad proveedora de servicios de liquidación.

d) Disponer de los medios necesarios para la correcta operativa del mercado y cumplir los requerimientos en la operación técnica, tal y como se establece en las Reglas del Mercado.

e) Mantener los datos asociados al agente debidamente actualizados en la Plataforma del Mercado. El agente es el exclusivo responsable de mantener sus datos actualizados en todo momento.

f) Responder de las obligaciones económicas que se deriven de su actuación en el mercado.

g) Comunicar el cese en el cumplimiento de cualquiera de los requisitos de acceso al mercado así como cualquier cambio previsto en la situación del agente que le lleve a dejar de cumplir los requisitos de acceso al mercado.

Artículo 20. *Creadores de Mercado.*

Adicionalmente a lo establecido en la disposición adicional trigésimo cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y con objeto de fomentar la liquidez de productos admitidos a negociación en el Mercado Organizado de Gas, las Reglas del Mercado establecerán los términos y condiciones de participación voluntaria de agentes creadores de mercado.

Artículo 21. *Funciones del Operador del Mercado.*

1. El Operador del Mercado es el responsable de la gestión del Mercado Organizado de Gas, debiendo desempeñar las funciones necesarias y adecuadas para el apropiado funcionamiento del mismo y la gestión económica de sus servicios, respetando los principios de eficiencia, eficacia, transparencia, objetividad, no discriminación e independencia.

2. Le corresponde gestionar las diferentes Sesiones de Negociación, listar los productos negociables, recibir las ofertas de adquisición y venta, efectuar la gestión de las mismas y de las anotaciones fruto de las casaciones en dicho mercado.

3. En particular le corresponden las siguientes funciones:

a) Formalizar y aceptar la admisión de los posibles agentes.

b) Definir los productos admitidos a negociación que serán aprobados mediante Resolución de Mercado.

c) Recibir las ofertas de venta y de adquisición de gas y de cuantos otros productos que, eventualmente, puedan ser negociados, efectuando la verificación y gestión de las mismas, de acuerdo con las Reglas.

d) Casar las distintas ofertas recibidas de acuerdo con las Reglas.

e) Calcular los precios de los productos negociados para cada Sesión de Negociación, resultantes de las casaciones en el mercado.

f) Garantizar el adecuado funcionamiento de la Plataforma del Mercado.

g) Informar a los agentes, con la mayor brevedad posible, de las posibles incidencias o acontecimientos que pueden afectar al funcionamiento del mercado.

h) Poner a disposición de los agentes la documentación asociada al funcionamiento del mercado, en particular a la Plataforma del Mercado, así como las modificaciones y nuevas versiones que se publiquen, con antelación suficiente respecto al momento de su aplicación.

i) Publicar diariamente los precios y volúmenes negociados para cada uno de los productos del mercado, así como toda la información de carácter público que se establezca.

j) Publicar diariamente los precios de referencia, entre ellos, aquellos a utilizarse en las liquidaciones de desbalances.

k) Comunicar a cada Gestor Técnico del Sistema las notificaciones resultantes de las transferencias de titularidad de gas en el Mercado Organizado de Gas con entrega en el sistema gasista bajo su responsabilidad, resultado de las ofertas de compra y venta casadas de los productos con entrega en dicho sistema.

l) Comunicar a cada Gestor Técnico del Sistema, o a las entidades a quienes corresponda, la información asociada a las transacciones del resto de los productos negociados, que sea necesaria para el desarrollo de sus funciones.

m) Realizar directamente o a través de un tercero, actuando como contraparte, las liquidaciones de los procesos de mercado, la facturación y los procesos de cobros y pagos, así como la gestión de las garantías del mercado.

n) Comunicar y poner a disposición de los agentes los resultados económicos de sus transacciones.

o) Comunicar a las autoridades competentes los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento del mercado, como la manipulación o tentativa de manipulación del mercado y la realización de operaciones con información privilegiada y de las situaciones que puedan resultar anómalas, siempre teniendo en cuenta la información a disposición del Operador del Mercado.

p) Elaborar y hacer público el código de conducta del Operador del Mercado.

q) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes, de acuerdo con las normas aplicables.

r) Realizar directamente, o a través de un tercero, las labores de Gestor de Garantías del sistema de gas natural que se definen en este real decreto

s) Cualesquiera otras funciones que se establezcan normativamente.

Artículo 22. *Sesiones de Negociación.*

1. La negociación en el mercado se estructura en Sesiones de Negociación, pudiendo negociarse uno o varios productos en cada sesión.

2. En una Sesión de Negociación pueden coexistir dos tipos de negociación: subasta y mercado continuo.

3. Las fechas, horas y tipos de negociación admitidos en cada Sesión de Negociación, quedarán definidas en las Reglas y Resoluciones de Mercado.

Artículo 23. *Cartera de Negociación.*

1. Los agentes, o sus representantes, realizarán sus ofertas de compra y venta de los distintos productos a través de carteras de negociación, que serán siempre de titularidad del agente.

2. Todo agente podrá disponer de una o varias carteras de negociación de su titularidad.

3. Cada cartera de negociación permitirá únicamente la negociación de productos con entrega en un mismo sistema gasista.

Artículo 24. *Plataforma del Mercado.*

1. El Operador del Mercado proporcionará a los agentes la información y credenciales necesarias para la realización de los procesos de mercado a través de la Plataforma del Mercado, respetando siempre los criterios de confidencialidad.
2. A través de dicha plataforma, los agentes realizarán las acciones de registro en el Mercado Organizado de Gas, llevarán a cabo la negociación de los productos y podrán consultar la información sobre su participación en el mercado y los resultados del mismo.

Artículo 25. *Características generales de las ofertas.*

1. Cada oferta de compra o venta enviada por un agente, supone un compromiso firme por su parte de adquisición o entrega del producto en cuestión.
2. Toda oferta presentada estará asociada a una Cartera de Negociación. Para cada oferta debe ser especificado, al menos, el producto ofertado, cantidad del producto ofertada y precio.
3. Toda oferta recibida en la Plataforma del Mercado, previamente a su incorporación a la negociación, estará sujeta a un proceso de validación por parte del Operador del Mercado, en la que se comprobará, entre otras condiciones, que se han constituido garantías suficientes.

Artículo 26. *Tipos de negociación.*

1. Subastas:

a) En la negociación por subasta, los agentes pueden enviar ofertas de compra y venta para un producto determinado.
b) Se realizará la casación de las ofertas de venta y compra para cada producto subastado de manera independiente por medio del método de casación simple. El resultado de la casación determinará el precio marginal de cada producto, que será igual al precio del punto de corte de las curvas agregadas de venta y de compra de dicho producto, así como la cantidad de producto que se asigna para cada agente.
c) Podrán realizarse, entre otras, subastas de apertura, subastas de cierre o subastas ante determinados eventos.

2. Mercado continuo:

a) En la negociación en mercado continuo, los agentes pueden enviar ofertas de compra y venta para un producto determinado. Los agentes tienen en todo momento acceso a las informaciones de las ofertas presentadas por el resto de agentes.
b) Al introducir una oferta, la casación se realiza instantáneamente, en caso de que exista una oferta contraria competitiva.

Artículo 27. *Efectos de la casación.*

1. Una vez que una oferta resulta casada, la transacción es firme, conllevando, si la oferta es de compra, una obligación de adquisición del producto, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo, en el lugar de entrega indicado en la especificación del producto. Adicionalmente conlleva, respectivamente, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción.
2. La transacción se entenderá perfeccionada en el momento de la casación y ejecutada en el momento de la notificación por parte del Operador del Mercado al Gestor Técnico del Sistema. La entrega en cada día de gas del producto se entenderá efectuada en el momento de la notificación.
3. La transacción se prenotificará, a efectos informativos, al Gestor Técnico del Sistema el día que haya sido perfeccionada.
4. En el caso de haber perdido la condición de sujeto habilitado en el momento de la notificación, la entrega se entenderá no efectuada pero sí notificada, quedando sujeta a las

normas de liquidación de desbalance y de las garantías del mercado Organizado de gas que se contemplen en las Reglas de Mercado.

Artículo 28. *Proceso de notificaciones al Gestor Técnico del Sistema.*

1. El Gestor Técnico del Sistema dispondrá de los mecanismos técnicos y operativos necesarios para la recepción de las notificaciones asociadas a las transacciones y contratos provenientes del Operador del Mercado y de otras plataformas que puedan negociar o intermediar productos con entrega en el sistema gasista español.
2. Los detalles de los intercambios necesarios para el desarrollo de este artículo se desarrollarán mediante protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Artículo 29. *Intercambios de información del Operador del Mercado con el Gestor Técnico del Sistema.*

1. El Gestor Técnico del Sistema comunicará al menos una vez al día al Operador del Mercado los días de gas para los que los sujetos habilitados están autorizados a realizar transferencias de titularidad en el punto virtual de balance.
2. El Operador del Mercado utilizará esta información en el proceso de validación de las ofertas, no permitiendo a los agentes la realización de ofertas asociadas a productos que incluyan periodos de entrega para los que no estén autorizados.
3. El Operador del Mercado enviará cada día al Gestor Técnico del Sistema las prenotificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo en las Sesiones de Negociación de dicho día, que incluirán, la suma de todas las energías correspondientes a las transacciones de compra y de venta con entrega en cada día de gas, para cada sujeto que haya actuado en el Mercado Organizado de Gas.
4. El Operador del Mercado enviará cada día al Gestor Técnico del Sistema las notificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo con entrega el día siguiente de gas, que incluirán para cada día la suma de todas las energías correspondientes a las transacciones de compra y de venta con entrega en dicho día de gas para cada sujeto que haya actuado en el Mercado Organizado de Gas.
5. En el caso de productos intradiarios el Operador del Mercado enviará al Gestor Técnico del Sistema las notificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo.
6. La pérdida de la habilitación de un sujeto para enviar notificaciones desde el momento del perfeccionamiento de la transacción hasta su notificación, no podrá ser causa del rechazo de dicha notificación.
7. El Gestor Técnico del Sistema comunicará al Operador del Mercado si existe algún sujeto que, habiendo realizado una o más transacciones en el mercado con entrega en el día de gas cuando estaba autorizado para ello, ha perdido la condición de Sujeto Habilitado. Las transacciones del mencionado sujeto se considerarán no entregadas en dicho día de gas quedando inalteradas las transacciones del resto de los agentes.
8. En las liquidaciones del Mercado Organizado de gas, las cantidades que debieran abonarse a un sujeto según los resultados económicos de las transacciones que no hubieran sido entregadas, y en la parte que no sea necesaria para cubrir obligaciones de pago en el mercado, se pondrán a disposición del Gestor de Garantías, junto con las garantías contempladas a tal efecto en las reglas de mercado, para que disponga de ellas, con el objeto de cubrir, en caso de que sea necesario, los eventuales incumplimientos en el pago de desbalances de dicho sujeto y, posteriormente cualquier otra obligación económica pendiente con el sistema gasista.
9. El Operador del Mercado y el Gestor Técnico del Sistema desarrollarán el protocolo de colaboración y los procedimientos necesarios para establecer los mecanismos de coordinación, las responsabilidades, los procesos y medios para el intercambio de información, determinar la información intercambiada y las actuaciones a realizar por ambas entidades para asegurar el correcto funcionamiento del Mercado Organizado de Gas.
10. Los detalles de los intercambios necesarios para el desarrollo de este artículo se aprobarán por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. El mecanismo de intercambio de información descrito en este artículo será utilizado por otras plataformas de negociación o intermediación con el Gestor Técnico del Sistema.

Artículo 30. *Cálculo y publicación de los resultados económicos.*

1. Corresponde al Operador del Mercado llevar a cabo el cálculo de los resultados económicos tras las casaciones del mercado y el registro y comunicación de las obligaciones de pago y los derechos de cobro a que den lugar las transacciones casadas en el Mercado Organizado de Gas.

2. El Operador del Mercado pondrá a disposición de cada agente los resultados económicos de sus transacciones respetando el anonimato de la negociación en el mercado organizado tanto en la casación como en la liquidación y las normas de confidencialidad establecidas en Reglas del Mercado. Asimismo, publicará la información agregada del conjunto de transacciones correspondientes a cada día de entrega y cada día de negociación.

Artículo 31. *Procesos de liquidación de los resultados económicos.*

1. Se entenderá por liquidación de los resultados económicos el conjunto de procesos tras los cuales los compradores abonan al Operador del Mercado el importe final a pagar, y éste, a su vez, abona a los vendedores el importe final a percibir por éstos en virtud de los resultados económicos.

2. Los procesos de liquidación de los resultados económicos comprenderán la facturación, la gestión de cobros y pagos y el cálculo de las garantías asociadas a su participación en el mercado.

3. Las transacciones de los agentes serán objeto de liquidación en los términos establecidos mediante las Reglas del Mercado.

Artículo 32. *Comité de Agentes del Mercado.*

1. El Operador del Mercado constituirá un Comité de Agentes del Mercado con funciones consultivas, que tendrá por objeto conocer y ser informado del funcionamiento y de la gestión del mercado realizada por el Operador del Mercado y la elaboración y canalización de propuestas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mismo.

2. Las funciones específicas del Comité de Agentes del Mercado serán las siguientes:

a) Conocer y ser informado de la evolución y del funcionamiento del mercado, así como del desarrollo de los procesos de casación y liquidaciones.

b) Conocer, a través del Operador del Mercado, las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado.

c) Analizar el funcionamiento del mercado y proponer al Operador del Mercado las modificaciones de las normas de funcionamiento que puedan redundar en un cambio o mejora operativa del mercado.

d) Informar de las nuevas propuestas de Reglas y Resoluciones de Mercado, incluyendo, en su caso, los votos particulares de sus miembros.

e) Asesorar al Operador del Mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las Sesiones de Negociación.

3. El Comité de Agentes del Mercado estará formado por representantes del Operador del Mercado, de los agentes, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Gestor Técnico del Sistema y su composición será determinada de acuerdo con lo establecido en las Reglas del Mercado. Adicionalmente, el Comité de Agentes del Mercado, podrá invitar a representantes con voz y sin voto, de cada uno de los siguientes grupos: transportistas, distribuidores, consumidores en mercado, CORES y asociaciones relevantes relacionadas con el sector.

4. El Comité de Agentes aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que establecerá la periodicidad de las sesiones, procedimientos de convocatoria, normativa de código de conducta, procedimiento de adopción de acuerdos y la periodicidad para la renovación de sus miembros. la condición de miembro del Comité de Agentes del Mercado no será remunerada.

5. El Presidente y Vicepresidente de este órgano serán elegidos por el Comité de Agentes entre sus miembros titulares. Las funciones del cargo de Secretario serán desempeñadas permanentemente por el Operador del Mercado.

TÍTULO III

Garantías y resolución de conflictos

Artículo 33. *Cuenta de Garantías para operar en el Sistema de gas natural.*

1. Las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, para la participación en el Mercado Organizado de Gas y para la liquidación de desbalances, serán gestionadas de forma conjunta por el Operador del Mercado como Gestor de Garantías, respetando sus condiciones y características particulares y el carácter finalista de cada una de ellas, directamente o a través de un tercero. La gestión de las garantías deberá obedecer a una gestión eficiente y eficaz en cuanto a costes y riesgos se refiere, estableciéndose los incentivos necesarios para la consecución de estos objetivos.

2. Los sujetos definidos en el artículo 3, los agentes definidos en el artículo 18 y los sujetos habilitados por el Gestor Técnico del Sistema, dispondrán de una Cuenta de Garantías ante el Gestor de Garantías donde se prestarán las garantías establecidas para dar cobertura suficiente a sus operaciones. Los agentes determinarán la parte de las garantías asignada a cada finalidad, no pudiendo los potenciales requerimientos de garantías asociadas a una finalidad ser cubiertos por garantías comprometidas a otra.

El Gestor de Garantías dispondrá de los mecanismos necesarios para permitir a los agentes la asignación de las garantías aportadas y no comprometidas entre las distintas finalidades según sus necesidades.

3. Las garantías responderán de las obligaciones que asuma cada titular de la Cuenta de Garantías, incluidos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles en el momento de pago.

4. Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, o, en su caso, en las Reglas de Mercado, se aprobará, como mínimo, lo siguiente:

a) Un modelo normalizado de prestación de garantías, que incluirá, al menos un historial del sujeto como usuario del sistema gasista, la definición y fórmula de cálculo del riesgo objeto de la garantía, así como el protocolo de actuación en caso de incumplimiento.

b) El importe de las garantías.

c) Los instrumentos válidos para la formalización de las garantías.

d) El protocolo de comunicación con el Gestor de Garantías.

e) El protocolo de actuación en caso de incumplimientos.

Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

5. En el caso de finalización de todos los contratos de acceso, las obligaciones de pago en la liquidación de desbalances y de las operaciones en el Mercado Organizado de Gas, la garantía será cancelada tras el último pago.

Artículo 34. *Control de los compromisos asumidos por los sujetos.*

1. El Gestor de Garantías mantendrá continuamente actualizados los compromisos de pago y el volumen de garantías asociado de cada titular de una cuenta de garantías, permitiendo al Gestor Técnico del Sistema verificar que cada solicitud de capacidad recibida en la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad, dispone de suficientes garantías no comprometidas.

2. Igualmente, el Gestor de Garantías verificará que los niveles de garantías no comprometidas de los sujetos se encuentran en todo momento dentro de los límites permitidos establecidos, requiriendo al sujeto la aportación de nuevas garantías en caso contrario.

Artículo 35. *Incumplimientos.*

1. Se considerarán, al menos los siguientes dos tipos de incumplimientos:

a) Si transcurrido el periodo establecido de pago, no se hubiera hecho efectivo el importe total del mismo, incluidos los impuestos correspondientes.

b) Si ante la solicitud de aportación de nuevas garantías, el sujeto no regulariza su situación en el periodo establecido.

2. En los casos de incumplimiento se procederá a la ejecución de las garantías constituidas y al pago de una penalización. Asimismo, en el caso de incumplimientos en los pagos, las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente.

3. Si la ejecución de la garantía no permite el cobro de la totalidad de la cantidad adeudada el día en que el pago resulte exigible, se minorarán a prorrata los derechos de cobro de los titulares que resulten acreedores.

4. Una vez saldada la deuda, se procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los acreedores.

5. El incumplimiento de sus obligaciones por parte de un sujeto podrá dar lugar a:

a) Incumplimientos relativos a los contratos de acceso a las instalaciones: Los operadores de las instalaciones suspenderán el contrato de acceso, en las condiciones establecidas en los contratos de acceso a los que se hace referencia en el artículo 11 del presente real decreto, cuando hayan transcurrido al menos 13 días hábiles desde que se hubiera requerido fehacientemente el pago al sujeto, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo, o no se hayan regularizado las garantías. Los operadores de las instalaciones informarán de la suspensión al Gestor Técnico del Sistema, al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de acceso, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado así como fecha, identidad y contenido del mismo.

Cuando el acceso se realice directamente por parte de un Consumidor Directo en Mercado, la comunicación deberá incluir el trámite de desconexión del consumidor de las redes por impago, precisando la fecha a partir de la que se producirá la desconexión, de no abonarse en fecha anterior las cantidades solicitadas.

b) Incumplimientos relativos al Mercado Organizado de gas: Darán lugar a suspensión temporal de su condición de agente en el Mercado Organizado de gas, de acuerdo al procedimiento establecido en las reglas de mercado.

c) Incumplimientos relativos al sistema de desbalance: Darán lugar a la pérdida del derecho a efectuar notificaciones, y en su caso, a la cancelación de la condición de usuario de acuerdo con la normativa de aplicación.

Las medidas anteriores se aplicarán sin perjuicio de las sanciones que sean de aplicación de acuerdo a lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y su normativa de desarrollo.

6. El Gestor de Garantías comunicará los casos de incumplimiento y la ejecución de las garantías a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y al Gestor Técnico del Sistema para el inicio, en su caso, del procedimiento de inhabilitación por impago.

7. Los procesos, actuaciones, parámetros y comunicaciones asociados a las situaciones de incumplimientos se desarrollarán en las Reglas de Mercado y en las resoluciones asociadas a los contratos de capacidad y la liquidación de desbalances.

Artículo 36. *Consultas y reclamaciones.*

1. Se podrá reclamar el resultado de la casación en el Mercado Organizado de Gas, en la forma y plazos que se determinen en las reglas de mercado, tras su puesta a disposición de los agentes. El Operador del Mercado analizará la reclamación a la mayor brevedad, pudiendo llegar a anular, suspender o repetir la operación.

2. Se podrán reclamar los resultados de asignación de capacidad en la Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad. El Gestor Técnico del Sistema analizará la reclamación a la mayor brevedad, pudiendo llegar a anular, suspender o repetir la operación.

Artículo 37. *Solución de conflictos.*

1. Los conflictos que puedan surgir, en relación con la operación en el mercado, liquidación de desbalances, gestión de garantías y con la contratación de capacidad de acceso a infraestructuras con derecho de acceso regulado, se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, decidirán todas las cuestiones planteadas, pondrán fin a la vía administrativa y serán recurribles ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

3. La Comisión de los Mercados y la Competencia velará por el efectivo cumplimiento de las resoluciones que dicte, en virtud de lo establecido en el presente artículo.

TÍTULO IV

Instalaciones de transporte primario de influencia local

CAPÍTULO I

Procedimiento de adjudicación por concurrencia

Artículo 38. *Ámbito de aplicación.*

1. El presente capítulo establece las bases del procedimiento de concurrencia para la adjudicación de instalaciones de transporte primario de influencia local.

2. La adjudicación de un gasoducto incluirá la de sus posiciones, estaciones de regulación y/o medida entre gasoductos primarios y todas sus instalaciones auxiliares, así como la construcción de una nueva posición o modificación de una existente en el gasoducto al que se conecte. La construcción de la posición y de la estación de regulación y/o medida o su modificación será sufragada por el adjudicatario, siendo de aplicación en este caso lo establecido en la legislación en vigor para las conexiones transporte-distribución.

3. El procedimiento de concurrencia no será de aplicación a toda instalación de transporte primario perteneciente a la red de influencia local que se conecte posteriormente a un gasoducto adjudicado por este procedimiento ni a las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones existentes. Estas instalaciones serán adjudicadas de forma directa al titular de la instalación a la que se conecte. A estos efectos, la duplicación de gasoductos existentes tendrá carácter de nueva instalación y su adjudicación se regirá por lo dispuesto en este capítulo.

Artículo 39. *Principios generales.*

1. La adjudicación de las instalaciones recogidas en el artículo 38 se realizará exclusivamente mediante un procedimiento de concurrencia, bajo los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

2. En todos los casos, los requisitos técnicos establecidos en el pliego de prescripciones técnicas serán de obligado cumplimiento para los adjudicatarios.

3. El procedimiento de concurrencia incluirá una valoración económica de las ofertas presentadas por parte de un tribunal, pudiéndose aplicar también una fase de concurso para valorar criterios no económicos, entre los que podría considerarse criterios técnicos y ambientales.

4. Se promoverá el uso de medios telemáticos para el desarrollo de toda la convocatoria

5. Para la elaboración de las prescripciones técnicas, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar asistencia técnica al Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 40. *Sujetos habilitados.*

1. Para participar en el procedimiento será necesario presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas una declaración responsable de que se cumplen todos los requisitos en vigor para ejercer la actividad de transporte de gas natural.
2. El participante que resulte adjudicatario deberá acreditar su condición de transportista o acreditarse en el plazo de un mes.

Artículo 41. *Convocatoria del procedimiento de concurrencia para la adjudicación de instalaciones.*

1. De oficio o a solicitud de los interesados, mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se iniciará la convocatoria del procedimiento de concurrencia. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado» y deberá incluir, al menos, lo siguiente:

a) El nombramiento de los miembros del tribunal calificador.
b) Las instalaciones objeto de la convocatoria, incluyendo el pliego de prescripciones técnicas de cada una, pudiendo incluir el plazo máximo de construcción.
c) Los criterios de valoración en la fase de concurso si ésta tuviera lugar, ponderación de cada criterio y ponderación total del concurso en el proceso de concurrencia.
d) Relación de documentación a incluir en la oferta, que incluirá al menos:

1.º Estudio del mercado potencial y la demanda probable que tiene previsto atender el gasoducto en los primeros 20 años.
2.º Compromisos de intenciones de los potenciales consumidores de gas natural con indicación de consumo horario y consumo anual de gas natural; y/o de terceros para la construcción de redes de distribución para atender a los mercados de la zona de influencia del gasoducto con indicación de inversiones, longitud de redes a construir, número de consumidores a conectar y previsión de consumo anual de gas natural.
3.º Relación de instalaciones, sus características básicas y planos de trazado a escala adecuada.
4.º Planificación y plazo de ejecución.
5.º Garantías y estudio de la viabilidad económica del proyecto.

e) Plazos de cada fase y lugar de entrega de la documentación.
f) Lugar donde se celebrará la apertura de las ofertas económicas y se anunciará la clasificación de las ofertas.
g) Presupuesto de referencia, calculado por aplicación de los valores unitarios estándar en vigor, y la cuantía de la fianza.

2. Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se determinará la retribución por MWh vehiculado máxima admisible, expresada en €/MWh y tres decimales, y para su cálculo podrá solicitar asistencia técnica a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Este valor será establecido de acuerdo con los principios de sostenibilidad económica y financiera incluidos en el artículo 50 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
3. La retribución máxima admisible por MWh se utilizará para determinar qué ofertas económicas presentadas pasan a la fase de valoración.
4. La Dirección General de Política Energética y Minas remitirá en sobre cerrado el valor de la retribución máxima por MWh al tribunal para su apertura durante la sesión de apertura de los sobres de las ofertas económicas.
5. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar la información adicional que considere necesaria para realizar la adjudicación de las instalaciones.

Artículo 42. *Composición del tribunal calificador.*

1. El tribunal se regirá por lo dispuesto en el Capítulo II del Título II de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento

Administrativo Común. Su composición será predominante técnica, debiendo poseer todos sus miembros un nivel orgánico equivalente a Jefe de Área o superior e incluirá:

a) Un empleado de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia designado por el Director de Energía.
b) Dos funcionarios de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
c) Un funcionario de la Secretaria General Técnica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
d) Un representante de la Abogacía General del Estado del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
e) Un representante de cada Comunidad Autónoma por la que discurra el trazado de la instalación.

Por cada titular se deberá nombrar un suplente.
2. El tribunal podrá solicitar al Gestor Técnico del Sistema el nombramiento de una persona para labores de apoyo técnico, sin voto.
3. La presidencia del tribunal la ejercerá un funcionario de la Dirección General de Política Energética y Minas y el funcionario de la Secretaria General Técnica realizará las funciones de Secretario, levantando acta de las reuniones.
4. El Presidente tendrá la potestad de:

a) Convocar las reuniones de los miembros del tribunal que considere oportunas, con una anticipación mínima de 3 días hábiles.
b) Cambiar motivadamente un titular por un suplente.
c) Proponer la cancelación del procedimiento en caso de falta manifiesta de competencia.

Artículo 43. *Plazos.*

La resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia incluirá al menos los siguientes plazos:

a) Plazo de presentación de ofertas, que no podrá ser inferior a seis meses, a contar desde la fecha de publicación de la convocatoria.
b) Plazo de comprobación y aceptación de ofertas, que no podrá ser superior a dos meses, a contar desde la fecha de finalización del plazo de presentación de ofertas.
c) Plazo de subsanación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 71 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, que no podrá ser inferior a 10 días hábiles.
d) Plazos de las sesiones públicas de apertura de los sobres de la fase de concurso, y de apertura de los sobres de ofertas económicas, así como la fecha de resolución del procedimiento de concurrencia. Estos tres plazos se determinarán a partir de la fecha de aceptación de las ofertas, en ningún caso el plazo para la resolución del procedimiento podrá ser superior a dos meses.

Artículo 44. *Recepción de ofertas.*

1. Cada oferta deberá incluir la siguiente documentación en tres sobres separados:

a) Sobre 1: Acreditación del participante, información técnica del proyecto, acreditación de cumplimiento de los requisitos a los que hace referencia el artículo 41 y garantías de participación de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 46.
b) Sobre 2: Oferta económica.
c) Sobre 3: La información requerida por la fase de concurso, en su caso, conforme a lo que se determine en la convocatoria de concurrencia.

2. Los sobres 2 y 3 se entregarán cerrados y únicamente se podrán abrir en sesión pública, en el lugar y fecha determinada por la convocatoria.

Artículo 45. *Oferta económica.*

1. La oferta económica incluirá exclusivamente la retribución por MWh de gas natural vehiculado a través de la instalación, considerado como tal el gas medido en el punto de conexión con el gasoducto de aguas arriba y expresada en €/MWh, con tres decimales.
2. Las ofertas económicas presentadas no podrán ser revisadas o modificadas.

Artículo 46. *Constitución de garantías para la participación en el procedimiento.*

1. Las empresas que participen en la convocatoria de concurrencia deberán constituir una fianza a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas que responda del mantenimiento de sus ofertas hasta la adjudicación del contrato.
2. La fianza será de un 1 por ciento del presupuesto de referencia, calculado por aplicación de los valores estándar en vigor a los parámetros técnicos de la instalación y que será publicado en la resolución de convocatoria del procedimiento de concurrencia.
3. La fianza se constituirá en la Caja General de Depósitos a disposición del Director General de Política Energética y Minas, en metálico o en valores del Estado o mediante aval bancario o contrato de seguro de caución con entidad aseguradora autorizada para operar en el ramo de caución.
4. Las garantías aportadas para participar en el concurso será devueltas a los participantes no adjudicatarios en un plazo máximo de 5 días hábiles a contar desde la resolución del procedimiento de concurrencia.

Artículo 47. *Fase de comprobación y aceptación de ofertas.*

1. En esta fase se verificará que la documentación administrativa está completa, y que el proyecto cumple los requerimientos técnicos establecidos en el pliego de prescripciones técnicas. A tal efecto, se podrán solicitar las correcciones y subsanaciones que sean necesarias respecto de la información técnica y la administrativa.
2. Una vez cumplidos los plazos de subsanación establecidos, el tribunal calificador hará pública la relación de ofertas admitidas para pasar a las siguientes fases de la convocatoria.
3. Si se verificase que solo se ha recibido una oferta, el tribunal convocará en una misma sesión la apertura del sobre de la fase de concurso, de la oferta económica y del sobre de la retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado. En el caso de que la oferta económica fuese inferior o igual al valor de la retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado, el tribunal propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas la adjudicación directa a la empresa solicitante, en caso contrario, declarará el procedimiento desierto.

Artículo 48. *Fase de concurso.*

1. El procedimiento de concurrencia podrá incluir una fase de concurso en la que se valoren criterios no económicos, y cuya valoración máxima en el procedimiento de concurrencia no podrá superar el 30 por ciento.
2. La apertura de sobres de la fase de concurso se llevará a cabo en sesión pública en las dependencias del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, notificándose la fecha del acto a los concurrentes con una anticipación mínima de 5 días hábiles.
3. En la sesión deberán estar presentes los miembros del tribunal o sus suplentes, y podrán asistir representantes de las empresas concurrentes, levantándose la correspondiente acta que será firmada por los miembros del tribunal.
4. La determinación de la puntuación obtenida por cada una de las ofertas en la fase de concurso se realizará en sesión no pública debiéndose levantar un acta de la misma que incluya la puntuación alcanzada en cada uno de los criterios por parte de cada oferta presentada, la puntuación final de cada una de ellas así como las valoraciones realizadas por cada uno de los miembros del tribunal.
5. El tribunal calificador procederá a valorar el cumplimiento de estos criterios por parte de cada una de las ofertas, calificando el cumplimiento de cada uno de los criterios con un valor entre 0 y 10, siendo 10 la valoración máxima y 0 la mínima.
6. En el caso de que existieran varios criterios, para el cálculo de la valoración final de esta fase se aplicará la media aritmética de las calificaciones de cada uno de los criterios, a

menos que en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se hubiera establecido una fórmula de ponderación diferente.

7. La valoración del cumplimiento de cada uno de los criterios por parte de las ofertas así como la valoración final de cada una de ellas se harán públicas en la sesión de apertura de sobres de ofertas económicas.

Artículo 49. *Valoración económica de las ofertas.*

Para valorar las ofertas se utilizará el término R obtenido mediante la siguiente fórmula:

$$R = Of \cdot (1 - \alpha \cdot C/10)$$

Donde:

a) Of: oferta económica (expresada en €/MWh).

b) α: ponderación de la fase de concurso en tanto por uno. En ningún caso podrá ser superior a 0,3 ni tomar valores negativos.

c) C: valoración de la fase de concurso (de 0 a 10).

Artículo 50. *Fase de valoración económica de las ofertas.*

1. La valoración económica de las ofertas se realizará en sesión pública en dependencias del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, notificándose la fecha del acto a los concurrentes con una anticipación mínima de 5 días hábiles.

2. En la sesión deberán estar presentes los miembros del tribunal o sus suplentes y podrán asistir representantes de las empresas concurrentes, levantándose la correspondiente acta que será firmada por los mencionados miembros o sus suplentes, pudiéndose entregar copia a los representantes de las empresas que concurran que así lo soliciten

3. En el caso de que se incluya una fase de concurso, se procederá en primer lugar a hacer públicas las puntuaciones alcanzadas por las ofertas en los criterios de la fase de concurso así como la puntuación final de cada una de ellas.

4. Posteriormente, se abrirá el sobre con el valor de la retribución máxima por MWh de gas vehiculado determinado por la Dirección General de Política Energética y Minas y a continuación se abrirán los sobres con las ofertas económicas. Con dichos valores y junto con el resultado de la fase de concurso se procederá a calcular el valor del término R de cada oferta. Si una oferta es superior a la retribución máxima por MWh de gas natural vehiculado por el gasoducto, esta será descartada.

5. Una vez ordenadas las ofertas en función del término R se declarará cuál es la que tiene el término R más bajo.

6. Resultará adjudicada aquella oferta que tenga el menor valor del término R y no haya sido calificada como baja temeraria.

7. El carácter de baja temeraria de una oferta será determinado por el Tribunal de acuerdo al presupuesto de referencia de la instalación, los escenarios de demanda considerados y el conjunto de ofertas presentadas.

8. Cuando una oferta sea calificada como baja temeraria, deberá darse audiencia al ofertante para que justifique la valoración de la oferta y precise las condiciones de la misma, en particular en lo que se refiere al ahorro que permita el procedimiento de ejecución del contrato, los escenarios de demanda considerados, las soluciones técnicas adoptadas y las condiciones excepcionalmente favorables de que disponga para ejecutar el proyecto.

9. Si el tribunal, considerando la justificación efectuada por el licitador y los informes mencionados en el apartado anterior, estimase que la oferta no puede ser cumplida como consecuencia de la inclusión de valores anormales o desproporcionados, la excluirá de la clasificación.

10. Tras el análisis de la existencia de ofertas que pudieran calificarse de bajas temerarias, el tribunal elevará al Director General de Política Energética y Minas informe del resultado del procedimiento de concurrencia, que incluirá la relación ordenada de las ofertas y una propuesta de adjudicación.

11. La Dirección General de Política Energética y Minas dictará una resolución publicando el nombre de la empresa adjudicataria, la descripción del proyecto adjudicado, el plazo de solicitud de autorización administrativa, el plazo de ejecución de las obras y puesta en servicio de las instalaciones y la retribución ofertada, expresada en €/MWh, con tres decimales. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

12. La empresa acreditará, en el plazo de un mes desde la fecha de la resolución, el cumplimiento de los requisitos expuestos en el artículo 40 y el depósito de la fianza establecida en el artículo 52.

Artículo 51. *Declaración de procedimiento desierto.*

En cualquier fase del procedimiento, el tribunal calificador de manera motivada podrá declarar desierto el procedimiento si apreciase una evidente falta de competencia, si todas las ofertas incumplieran el pliego de prescripciones técnicas, o tuvieran la consideración de baja temeraria, o superasen el precio máximo establecido

Artículo 52. *Fianzas a constituir por el ganador del procedimiento de concurrencia.*

1. La empresa ganadora de la convocatoria constituirá en el plazo de un mes desde la adjudicación, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, una fianza por valor del 2 por ciento del presupuesto de referencia para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones. Esta fianza podrá ser cubierta con la garantía de participación a que hace referencia el artículo 46, en caso contrario esta garantía será devuelta en el plazo máximo de 5 días hábiles a contar desde el día siguiente a la constitución de la fianza.

2. Esta fianza será aplicable, en su caso, a la fianza que se establezca a los efectos de garantizar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en la autorización administrativa.

3. La fianza se constituirá en la Caja General de Depósitos a disposición del Director General de Política Energética y Minas, en metálico o en valores del Estado o mediante aval bancario o contrato de seguro de caución con entidad aseguradora autorizada para operar en el ramo de caución. La empresa ganadora del procedimiento deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas la documentación acreditativa del depósito de dicha fianza dentro del plazo de 30 días hábiles a partir de su constitución.

4. La fianza podrá ser ejecutada si, una vez vencidos los plazos previstos en la oferta presentada, la empresa adjudicataria no hubiese dado cumplimiento a las obligaciones imputables a la misma derivadas del concurso.

Artículo 53. *Incumplimiento de la obligación de depósito de la fianza.*

1. En el caso de que la empresa ganadora del procedimiento de concurrencia no hubiera constituido la fianza o presentado la correspondiente solicitud de autorización administrativa en los plazos correspondientes, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá proponer a los transportistas que figuren a continuación en el orden de prelación del procedimiento de concurrencia la realización del proyecto y la subsiguiente construcción de las instalaciones.

2. En el caso de que ninguna de las empresas anteriores accediera a la realización del proyecto, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá proponer la realización del proyecto al transportista titular de la mayor parte de las instalaciones de la troncal, con las mismas condiciones que la empresa adjudicataria.

3. La garantía de participación de la empresa ganadora que no hubiera constituido la fianza se entregará al Gestor Técnico del Sistema que la declarará como ingreso al sistema de liquidaciones en la primera liquidación disponible.

CAPÍTULO II

Retribución de instalaciones de transporte primario de influencia local

Artículo 54. *Ámbito de aplicación.*

La metodología de retribución definida en el presente capítulo, se aplicará exclusivamente a las instalaciones de transporte primario pertenecientes a la red de

influencia local adjudicadas según la metodología dispuesta en el capítulo I del título IV del presente real decreto y a todas aquellas instalaciones adjudicadas de forma directa que se conecten, amplíen o modifiquen alguna de las anteriores.

Artículo 55. *Retribución anual.*

1. La retribución anual de las instalaciones se compone del término de retribución por disponibilidad (RD) resultante de sumar la retribución por gas vehiculado (RGV) y la retribución de los costes de operación y mantenimiento (COM), y el término de retribución por continuidad de suministro (RCS).

2. Los términos COM y RCS se calcularán de acuerdo con lo dispuesto en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

3. La obra lineal devengará retribución en concepto de RGV desde el día siguiente a la fecha de su puesta en marcha y hasta que se cumpla lo establecido en el artículo 56, incluso si la instalación supera la vida útil regulatoria en vigor. El resto de elementos del inmovilizado no devengarán directamente retribución en concepto de RGV.

4. La retribución por gas vehiculado (RGV) se obtendrá de multiplicar el volumen anual de gas vehiculado por la instalación desde noviembre del año anterior (n-1) a octubre del año (n), ambos incluidos, por la retribución ofertada por adjudicatario de la instalación en el procedimiento de concurrencia.

5. A los efectos de la aplicación del párrafo anterior:

a) Se utilizará como caudal provisional a aplicar en el cálculo de la retribución del año «n» el gas vehiculado desde noviembre del año «n-2» a octubre del año «n-1».

b) La retribución provisional anterior se sustituirá por la definitiva una vez que se disponga del caudal definitivo vehiculado desde el mes de noviembre del año «n-1» al mes de octubre del año «n», ambos incluidos.

c) Durante el primer año de operación, para calcular la retribución provisional el Ministerio de Industria, Energía y Turismo utilizará una previsión de gas vehiculado en base a los datos proporcionados por el titular de la instalación.

6. Una vez finalizada la vida útil regulatoria del elemento, y si este continúa en operación, su retribución en concepto de COM se afectará del coeficiente de extensión de vida útil recogido en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Artículo 56. *Retribución máxima.*

1. El valor actual neto (VAN) de las retribuciones anuales en concepto de RGV, calculado aplicando una tasa de descuento igual a la tasa de rentabilidad (TR) en vigor cada año, no podrá superar el valor de la inversión reconocido por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. En ese momento, la retribución en concepto de RGV será nula.

2. El VAN se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_i \frac{RGV_i}{(1+TR_i)^i}$$

Siendo RGV_i y TR_i la retribución por gas vehiculado y la tasa de rentabilidad del año «i» respectivamente.

Artículo 57. *Gasoductos en cascada.*

Las instalaciones de transporte primario de área de influencia que se conecten a otro gasoducto primario de área de influencia adjudicado por procedimiento de concurrencia no devengarán retribución en concepto de RGV, recibiendo únicamente la retribución por continuidad de suministro RCS y los costes de operación y mantenimiento que le correspondan.

Disposición adicional primera. *Inspección periódica de instalaciones receptoras de combustibles gaseosos por canalización.*

1. Las empresas distribuidoras deberán comunicar a los usuarios conectados a su red, con una antelación mínima de tres meses, la necesidad de efectuar la inspección periódica de las instalaciones receptoras comunes y/o de las instalaciones individuales de los puntos de suministro conectados a sus redes, con la periodicidad establecida en la reglamentación vigente de calidad y seguridad industrial.

2. Dicha comunicación se realizará de manera individualizada a los titulares de las instalaciones y deberá contener la siguiente información:

a) Fecha de la última inspección.

b) Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) o número de referencia unívoco de la instalación en el caso de instalaciones receptoras comunes, o instalaciones de gases licuados del petróleo.

c) Información en relación a la posibilidad de que el titular decida con quién quiere realizar dicha inspección, pudiendo elegir al mismo distribuidor o a una empresa instaladora habilitada de gas con categoría suficiente para realizar la inspección de acuerdo con el tipo de instalación, de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 919/2006, de 18 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11. Asimismo, se informará al consumidor de en caso de realizar la inspección con una empresa instaladora habilitada ésta se encargará de notificar al distribuidor de la realización y el resultado de la inspección.

d) Semana en que se realizaría la inspección en el caso en que el titular de las instalaciones optase por realizar la misma con la empresa distribuidora y precios del servicio con el desglose establecido en el apartado 7 de la presente disposición.

e) Fecha límite de realización y presentación del certificado de la inspección periódica de las instalaciones en caso de que el titular decida realizar la inspección con una empresa instaladora habilitada de gas diferente a la de la empresa distribuidora. Dicha fecha límite no podrá ser inferior a 45 días naturales desde la fecha de remisión del escrito por parte de la empresa distribuidora.

f) Teléfono de atención al cliente al que pueda dirigirse el titular de la instalación. Dicho teléfono deberá ser gratuito.

g) Referencias a la normativa de aplicación.

h) Se indicará que en el caso de que la empresa instaladora habilitada no haya remitido a la empresa distribuidora el correspondiente certificado de la inspección antes de la fecha límite establecida, se entenderá que el titular desea que la inspección sea realizada por el propio distribuidor,

En este caso, el distribuidor comunicará la fecha y rango horario de la inspección con un margen de 3 horas y con una antelación mínima de 5 días. La comunicación incluirá un número de teléfono gratuito a través del cual el cliente podrá concretar la hora de la inspección o solicitar su modificación.

i) Información sobre donde conseguir la relación de empresas instaladoras.

3. Las empresas distribuidoras e instaladoras de gas deberán realizar sus actuaciones de acuerdo con lo indicado en el apartado anterior de esta disposición, y lo dispuesto en el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias.

4. Cuando la inspección la realice una empresa instaladora de gas, además de entregar al consumidor la copia del certificado de inspección, deberá remitir el certificado de la inspección al distribuidor por medios telemáticos puestos a su disposición por la empresa distribuidora. Asimismo, mantendrá otra copia en su poder. La empresa instaladora registrará telemáticamente cuál ha sido el resultado de la inspección, y la aplicación facilitará de forma automática un acuse de recibo a la empresa instaladora.

5. En caso de que la empresa instaladora de gas que realice la inspección detecte una anomalía principal que no pueda ser corregida en el momento, se deberá interrumpir el suministro de gas y se precintará la parte de la instalación pertinente o el aparato afectado.

Si fuera necesario cerrar la llave de acometida, la empresa instaladora deberá avisar a la empresa distribuidora para que ésta pueda proceder al corte. Corregida la anomalía deberá informarse a la empresa distribuidora para que proceda a la reapertura de la llave de la acometida.

6. En el supuesto que el titular de la instalación no realice la inspección periódica por cualquiera de los medios autorizados y en los plazos indicados en Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, el distribuidor lo comunicará al órgano competente de la Comunidad Autónoma, al titular de la instalación y a la empresa comercializadora que venía efectuando el suministro y procederá a la suspensión del suministro en dicho punto en los términos y condiciones que determine la normativa de la Comunidad Autónoma hasta la presentación del correspondiente certificado,.

7. Las tarifas máximas que las empresas distribuidoras pueden cobrar por las inspecciones a las instalaciones receptoras comunes o instalaciones individuales, diferenciarán los siguientes conceptos:

a) Gastos de gestión de la empresa distribuidora: Incluirá los gastos correspondientes al mantenimiento de las bases de datos de los clientes en los que constan los resultados de la inspección, seguimiento de la situación de las instalaciones y comunicaciones necesarias relativas a la inspección a las Administraciones Públicas y a los consumidores.

Este concepto será establecido mediante Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y será facturado por el distribuidor a través de la empresa comercializadora de gas al titular del contrato del punto de suministro con independencia de la empresa que haya realizado la inspección periódica.

b) Gastos de inspección física. Engloba, entre otros conceptos, la inspección física, la expedición del certificado y la notificación del mismo a la empresa distribuidora El coste máximo que por este concepto puede cobrar una empresa distribuidora será podrá ser fijado por los organismos competentes de las Comunidades Autónomas y solo podrá ser facturado por la empresa distribuidora en el caso en que la inspección haya sido realizada por la misma o por personal contratado por ésta.

8. El coste total de la inspección periódica será facturado por el distribuidor o el instalador a través de la empresa comercializadora de gas al titular del contrato del punto de suministro. La empresa comercializadora ingresará estos importes al distribuidor, junto con el pago mensual de peajes y el distribuidor realizará la transferencia a los instaladores que corresponda.

No se facturará ninguna cantidad si la inspección se realiza sobre instalaciones que ya hubiesen superado favorablemente el proceso de inspección en los últimos cuatro años.

9. En caso de que se detecten anomalías durante la inspección, ni la empresa ni el instalador que realiza la inspección podrá proceder a la reparación de las mismas.

Disposición adicional segunda. *Mandatos.*

En el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, se remitirán al Ministerio de Industria, Energía y Turismo las siguientes propuestas:

a) El Gestor Técnico del Sistema realizará una propuesta de desarrollo del artículo 5.1 en lo relativo a los requisitos de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad.

b) La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará una propuesta de desarrollo del artículo 8 en lo referente a los procedimientos de asignación de capacidad, así como del artículo 11 en lo relativo a los modelos normalizados de contratos de acceso a las instalaciones del sistema gasista, y una propuesta de los costes de gestión de inspección de las instalaciones de gas de acuerdo con lo establecido en el apartado 7 de la disposición adicional primera.

c) El Gestor de Garantías y el Gestor Técnico del Sistema formularán una propuesta conjunta en relación con el proceso de gestión de garantías contemplado en el artículo 33.4 tanto para las garantías de contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado como para las garantías de participación en el Mercado Organizado de Gas y de liquidación de desbalances.

Disposición adicional tercera. *Venta de existencias estratégicas por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.*

En el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto, CORES remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo un plan de ventas de su excedente de existencias estratégicas y de reducción de capacidad de almacenamiento para adaptarlos a los volúmenes que reglamentariamente le son exigidos.

Disposición adicional cuarta. *Procedimientos regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.*

En lo que se refiere a procedimientos asociados a autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos regulados en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, cuando sean competencia de la Administración General del Estado, resultarán de aplicación adicional las reglas que se indican a continuación:

a) Previamente al otorgamiento de una concesión de explotación de hidrocarburos o de almacenamiento será condición necesaria que el órgano ambiental haya concluido el procedimiento de evaluación de impacto ambiental en sentido favorable, de acuerdo con la normativa que le resulte de aplicación.

b) La titularidad de un permiso de investigación o de una concesión de explotación de hidrocarburos no eximirá de la obligación de obtener la correspondiente autorización administrativa para la ejecución de los trabajos asociados, respectivamente, a su plan de investigación o plan general de explotación, cuando así lo establezca la normativa vigente o cuando estén sujetos a evaluación de impacto ambiental de acuerdo con la normativa ambiental de aplicación. Se exceptúan de la obligación anterior aquellos trabajos que tengan la consideración de actividades libres de acuerdo con el artículo 13 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre y con el artículo 12.1 del Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley sobre Investigación y Exploración de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974.

c) Con carácter previo a la resolución del expediente de autorización, deberá haberse resuelto, en su caso, el procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

d) Las solicitudes de prórroga de concesiones de explotación, sujetas o acogidas al régimen establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, cuyo plazo inicial de vigencia efectiva, como consecuencia de lo previsto en el artículo 30.2.6 del Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, sea inferior a treinta años, podrán formularse en cualquier momento anterior al de su vencimiento.

e) En cualquier caso, el cómputo de la vigencia de la prórroga se realizará a partir del día siguiente al de vencimiento de la vigencia de la concesión que figurase en el otorgamiento inicial.

f) En el plazo de quince días hábiles con posterioridad a producirse el devengo del canon de superficie al que hace referencia el artículo 21 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, la Administración competente para el otorgamiento de las autorizaciones de exploración, permisos de investigación o concesiones de explotación que hayan dado origen al devengo del mismo, deberán notificarlo al órgano competente para su recaudación.

Disposición adicional quinta. *No incremento del gasto público.*

Las medidas incluidas en esta norma no podrán suponer incremento de dotaciones ni de retribuciones ni de otros gastos de personal.

Disposición transitoria primera. *Entrada en vigor de las disposiciones relativas a los productos estándares de contratación de capacidad.*

1. La contratación mediante productos estándares de capacidad definidos en el artículo 6.1, comenzará a partir del 1 de octubre de 2016, salvo en las interconexiones internacionales con Europa.

2. Se establece un plazo hasta el 30 de noviembre de 2016 para la adaptación a los productos estándares de capacidad de las capacidades contratadas a través de los contratos actuales de más de un año de duración y que continúen vigentes en el día 1 de enero de 2017. Hasta dicha fecha, los sujetos con contrato de acceso en vigor podrán renunciar a su reserva de capacidad, total o parcialmente y sin coste, salvo en las interconexiones internacionales con el resto de países de la Unión Europea en las que no se podrá renunciar a la capacidad contratada. Transcurrido dicho periodo, los contratos resultantes se considerarán vinculantes.

Disposición transitoria segunda. *Procedimiento transitorio de asignación de capacidad.*

1. Hasta la entrada en vigor de los procedimientos de asignación de capacidad previstos en el título I, las solicitudes de acceso se resolverán por parte del operador de las instalaciones atendiendo al orden cronológico de recepción formal de las mismas, en un plazo máximo de 24 horas desde la recepción de la solicitud, salvo en los casos indicados en el apartado 2 y 3 de este artículo.

La contestación de la solicitud del acceso deberá adjuntar la correspondiente adenda al modelo de contrato de acceso, para su firma por el solicitante.

El solicitante de acceso podrá suscribir la adenda al contrato de acceso desde el momento de recepción de la aceptación del acceso y hasta plazo un máximo que será el menor entre 6 días hábiles o el correspondiente a la mitad del periodo que reste hasta la fecha de inicio de la prestación del servicio solicitado.

2. Las solicitudes de acceso de consumidores suministrados a presión superior a 4 bar que no supongan cambio de comercializador, incluyendo las altas de nuevos suministros y las modificaciones de capacidad contratada de suministros existentes, requerirán la comprobación previa por parte del titular de las instalaciones de que existe capacidad suficiente y se resolverán en un plazo máximo de 7 días naturales a partir de la recepción de la solicitud. En el caso de la contratación de capacidad diaria o intradiaria, la comprobación previa de que existe capacidad suficiente se realizará a la mayor celeridad posible y en ningún caso en un plazo superior a 24 horas.

3. Para los consumidores suministrados a presión igual o inferior a 4 bar y hasta que esté disponible la plataforma telemática a la que se hace referencia en el artículo 5.1 del presente real decreto y se adapten las disposiciones normativas pertinentes, la contratación de nueva capacidad y la modificación o baja de capacidad contratada se realizará directamente con el distribuidor de acuerdo a los procedimientos regulados en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

4. Los operadores de las instalaciones deberán disponer de un procedimiento telemático de solicitud y contratación de capacidad para el cumplimiento de esta disposición.

5. A efectos de esta disposición, se considerarán días hábiles todos los días del año, excepto los domingos y los festivos nacionales.

Disposición transitoria tercera. *Retribución provisional del Operador del Mercado.*

La retribución del Operador del Mercado se devengará desde la fecha en que el Mercado Organizado de Gas esté en operación.

Se reconoce una retribución provisional a cuenta al Operador del Mercado Organizado de Gas hasta la aprobación de la retribución transitoria establecida en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Una vez aprobada la retribución transitoria establecida en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, se procederá a liquidar la diferencia entre esta y la retribución provisional a cuenta que haya recibido la empresa.

Para el año 2015, dicha retribución provisional a cuenta se establece en 2.000.000 euros a abonar por el sistema de liquidaciones en un pago único.

Disposición transitoria cuarta. *Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas.*

En el plazo máximo de tres meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, se procederá a la constitución del Comité de Agentes del Mercado, a que se refiere el artículo 32.

Disposición transitoria quinta. *Habilitación de los sujetos a participar en el mercado.*

Mientras que el Gestor Técnico del Sistema no disponga de un procedimiento de habilitación de sujetos aprobado mediante la preceptiva Norma de Gestión Técnica, se entenderá que un sujeto está habilitado y, por tanto, puede adquirir la condición de agente del Mercado Organizado de Gas, siempre que en el momento de solicitud del alta se encuentre habilitado para realizar notificaciones de transacciones al Gestor Técnico del Sistema.

Disposición transitoria sexta. *Retribución de instalaciones de transporte primario no troncal adjudicadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto.*

Aquellas instalaciones de transporte primario no troncal adjudicadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto serán retribuidas según la metodología dispuesta en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, incluido lo establecido en el anexo XI «Metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico».

Disposición transitoria séptima. *Medios telemáticos para la carga de certificados de inspección periódica.*

En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, las empresas distribuidoras deberán poner a disposición de las empresas instaladoras de gas una herramienta telemática que permita un intercambio seguro de la documentación asociada al proceso de inspecciones.

Disposición transitoria octava. *Tarifas de inspección periódica de gas natural.*

Hasta que por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establezcan los gastos de gestión de la empresa distribuidora, se considerará que la retribución por este concepto será de 12,8 euros por inspección realizada.

Hasta que los organismos competentes de las comunidades autónomas publiquen los gastos de la inspección física que las empresas distribuidoras pueden cobrar por la realización de las inspecciones periódicas en el formato establecido en el apartado 3 de la disposición adicional primera, se considerará como gasto de la inspección física la diferencia entre la tarifa máxima establecida de inspección periódica vigente y los gastos de gestión de la empresa distribuidora establecidos, de forma que las tarifas máximas de inspección periódica que no se hayan adaptado al nuevo esquema comprenderán, en todo caso los dos conceptos de gasto a los que se refiere el apartado 7 de la disposición adicional primera.

Disposición transitoria novena. *Régimen transitorio en relación con los procedimientos regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos.*

Lo dispuesto en la disposición adicional cuarta será de aplicación a los procedimientos que estuvieren en tramitación a la entrada en vigor del presente real decreto.

Disposición transitoria décima. *Régimen transitorio para el mantenimiento de existencias mínimas de hidrocarburos líquidos.*

Los cambios en el periodo de referencia para el cálculo de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos debido a la sustitución del año móvil por el año natural, realizados en el artículo 2.1 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por medio de este real decreto no serán de aplicación hasta el 1 de abril de 2016.

Disposición transitoria undécima. *Dimensión hispano-lusa del mercado organizado de gas natural.*

La dimensión hispano-lusa del mercado organizado, y en particular lo preceptuado en el artículo 18.3 del presente real decreto no serán de aplicación hasta que se desarrollen los trabajos y disposiciones derivadas del Tratado Internacional en el que se contemple la integración gradual de ambos mercados de acuerdo con las conclusiones de la XXVIII Cumbre Hispano-Lusa.

Disposición derogatoria única.

Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto, y en particular: los artículos 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.*

Se sustituye el apartado 3 y se añaden dos nuevos apartados 4 y 5 al artículo 12 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, con la siguiente redacción:

> «3. A efectos de lo dispuesto en el artículo 73.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, tendrán la consideración de instalaciones de conexión, entre la red de transporte y distribución, todas aquellas instalaciones necesarias para el adecuado funcionamiento de la conexión situadas aguas abajo de la posición de derivación del gasoducto de transporte. Las instalaciones de conexión podrán ser ejecutadas por el distribuidor e incluirán, la estación de regulación y/o medida, los terrenos necesarios para la instalación de la conexión y todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, alimentación eléctrica, servicios auxiliares y demás elementos que permitan el suministro continuo de gas a la redes de distribución en condiciones de seguridad.
>
> La posición de derivación, existente o nueva, o la modificación de la posición que permita la derivación a distribución, no formará parte de la instalación de conexión, sino que formará parte de la instalación de transporte a la que se conecte la red de distribución.
>
> Las posiciones de derivación de un gasoducto de transporte están formadas por las válvulas, conexiones, venteo, equipos y accesorios que permitan que la conexión de transporte-distribución sea venteada, alimentada y operada con independencia, con seguridad y con continuidad desde cada lado de la válvula de línea de la posición de derivación del gasoducto.
>
> Los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión, serán soportados por el distribuidor solicitante, como también lo será el coste de la posición de derivación, en caso de no existir, o la modificación de la misma, sin perjuicio de que el titular de la posición sea el transportista, el cual, en este caso no tendrá derecho a retribución alguna por esa inversión. Asimismo, también serán soportados por el distribuidor los costes de inversión necesarios para ampliar las estaciones de regulación y medida saturadas propiedad de un transportista.

4. Lo dispuesto en el presente artículo también será de aplicación a las instalaciones de conexión entre instalaciones de transporte primario y transporte secundario.

5. En caso de discrepancias respecto a la citada conexión, podrán elevarse las actuaciones producidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para que resuelva en un plazo de dos meses, cuando la competencia corresponda a la Administración General del Estado, o, en su caso, al órgano competente de la correspondiente Comunidad Autónoma para que resuelvan en un plazo de tres meses.»

Disposición final segunda. *Modificación del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.*

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, queda modificado en los siguientes términos:

Uno. Se añade un nuevo artículo 1 bis que tendrá la siguiente redacción:

«Artículo 1 bis. *Definiciones.*

A los efectos de lo establecido en el actual real decreto, se definen los siguientes términos:

1. **"**Año de referencia**"**: El año natural de los datos de consumo o de las importaciones netas utilizados para calcular el nivel de existencias mínimas de seguridad que deben mantenerse o el nivel de existencias efectivamente mantenidas en un momento determinado.

2. **"**Consumo interno**"**: El agregado que corresponde al total, calculado de conformidad con el anexo II, de las cantidades suministradas en el país para el conjunto de usos energéticos y no energéticos; este agregado incluye los suministros al sector de la transformación y los suministros al transporte, a la industria, los hogares y demás sectores para el consumo final; asimismo incluye el consumo propio del sector de la energía (excepto el combustible de refinería).

3. **"**Decisión internacional efectiva de movilización de reservas**"**: Toda decisión en vigor del Consejo de Dirección de la Agencia Internacional de la Energía con el fin de permitir que el crudo o los productos petrolíferos lleguen al mercado mediante la movilización de las reservas de sus miembros o mediante medidas adicionales.

4. **"**Interrupción grave del suministro**"**: El descenso importante y repentino en el suministro de petróleo crudo o productos petrolíferos de la Unión Europea o de un Estado miembro, independientemente de que dé lugar o no a una decisión internacional efectiva de movilización de reservas o existencias de seguridad.

5. **"**Accesibilidad física**"**: Las disposiciones para ubicar y transportar las existencias de seguridad a fin de asegurar su distribución o entrega efectiva a los usuarios y mercados finales dentro de plazos y en condiciones que permitan aliviar los problemas de suministro que puedan haber surgido.»

Dos. El apartado 1 del artículo 2 queda redactado del siguiente modo:

«1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener, en todo momento, los sujetos que intervienen en el sector del petróleo, a los que se hace referencia en el artículo 7 de este real decreto, se fija en 92 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior.

Cuando se trate de gases licuados del petróleo, dichas existencias mínimas se fijan en 20 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior.

No obstante lo establecido en los párrafos precedentes, para el cálculo de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas durante el primer trimestre el

periodo de 1 de enero a 31 de marzo de cada año, se considerarán las ventas o consumos efectuados durante el penúltimo año natural al año en que se calcule la obligación.»

Tres. Se modifica el apartado 1 del artículo 5 que pasará a estar redactado con el siguiente tenor:

«1. Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, según lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y aquéllos otros que sin serlo mantengan existencias de hidrocarburos por razón de su actividad deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos información, en la forma y con la periodicidad que se determine, que permita obtener un balance exacto sobre los movimientos de los productos de cada sujeto, entradas de crudo y/o productos petrolíferos por importación, intercambio intracomunitario o compra nacional, cantidades y destinos de las ventas al mercado interior por canales de distribución y sectores de consumo, exportaciones de productos petrolíferos, otras salidas, niveles y variación de existencias y cualquier otra que se considere necesaria a los mismos fines.»

Cuatro. El artículo 7 quedará redactado en los siguientes términos:

«Artículo 7. *Sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos.*

De conformidad con lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, están obligados a mantener, en todo momento, existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en la cuantía determinada en el artículo 2.1 de este real decreto:

a) Los operadores al por mayor productos petrolíferos, regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas y/o consumos a otros operadores al por mayor.

b) Las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la parte de sus ventas y/o consumos anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, regulados en el artículo 42 de la citada ley, o por otros distribuidores al por menor.

c) Los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrada por operadores al por mayor regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o por las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la citada ley.»

Cinco. Se modifican los apartados 3 y 4 del artículo 9 que pasará a tener la siguiente redacción:

«3. A efectos del cálculo de las existencias mínimas de seguridad computables para el cumplimiento de la obligación establecida en los artículos precedentes, las existencias en forma de crudo, materia prima y productos semirrefinados deberán ser contabilizadas netas de su contenido en naftas, por lo que serán objeto de una reducción del 4 por ciento sobre el total de las existencias, sin perjuicio de lo establecido en el Anexo I.

Además, únicamente podrán contabilizarse como existencias mínimas de seguridad un 90 por ciento de las existencias de cada uno de los grupos de productos y del crudo y productos semirrefinados.

4. Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para establecer o modificar, con la periodicidad necesaria y cuando razones técnicas o compromisos internacionales así lo aconsejen o previa solicitud motivada de las empresas titulares de refinerías

interesadas, el valor de los coeficientes de equivalencia y los porcentajes computables recogidos en los apartados 2 y 3 anteriores. En la fijación de los porcentajes del apartado 2 se estará a lo dispuesto en el apartado 9 del artículo 14 de este real decreto.»

Seis. Se modifican los apartados 1 y 4 del artículo 10 y se le añade un nuevo apartado 5, de acuerdo con el siguiente tenor:

«1. En el cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, podrán computarse como tales las cantidades que, siendo propiedad del sujeto obligado o estando a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento, se destinen a su consumo en territorio nacional, siempre que los citados contratos de arrendamiento hubiesen sido previamente remitidos a la Corporación. Además, en el caso de contratos de arrendamiento, los volúmenes asociados no podrán ser objeto de cesión u arrendamiento a terceros en forma alguna.

A efectos del cálculo de las existencias mínimas de seguridad, tendrán esta consideración:

a) Las contenidas a bordo de buques petroleros, incluidos los butaneros, que se encuentren en puerto pendientes de descarga, una vez cumplimentadas las formalidades portuarias.

b) Las almacenadas en los puertos de descarga.

c) Las contenidas en los depósitos y esferas de las refinerías.

d) Las contenidas en depósitos a la entrada de los oleoductos.

e) Las existentes en los depósitos y esferas de los operadores autorizados para la distribución al por mayor, en las empresas de almacenamiento o de importación, y en los de los comercializadores y distribuidores al por menor.

f) Las existentes en los depósitos de los grandes consumidores. A estos efectos, se entenderá por gran consumidor aquel que consuma más de 10.000 toneladas métricas al año de los productos petrolíferos o 500 toneladas métricas al año en el caso de gases licuados del petróleo.

g) Las existentes en barcazas y barcos en tráfico de cabotaje durante el transporte dentro de las fronteras nacionales, siempre que la Administración pueda ejercer su control, y disponer de ellas sin demora.

h) El petróleo crudo o productos petrolíferos almacenados en una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.

En todo caso, las instalaciones en las que se almacenen productos petrolíferos, computables a efectos de existencias mínimas de seguridad, deberán estar inscritas en los correspondientes registros de las Administraciones públicas competentes.»

(…)

4. Las existencias mínimas de seguridad deberán almacenarse en cualquiera de los sistemas descritos en el apartado 1 de este artículo y de tal forma que puedan llevarse al consumo, de forma continuada, durante un período de 92 días en el caso de productos petrolíferos líquidos y de 20 días en el caso de los gases licuados del petróleo. Asimismo, deberán garantizar la disponibilidad y accesibilidad física de las mismas a fin de permitir la verificación en cualquier momento.

En todo caso, la Corporación, mediante los procedimientos de control a los que se refieren los artículos 37 y 38 del presente real decreto, garantizará la habilitación de los procedimientos oportunos para la identificación, contabilidad y control de las mismas a fin de permitir su verificación en cualquier momento, incluso cuando dichas existencias se encuentren mezcladas con otras existencias que no tengan la consideración de existencias mínimas de seguridad.

Anualmente, la Corporación remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el que detalle las actuaciones de control desarrolladas, con especial atención a la verificación de su disponibilidad y accesibilidad física, realizando las recomendaciones que considere pertinentes.

5. A los efectos de verificar el cumplimiento a nivel país de las obligaciones internacionales, el consumo interno diario medio que debe ser tenido en cuenta, se

calculará sobre la base del equivalente de petróleo crudo del consumo interno durante el año natural precedente, establecido y calculado según las modalidades y el método expuestos en el anexo II.

Cuando proceda, las importaciones netas diarias medias que deben tenerse en cuenta se calcularán sobre la base de equivalente de petróleo crudo de las importaciones diarias durante el año natural precedente, establecida según las modalidades y el método expuestos en el anexo I.

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de cada año, las medias diarias de consumo interno y de importaciones netas referidas en los dos párrafos anteriores se determinarán sobre la base de las cantidades consumidas o importadas, respectivamente, durante el penúltimo año anterior al año natural en cuestión.

En todo caso, ninguna cantidad puede ser contabilizada varias veces como reserva y no se incluirán las reservas de nafta ni las reservas de productos petrolíferos para los bunkers de barcos internacionales. De las reservas de petróleo crudo se deduce un 4 por ciento en concepto de rendimiento medio de la nafta.

Asimismo, se podrá optar por cualquier de las siguientes métodos aplicables al cálculo del nivel de existencias. El método de cálculo se mantendrá durante todo el año en cuestión:

a) incluir todas las demás reservas de productos petrolíferos que figuran en el anexo C, punto 3.1, del Reglamento (CE) n.º 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las estadísticas sobre energía, con respecto a la aplicación de actualizaciones para las estadísticas sobre energía mensuales y anuales, y determinar su equivalente de petróleo crudo multiplicando las cantidades por 1,065.

b) incluir las reservas exclusivamente de los productos siguientes: gasolina de automoción, gasolina de aviación, carburante de tipo gasolina para aviones de retropropulsión (carburante de tipo nafta para aviones de retropropulsión o JP4), carburante de tipo queroseno para aviones de retropropulsión, otro queroseno, gasóleo/carburante diésel (fuelóleo destilado), fuelóleo (tanto de bajo como de alto contenido de azufre), y determinar su equivalente de petróleo crudo multiplicando las cantidades por el factor 1,2.

En ningún caso se podrán computar, a nivel país, como existencias mínimas de seguridad las cantidades de petróleo crudo o de productos petrolíferos objeto de medidas de embargo o de ejecución así como las existencias de empresas en procedimiento de quiebra o de concurso de acreedores sin perjuicio de que, en este último caso y siempre que el concursado o quebrado no carezca de poder de disposición sobre las mismas, dichas cantidades si sean consideradas a efecto del cumplimiento de la obligación nacional por parte del sujeto en cuestión. En la auditoría de ventas a la que se refiere el artículo 5 del presente Real Decreto, el auditor certificará bajo su responsabilidad los volúmenes de existencias de seguridad del sujeto obligado objeto de la auditoría de ventas que se encuentran embargados, además de la circunstancia de estar o no dicho sujeto obligado en situación de concurso de acreedores.

La Corporación elaborará, sin perjuicio de sus restantes funciones, las relaciones estadísticas a que hace referencia el anexo III.»

Siete. El artículo 11 pasará a estar redactado con el siguiente tenor:

«Artículo 11. *Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos fuera del territorio español.*

1. Se faculta al Ministro de Industria, Energía y Turismo para autorizar el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas, incluidas las estratégicas, de productos petrolíferos a los sujetos obligados y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en su caso, con crudo y productos que se encuentren almacenados por su cuenta en otro Estado miembro de la Unión Europea, siempre que, como condición previa, exista un acuerdo intergubernamental con dicho Estado que garantice el mantenimiento de las

condiciones de competencia y asegure la disponibilidad de las existencias para los fines contemplados en el artículo 49 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y siempre que no suponga perjuicio para la seguridad del abastecimiento nacional. Asimismo, podrá modificar la cuantía de los porcentajes a que se refieren los siguientes párrafos del presente artículo.

El porcentaje de existencias mínimas de seguridad que el sujeto obligado almacene en otros Estados miembros de la Unión Europea no podrá exceder en ningún momento del 40 por ciento de las existencias mínimas de seguridad totales que a ese sujeto obligado le correspondiere mantener en virtud de la legislación vigente.

En caso de que la cuantía de existencias mínimas de seguridad localizadas en otros Estados miembros de la Unión Europea por el conjunto de los sujetos obligados superase el 15 por ciento a nivel nacional, será preceptivo para la autorización del mantenimiento de cantidades adicionales de reservas mínimas de seguridad fuera del territorio español informe de la Corporación de Reservas Estratégicas que considere el impacto sobre la seguridad del suministro.

Lo establecido en los párrafos anteriores aplica tanto a las existencias propias almacenadas en otros Estados Miembros de la Unión Europea como a las existencias puestas a su disposición en virtud de contratos de arrendamiento suscritos con Entidades Centrales de Almacenamiento u operadores económicos de otros Estados Miembros para existencias localizadas en sus territorios, las cuales no podrán ser cedidas o arrendadas a terceros en forma alguna.

2. Los sujetos obligados de otros Estados Miembros de la Unión Europea podrán cumplir con las obligaciones de mantenimiento de reservas de emergencia que les hubiesen sido impuestas con crudo y/o productos que se encuentren almacenados en España, siempre que tal operación sea previamente autorizada por ambos Estados, independientemente de que exista o no un acuerdo intergubernamental entre ellos.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, determinará las modalidades, el procedimiento y los requisitos de aplicación general para la autorización previa de tal operación de cobertura en aquellos casos en que no exista acuerdo intergubernamental con dicho Estado.

No obstante, cuando dicho acuerdo ya exista o se celebre posteriormente, se estará a lo dispuesto en el mismo que pasará a sustituir al procedimiento anterior para ese Estado en cuestión.

3. Los sujetos obligados de Estados no pertenecientes a la Unión Europea podrán cumplir con las obligaciones que les hubiesen sido impuestas con crudo y/o productos almacenados en España previo acuerdo intergubernamental.

4. En el caso de Estados Miembros de la Unión Europea o de sus Entidades Centrales de Almacenamiento, cuando deseen que parte de sus reservas de emergencia le sean mantenidas durante un periodo determinado por la Corporación, se estará a lo dispuesto en el artículo 14 exclusivamente. La citada Corporación igualmente podrá solicitar con carácter puntual a otras Entidades Centrales de Almacenamiento de Estados Miembros el mantenimiento de parte de sus existencias estratégicas.

5. Las entidades que mantengan en territorio nacional existencias a favor de sujetos obligados extranjeros, con independencia de que sean o no sujetos obligados en España, deberán remitir a la Corporación, antes del día 20 de cada mes, una relación de las existencias almacenadas en España el último día del mes natural anterior, desglosada por categoría de producto y localización en instalación de almacenamiento. Con la misma periodicidad, la Corporación remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia esta información agrupándose en un único documento las relaciones remitidas por cada sujeto.

6. En el caso de decisión internacional efectiva de movilización de reservas o de interrupción grave del suministro, las Autoridades Competentes se abstendrán de tomar cualquier medida que obstaculice la transferencia, el uso o distribución de las

reservas de emergencia y las reservas específicas almacenadas en territorio nacional por cuenta de otro Estado. Asimismo, se prohíbe que cualquier otra entidad adopte medidas similares, sin perjuicio de las restantes cláusulas que se hubiesen pactado entre las partes.»

Ocho. El artículo 14 queda redactado de la siguiente forma:

«Artículo 14. *Existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos.*

1. Tendrán la consideración de existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos la parte de las existencias mínimas de seguridad que sean constituidas, mantenidas y gestionadas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

2. Se constituirán existencias estratégicas que computarán a favor de cada uno de los sujetos obligados por al menos 42 días del total de su obligación de existencias mínimas de seguridad de cada grupo de productos petrolíferos, excluyendo los gases licuados del petróleo, vendidos o consumidos en el territorio nacional. El Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá modificar el número de días al que hace referencia este apartado y el anterior en función de la evolución del mercado y de la disponibilidad de infraestructuras de almacenamiento por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

3. La Corporación evitará disponer de existencias o capacidad en exceso, una vez constituidos los días mínimos obligatorios y atendidas las peticiones relativas a los apartados 4 y 5 del presente artículo.

4. Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 podrán solicitar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, la ampliación de las existencias estratégicas constituidas a su favor, hasta alcanzar una cantidad máxima equivalente a la totalidad de sus obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

En el caso de que la Corporación dispusiese de capacidad suficiente, se asignará a los solicitantes volúmenes adicionales de existencias, aplicando en su caso los criterios de preferencia establecidos en el apartado 6 del presente artículo.

5. Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 que opten por la alternativa establecida en el apartado anterior, deberán realizar la correspondiente solicitud a la Corporación, en los plazos y forma que ésta determine, indicando tanto la cobertura adicional sobre el mínimo establecido, cuando proceda, como el plazo correspondiente, que desean que les mantenga la Corporación. Las solicitudes habrán de comunicarse antes del 30 de junio del año precedente al año sobre el que se solicita la cobertura adicional.

La Corporación resolverá sobre las peticiones recibidas en el plazo máximo de 5 meses, de acuerdo con los principios de transparencia, objetividad y no discriminación, sin perjuicio de lo establecido en el apartado 6, determinando la cobertura de días adicionales que corresponda a cada solicitante así como los periodos de tal cobertura. La Dirección General de Política Energética y Minas, previa propuesta de la Corporación, aprobará los modelos de contrato correspondientes.

6. En los casos en que la capacidad solicitada por el total de sujetos, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 4 supere la capacidad de almacenamiento y de existencias disponible por la Corporación, el reparto de capacidad se asignará de acuerdo con la siguiente prelación:

a) Solicitudes realizadas por todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 hasta un máximo de 2 días sobre el mínimo establecido en el apartado 2 de este artículo.

b) Solicitudes realizadas por los sujetos obligados a que se refieren los párrafos b y c del artículo 7 de este real decreto, a su vez, con el siguiente orden de prioridad:

1.º Sujetos que no alcancen un volumen de importaciones de un 0,5 por ciento de volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en el territorio nacional durante el periodo al que se refiere el artículo 2.1.

2.º Sujetos que no se encuentren incluidos en el epígrafe inmediatamente anterior.

c) Solicitudes realizadas por sujetos individuales, o pertenecientes a grupos empresariales, no incluidos en el párrafo b anterior, sin capacidad de refino en el territorio español ni en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 de este real decreto, a su vez, con el siguiente orden de prioridad:

1.º Sujetos que no alcancen un volumen de ventas o consumo de un 0,5 por ciento de volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en el territorio nacional durante el periodo al que se refiere el artículo 2.1.

2.º Sujetos que no se encuentren incluidos en el epígrafe inmediatamente anterior.

d) Solicitudes realizadas por sujetos individuales, o pertenecientes a grupo empresariales sin capacidad de refino en el territorio español pero con capacidad de refino en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 de este real decreto.

e) Solicitudes realizadas por sujetos pertenecientes a grupos empresariales con capacidad de refino en el territorio español.

En los casos en que la capacidad disponible no sea suficiente para satisfacer todas las solicitudes de un mismo grupo establecido en los criterios anteriores, se realizará un reparto tal que resulte el mismo número de días disponibles para todas las solicitudes de ese grupo.

En caso de que se produjesen eventuales reducciones de la capacidad de almacenamiento o de existencias disponible por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, dicha reducción se imputará a los sujetos aplicando los criterios anteriores en orden inverso.

7. En los casos en que la capacidad total solicitada de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 4, no supere la capacidad de almacenamiento y de existencias disponible por la Corporación, y que la Corporación dispusiese de capacidad excedentaria, podrá asignarla a las solicitudes realizadas, para periodos determinados, por otros Estados Miembros de la Unión Europea o sus Entidades Centrales de Almacenamiento, aun cuando no exista un acuerdo con dicho Estado o por un estado miembro de la Agencia Internacional de la Energía con el que se hubiese suscrito el correspondiente acuerdo internacional, o por la agencia constituida por dicho estado para el mantenimiento de reservas de seguridad de hidrocarburos.

Dicha asignación se hará por una duración tal que no afecte a los compromisos que la Corporación haya adquirido o adquiera con los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7.

En los casos en que la capacidad disponible no sea suficiente para satisfacer todas las solicitudes realizadas por las Estados, Entidades Centrales de Almacenamiento o Agencias a las que hace referencia este apartado, la Corporación establecerá un mecanismo de reparto objetivo, transparente y no discriminatorio.

8. No existirán existencias estratégicas dentro de las existencias mínimas de seguridad correspondientes a los gases licuados del petróleo.

9. A la hora de constituir las existencias estratégicas de productos petrolíferos, la Corporación adoptará las medidas oportunas para garantizar que, al menos, un tercio del total de las existencias mínimas de seguridad se mantengan en forma de los productos obligados, a que se refiere el artículo 9 siempre que el equivalente de

petróleo crudo de las cantidades consumidas equivalga como mínimo el 75 por ciento del consumo interno, calculado por el método que figura en el anexo II.

Los equivalentes de petróleo crudo mencionados en el párrafo anterior se calcularán multiplicando por un factor de 1,2 la suma del total de los «suministros interiores brutos observados», tal como se definen en el anexo C, punto 3.2.1, del Reglamento (CE) no 1099/2008, para los productos incluidos en las categorías utilizadas sin incluir en el cálculo los bunkers de barcos internacionales.

La Corporación remitirá anualmente un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre el cumplimiento de la obligación relativa a este apartado.

10. La Corporación publicará de manera permanente una información completa, por categoría de productos, sobre los volúmenes y duración de reservas cuyo mantenimiento podrá garantizar a los operadores económicos, o, en su caso, a las entidades centrales de almacenamiento interesadas.»

Nueve. El apartado 1 del artículo 26 se modifica de acuerdo con lo que se indica a continuación:

«1. Las cuotas a que hacen referencia los apartados 1 y 2 del artículo anterior serán aprobadas para cada año natural por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

A tal efecto, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elaborará propuesta que se acompañará de un presupuesto comprensivo de los ingresos y gastos previstos para el ejercicio correspondiente y de los criterios aplicados para la determinación del importe de las cuotas unitarias así como de un plan estratégico y operativo para los cinco y dos años naturales siguientes, respectivamente, en el que se detallen el modo de cumplir sus funciones de manera eficaz y eficiente.

Una vez aprobadas las cuotas anuales, la Corporación de Reservas Estratégicas podrá solicitar la modificación de las mismas al alza o a la baja hasta un máximo del 5 por ciento, a la Dirección General de Política Energética y Minas, aportando la documentación justificativa de la solicitud.»

Diez. Se modifica el artículo 32 que quedará redactado como sigue:

«Las operaciones de compra, venta, permuta, arrendamiento, y almacenamiento de reservas estratégicas se ajustarán a contratos tipo cuyos modelos serán aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.»

Once. Los apartados 1 y 2 del artículo 39 pasarán a tener la siguiente redacción:

«1. El Consejo de Ministros, mediante acuerdo, en situación de escasez de suministro de productos petrolíferos, incluida una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, podrá ordenar el sometimiento de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, a un régimen de intervención bajo control directo de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, con objeto de inducir la más adecuada utilización de los recursos disponibles, tal como dispone el artículo 49 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, pudiendo establecer el uso o destino final de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, dispuestas para consumo o transformación, siempre que esto sea necesario para asegurar el abastecimiento a centros de consumo que se consideren prioritarios.

Asimismo podrá adoptar en el ámbito, con la duración y las excepciones que se determinen, entre otras, alguna o algunas de las medidas contempladas en el artículo 49.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre:

En el caso de movilización de existencias mínimas de seguridad en virtud de una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se informará inmediatamente a la Comisión Europea así como a la Agencia Internacional de la Energía. En el caso de una interrupción grave de suministro pero que no implique una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se solicitará autorización de la Comisión Europea.

No obstante, se podrán movilizar existencias mínimas de seguridad por debajo del nivel mínimo obligatorio establecido en unas cantidades inmediatamente necesarias para dar una respuesta inicial en casos de una urgencia especial o con el fin de atender a crisis locales. En caso de una movilización de este tipo, se informará a la Comisión inmediatamente de la cantidad movilizada.

Según proceda, se establecerá un calendario razonable para la reposición del nivel de existencias mínimas de seguridad en coordinación con la Comisión Europea y la Agencia Internacional de la Energía.

2. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, desarrollará normas o planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento, que podrán contemplar la enajenación o permuta de las existencias estratégicas así como las medidas organizativas necesarias para asegurar la aplicación práctica de tales planes. Previa solicitud de la Comisión Europea, se informará inmediatamente a ésta, de dichos planes de intervención y de las medidas organizativas correspondientes.

Las existencias estratégicas cuya disposición proceda se ofrecerán a precios de mercado a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas, para su puesta a consumo.»

Doce. Se modifica la disposición final tercera que quedará redactada como sigue:

«Disposición final tercera. *Facultades de desarrollo y modificación*

Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de este real decreto.

Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para modificar el contenido de los Anexos I, II y III de este real decreto así como lo dispuesto en el artículo 10.5 cuando resulte necesario para ajustar tales disposiciones a la normativa europea o internacional»

Trece. Se añaden los siguientes anexos I, II y III, mientras que el anexo pre-existente se reordena como «Anexo IV. Estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos»:

«ANEXO I

Método de cálculo del equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos

El equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos, a los efectos de la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos, debe calcularse por el método siguiente:

El equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos se obtiene sumando las importaciones netas de los productos siguientes: petróleo crudo, materias primas para refinerías, otros hidrocarburos, tal como están definidos en el anexo B, punto 4, del Reglamento (CE) n o 1099/2008, ajustadas para tomar en consideración las posibles variaciones de existencias, deduciendo un 4 % en concepto de rendimiento de la nafta o, si el rendimiento medio de la nafta en el territorio nacional supera el 7 por ciento, deduciendo el consumo efectivo neto de nafta o el rendimiento medio de la nafta y añadiendo las importaciones netas de todos los demás productos petrolíferos a excepción de la nafta, igualmente ajustadas para tomar en consideración las variaciones de existencias y multiplicadas por 1,065.

No se incluyen en el cálculo los bunkers de barcos internacionales.

ANEXO II

Método de cálculo del equivalente de petróleo crudo del consumo interno

El equivalente de petróleo crudo del consumo debe calcularse por el método siguiente:

El consumo interno en cuestión se determina sumando el total de «suministros interiores brutos observados», tal como se definen en el anexo C, punto 3.2.1, del Reglamento (CE) n.º 1099/2008 exclusivamente de los productos siguientes: gasolina de automoción, gasolina de aviación, carburante de tipo gasolina para aviones de retropropulsión (carburante de tipo nafta para aviones de retropropulsión o JP4), carburante de tipo queroseno para aviones de retropropulsión, otros querosenos, gasóleo/carburante diésel (fuelóleo destilado), fuelóleo (tanto de bajo como de alto contenido de azufre), tal como están definidos en el anexo B, punto 4, del Reglamento (CE) n o 1099/2008.

No se incluyen en el cálculo los bunkers de barcos internacionales.

El equivalente de petróleo crudo del consumo interno se calcula aplicando un coeficiente multiplicador de 1,2.

ANEXO III

Normas de elaboración y transmisión a la comisión de las relaciones estadísticas sobre el nivel de las reservas que deben almacenarse en virtud del artículo 5

La Dirección General de Política Energética y Minas transmitirá mensualmente a los organismos internacionales pertinentes una relación estadística definitiva del nivel de existencias mínimas de seguridad mantenidas de manera efectiva el último día de cada mes natural, calculado sobre la base de un número de días de importaciones netas de petróleo o sobre la base de un número de días de consumo interno de petróleo, según el criterio que se haya elegido en virtud del artículo 10.5. En la relación se precisarán las razones por las cuales la base de cálculo la constituye un número de días de importaciones o, en su caso, un número de días de consumo, e indicarse el método de los contemplados en el citado artículo 10.5 que se haya utilizado para el cálculo de las reservas.

Si algunas de las existencias incluidas están almacenadas fuera del territorio nacional, en cada relación se precisarán de manera detallada las reservas almacenadas por cada Estado miembro y entidad central de almacenamiento en cuestión el último día del período al que se refiera la relación. Asimismo, se indicará en cada caso si se trata de existencias almacenadas en virtud de una delegación formulada por uno o varios operadores económicos o de la Corporación. En lo que respecta al conjunto de las reservas almacenadas en territorio nacional a favor de otros Estados miembros o entidades centrales de almacenamiento, se transmitirá a la Comisión una relación de las reservas existentes el último día de cada mes natural, por categoría de productos. En esta relación, el Estado miembro debe indicar en cada caso el nombre del Estado miembro o de la entidad central de almacenamiento en cuestión, así como las cantidades correspondientes.

En todo caso, la transmisión a la Comisión Europea de las relaciones estadísticas contempladas en el presente anexo debe efectuarse en el plazo de 55 días a partir del final del mes al que se refiera la relación. Dichas relaciones estadísticas deben enviarse asimismo en el plazo de dos meses a petición de la Comisión. Dichas peticiones podrán presentarse en el plazo de cinco años a partir de la fecha a la que se refieran los datos.»

Disposición final tercera. *Modificación del Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 A 11.*

El Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 A 11, se modifica como sigue:

Uno. El tercer párrafo del artículo 7.2 del Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos queda redactado como sigue:

> «En cualquier caso, el titular o usuario, según el caso, tendrá la facultad de elegir libremente la empresa encargada de realizar el control periódico y las adecuaciones que se deriven del proceso de dicho control.»

Dos. El artículo 7.2.1 del Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos queda redactado como sigue:

> «7.2.1 Inspecciones periódicas.–Las inspecciones periódicas de las instalaciones receptoras alimentadas desde redes de distribución por canalización, de acuerdo con la Ley 34/1998 de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, deberán ser realizadas por una empresa instaladora de gas habilitada o por el distribuidor, utilizando medios propios o externos.
>
> La inspección periódica de la parte común de las instalaciones receptoras deberá ser efectuada por una empresa instaladora de gas habilitada o por el distribuidor, utilizando medios propios o externos.»

Tres. Se añade el siguiente párrafo al final del apartado 6.2 de la ITC-ICG 03 Instalaciones de almacenamiento de gases licuados del petróleo (GLP) en depósitos fijos:

> «De igual modo, los operadores al por mayor de GLP deben exigir a cualquier comercializador al por menor de GLP y a los titulares de todas las instalaciones a las que suministren, la documentación acreditativa de que sus instalaciones cumplen la normativa vigente.»

Cuatro. Se modifica el último párrafo del apartado 3.5.1 de la ITC-ICG 07 «Instalaciones receptoras de combustibles gaseosos» quedando redactado como sigue:

> «En la reapertura de instalaciones después de una resolución de contrato, que entren de nuevo en servicio tras un periodo de interrupción de suministro de más de un año se actuará de igual forma que en las nuevas instalaciones. La empresa distribuidora procederá a verificar la existencia del certificado de la instalación individual archivado, procediendo a continuación a verificar, emitir y archivar por parte de la distribuidora el certificado de pruebas previas y puesta en servicio conforme a lo indicado en la ITC.»

Cinco. Se modifican el primero, quinto y octavo párrafo del apartado 4.1 de la ITC-ICG 07 «Instalaciones receptoras de combustibles gaseosos», quedando redactados como sigue:

> 4.1 Inspecciones periódicas de las instalaciones receptoras alimentadas desde redes de distribución.–Cada cinco años, y dentro del año natural de vencimiento de este periodo desde la fecha de puesta en servicio de la instalación o, en su caso, desde la última inspección periódica, las empresas instaladoras de gas habilitadas o los distribuidores de gases combustibles por canalización deberán efectuar una inspección de las instalaciones receptoras de los usuarios, repercutiéndoles el coste de la misma que, en caso de que la inspección sea realizada por el distribuidor, no podrá superar los costes regulados y teniendo en cuenta lo siguiente:
>
> (…)
>
> Adicionalmente, las empresas instaladoras de gas habilitadas o los distribuidores a cuyas instalaciones se hallen conectadas las instalaciones receptoras individuales de los usuarios, procederán a inspeccionar la parte común de las mismas con una periodicidad de cinco años.
>
> (…)

En cualquier caso, se requerirá que el personal que realice la inspección sea instalador habilitado de gas en los términos que se establecen en la ITC-ICG 09.»

Seis. El apartado 4.1.1 de la ITC-ICG 07 «Instalaciones receptoras de combustibles gaseosos» queda redactado como sigue:

«4.1.1 Procedimiento general de actuación.

a) El distribuidor deberá comunicar a los usuarios, con una antelación de tres meses, la obligación de que en su instalación se debe realizar la inspección, pudiéndola realizar una empresa instaladora habilitada o él mismo.

b) La inspección será realizada por:

b.1 En el caso de empresa instaladora de gas habilitada, por instaladores categoría A, B o C para instalaciones individuales, e instaladores categorías A o B para instalaciones comunes.

b.2 En el caso de empresa distribuidora, por personal propio o contratado por el distribuidor. Tanto el personal contratado como el propio deberán disponer de las habilitaciones correspondientes según se indica en el apartado b.1 o estar debidamente certificado para esta actividad por una entidad acreditada para la certificación de personas según el Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre. Asimismo, el personal contratado deberá actuar en el seno de una empresa instaladora habilitada.

c) Procedimiento general de actuación realizada por empresa instaladora habilitada de gas:

c.1. Si por elección del cliente, la empresa instaladora habilitada de gas realiza la inspección con resultado favorable, emitirá el correspondiente certificado de inspección, entregando una copia al titular de la instalación, remitiendo otra copia a la empresa distribuidora por los medios que se determinen, asimismo, mantendrá otra copia en su poder. El certificado deberá estar firmado por el instalador habilitado y con el sello de la empresa instaladora responsable.

c.2. Si la empresa instaladora realiza la inspección, y en la misma se detectan anomalías, se procederá del siguiente modo:

Se remitirá a la empresa distribuidora el informe de anomalías, en el que se indica el plazo máximo de corrección de las mismas, y se entregará una copia al titular de la instalación, no pudiendo proceder a la reparación de las anomalías la misma empresa o instalador que realice la inspección. Resueltas las anomalías se emitirá el correspondiente certificado, entregando una copia al titular de la instalación al finalizar la inspección, remitiendo otra copia a la empresa distribuidora por los medios que se determinen al efecto, asimismo, mantendrá otra copia en su poder.

d) Procedimiento general de actuación realizada por empresa distribuidora.

d.1. Si la empresa distribuidora realiza la inspección por elección del cliente, avisará con una antelación mínima de 5 días, la fecha de la visita de inspección y solicitará que se facilite el acceso a la instalación el día indicado.

Si el resultado es favorable, se emitirá el certificado correspondiente de inspección entregando una copia al titular y manteniendo una copia en su poder.

Si se detectan anomalías al finalizar la inspección se entregará el correspondiente informe de anomalías, indicando el plazo de corrección de las mismas, no pudiendo proceder a la reparación de las anomalías por la misma empresa o instalador. Resueltas las anomalías se emitirá el correspondiente certificado de inspección entregando una copia al titular y manteniendo otra en su poder.

d.2. En caso de que la distribuidora no reciba el certificado de inspección periódica de las instalaciones en la fecha límite indicada en la comunicación del distribuidor, se entenderá que el titular desea que la inspección sea realizada por el propio distribuidor, quien comunicará la fecha y hora de la inspección con una antelación mínima de cinco días.

e) En el caso de que sea la empresa distribuidora quien realice la inspección, si no fuera posible efectuar la inspección por encontrarse ausente el usuario, el distribuidor notificará a aquél la fecha de una segunda visita.

f) En el caso de que se detecten anomalías de las indicadas en la norma UNE 60670 o UNE 60620, según corresponda, se cumplimentará y entregará al usuario un informe de anomalías, que incluirá los datos mínimos que se indican en el anexo de esta ITC. Dichas anomalías deberán ser corregidas por el usuario.

En el caso de que se detecte una anomalía principal, si ésta no puede ser corregida en el mismo momento, se deberá interrumpir el suministro de gas y se precintará la parte de la instalación pertinente o el aparato afectado, según proceda. A estos efectos se considerarán anomalías principales las contenidas en la norma UNE 60670 o UNE 60620, según corresponda. Todas las fugas detectadas en instalaciones de gas serán consideradas como anomalía principal.

En el caso de faltas de estanquidad consideradas anomalías secundarias se dará un plazo de quince días hábiles para su corrección. A estos efectos se considerarán anomalías secundarias las contenidas en la norma UNE 60670 o UNE 60620, según corresponda.

g) El distribuidor dispondrá de una base de datos, permanentemente actualizada, que contenga, entre otras informaciones, la fecha de la última inspección de las instalaciones receptoras así como su resultado, conservando ésta información durante diez años. Todo el sistema deberá poder ser consultado por el órgano competente de la Comunidad Autónoma, cuando éste lo considere conveniente.

h) El titular, o en su defecto, el usuario, es el responsable de la corrección de las anomalías detectadas en la instalación, incluyendo la acometida interior enterrada, y en los aparatos de gas, utilizando para ello los servicios de un instalador habilitado de gas o de un servicio técnico según corresponda, que entregará al usuario un justificante de corrección de anomalías según el modelo incluido en el anexo de esta ITC, y enviará copia al distribuidor.

i) Cuando la empresa instaladora habilitada haya resuelto las anomalías principales que ocasionaron el precintado de la instalación, podrá proceder al desprecintado y a dejar la instalación en funcionamiento, comunicándoselo a la empresa Distribuidora mediante la presentación del correspondiente certificado de subsanación.»

Siete. El «certificado de inspección de instalación común, instalación individual de gas y aparatos» incluido en el anexo de la ITC-ICG 07 «Instalaciones receptoras de combustibles gaseosos» se sustituye por el siguiente:

«CERTIFICADO DE INSPECCIÓN DE INSTALACIÓN COMÚN, INSTALACIÓN INDIVIDUAL DE GAS Y APARATOS (Inspección periódica de instalaciones alimentadas desde redes de distribución).

Debe contener la siguiente información:

• Datos del usuario y de la instalación:

– Código de identificación del punto de suministro para instalaciones de gas natural.
– Número de póliza para instalaciones de GLP.
– Nombre del usuario.
– Dirección.
– Distribuidor.
– Suministrador.
– Tipo de gas.

• Datos de la empresa habilitada (empresa instaladora/distribuidora) y de la persona habilitada autorizada y de la que realiza las operaciones:

– Razón social y NIF de la empresa distribuidora.
– Nombre del instalador.
– DNI o NIE (o, en su defecto, número de pasaporte).
– Tipo de habilitación y categoría del instalador.

– Razón social y NIF de la empresa habilitada.
– Tipo de entidad y categoría.

• Otros datos:

– Fecha del informe.
– Situación en que queda la instalación.
– Firma del instalador y sello de la empresa instaladora o distribuidor, según proceda.
– Firma del cliente o representante.»

Ocho. El informe de anomalías de inspección de instalación común, instalación individual de gas y aparatos, quedando redactados como sigue:

«INFORME DE ANOMALIAS EN INSPECCIÓN DE INSTALACIÓN COMÚN, INSTALACIÓN INDIVIDUAL DE GAS Y APARATOS (inspección periódica de instalaciones alimentadas desde redes de distribución)

Debe contener la siguiente información:

• Datos del usuario y de la instalación:

– Código de identificación del punto de suministro para instalaciones de gas natural.
– Número de póliza para instalaciones de GLP.
– Nombre del usuario.
– Dirección.
– Distribuidor.
– Suministrador.
– Tipo de gas.

• Datos de la empresa habilitada (empresa instaladora/distribuidora) y de la persona habilitada autorizada y de la que realiza las operaciones:

– Razón social y NIF de la empresa distribuidora.
– Nombre del instalador.
– DNI o NIE (o, en su defecto, número de pasaporte).
– Tipo de habilitación y categoría del instalador.
– Razón social y NIF de la empresa habilitada.
– Tipo de entidad y categoría.

• Otros datos:

– Fecha del informe.
– Situación en que queda la instalación.
– Firma del instalador y sello de la empresa instaladora o distribuidor, según proceda.
– Firma del cliente o representante.»

Nueve. Se modifica el penúltimo párrafo del apartado 2.1.1 de la ITC-ICG 09 «Instaladores y empresas instaladoras de gas» quedando redactado como sigue:

«Inspección de instalaciones receptoras alimentadas desde redes de distribución, de acuerdo con las condiciones establecidas en el 4.1.1 de la ITC-ICG 07.»

Diez. Se añade un párrafo en el apartado 2.2 de la ITC-ICG 09 «Instaladores y empresas instaladoras de gas» correspondiente a una actividad que puede realizar el Instalador de gas de categoría B, quedando redactado como sigue:

«Adecuación de aparatos por cambio de familia de gas.»

Once. Se modifica el párrafo j y se añaden dos párrafos k) y l) al apartado 3.12 de la ITC-ICG 09 «Instaladores y empresas instaladoras de gas»:

«j) Mantener un registro de los certificados emitidos y, en su caso, de los informes de anomalías emitidos, a disposición de los órganos competentes de las comunidades autónomas.

k) Mantener un registro de los informes de anomalías emitidos en controles periódicos, a disposición de las empresas distribuidoras de gas o comercializadores de GLP, según proceda.

l) Realizar las inspecciones de las instalaciones receptoras de acuerdo con un procedimiento previamente establecido por la propia empresa instaladora habilitada.»

Disposición final cuarta. *Título competencial.*

El presente real decreto se dicta al amparo de las competencias que corresponden al Estado en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen energético, respectivamente.

Disposición final quinta. *Habilitación normativa.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo para que dicte las disposiciones que sean precisas para el desarrollo y ejecución de lo establecido en este real decreto.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

Este real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Lista de servicios estándar de contratación de capacidad

Con los periodos estándar de contratación definidos en el artículo 6.1 del presente Real Decreto, podrán ofrecerse los siguientes servicios:

1. Almacenamiento subterráneo.

a) Servicio de almacenamiento de gas natural: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas.

b) Servicio de inyección: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para introducir el gas desde el punto de conexión con la red de transporte al almacenamiento subterráneo.

c) Servicio de extracción: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para extraer el gas del almacenamiento subterráneo gas e introducirlo en la red de transporte.

2. Plantas de regasificación:

a) Descarga de buques: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación.

b) Regasificación: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL.

c) Almacenamiento de GNL: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación.

d) Carga de cisternas: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna del GNL.

e) Carga de GNL a buque: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL en un buque desde una planta de regasificación.

f) Trasvase de GNL de buque a buque: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL de un buque a otro buque.

g) Puesta en frio de buques: Incluye el derecho al uso de las instalaciones para realizar las operaciones necesarias para que el buque metanero pueda recibir GNL de las plantas de licuefacción o de regasificación, en las condiciones de seguridad apropiadas.

h) Bunkering de GNL: Incluye el uso de las instalaciones para realizar las operaciones de bunkering en las plantas de regasificación.

3. Punto Virtual de Balance:

a) Acceso al Punto Virtual de Balance desde la red de transporte: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de transporte hasta el punto virtual de balance.

b) Acceso al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de distribución hasta el punto virtual de balance. Este servicio se limita a las plantas de biogás que inyecten en la red de distribución.

c) Almacenamiento en el Punto Virtual de Balance: Incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas en el punto virtual de balance.

d) Salida del Punto Virtual de Balance por una conexión internacional: Incluye el derecho al servicio de transporte de gas desde el punto de balance del sistema hasta su entrega en una interconexión internacional. Este servicio se regirá por lo establecido en el Reglamento (UE) n.º 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 y por la normativa de aplicación y desarrollo dictada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

e) Salida del Punto Virtual de Balance a almacenamientos subterráneos: Incluye el derecho al servicio de transporte de gas desde el punto de balance del sistema hasta su entrega en almacenamientos subterráneos.

f) Salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación: Incluye el derecho al servicio de transporte de gas desde el punto de balance del sistema hasta su entrega en forma de gas natural licuado en los tanques de una planta de regasificación. Este servicio estará limitado a la cantidad de gas nominado para regasificación en la planta para cada día.

g) Salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor: Incluye el derecho al servicio de transporte de gas desde el punto de balance del sistema hasta su entrega a un consumidor final o en su caso, hasta el punto de conexión de una línea directa a un consumidor.

§ 13

Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
«BOE» núm. 302, de 13 de diciembre de 2017
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2017-14604

La disposición adicional trigésima cuarta de la Ley 34/1998, de 7 octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece que el Gobierno y el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital adoptarán, en el ámbito de sus respectivas competencias, las disposiciones oportunas tendentes a garantizar la liquidez del mercado de gas y determina que el Gobierno podrá obligar a los comercializadores de gas natural que ostenten la calificación de operadores dominantes, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, a presentar ofertas de compra y venta en el mercado organizado de gas, por un volumen determinado, con un diferencial, función que se conoce como «creador de mercado».

Asimismo, la citada disposición establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia propondrá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una metodología para el cálculo de dicho diferencial, así como para el volumen a ofertar. Dicha metodología será aprobada por resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

Conforme con lo anterior, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 28 de marzo de 2017, aprobó el informe titulado «Propuesta de metodología para el establecimiento de obligaciones de creador de mercado a los operadores dominantes en el sector del gas natural».

Con fecha de 10 de noviembre de 2017 el Consejo de Ministros aprobó el Acuerdo por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural.

Dicho acuerdo incluye en su apartado tercero la habilitación al Secretario de Estado de Energía para el establecimiento de los requisitos técnicos para la prestación el servicio.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, resuelvo:

Primero. *Objeto y ámbito de aplicación.*

La presente resolución establece la metodología para la presentación de ofertas de compra y venta en el mercado organizado de gas por parte de los operadores dominantes del sector del gas natural, una vez que se haya establecido dicha obligación conforme a lo

dispuesto en la disposición adicional trigésima cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Segundo. *Requisitos para el cumplimiento de la obligación.*

1. Mantener un volumen idéntico de ofertas de compra y venta de gas natural en el mercado organizado con entrega en el día siguiente, en adelante producto diario, y con entrega en el mes siguiente, en adelante producto mensual, conforme a las condiciones establecidas en la presente resolución.
2. Constituir una cartera de negociación específica y exclusiva para las ofertas afectadas por la presente resolución.
3. Reemplazar cada oferta casada por otra en un plazo máximo de cinco minutos.
4. Proporcionar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuanta información relevante le sea requerida por esta en el cumplimiento de su función de supervisión.

Tercero. *Volumen Anual Máximo a Casar.*

1. El Volumen Anual Máximo a casar de cada operador dominante será igual al 5,68 % de su volumen de aprovisionamientos de gas a España.
2. En el caso de que la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia haya designado como operador dominante a un grupo empresarial, el volumen de aprovisionamientos a considerar será el del propio grupo con independencia de la comercializadora del grupo elegida para cumplir con la obligación.

Cuarto. *Volumen Diario Máximo a Casar.*

1. El Volumen Diario Máximo a Casar será el volumen de ofertas de compra y venta casadas, afectas al cumplimiento de la presente resolución, a partir del cual el operador dominante queda exonerado de presentar nuevas ofertas durante el resto del día.
2. El Volumen Diario Máximo a Casar correspondiente al producto diario se calculará multiplicando por 0,34 el Volumen Anual Máximo a Casar y dividiéndolo por el número de días del año en que se negocia el producto diario en el mercado organizado.
3. El Volumen Diario Máximo a Casar correspondiente al producto mensual se calculará multiplicando por 0,66 el Volumen Anual Máximo a Casar y dividiéndolo por el número de días del año en que se negocia el producto mensual en el mercado organizado.

Quinto. *Establecimiento del Volumen Diario Máximo a Casar por la Dirección General de Política Energética y Minas.*

1. Mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se establecerán individualmente para cada operador los siguientes parámetros:

i. Volumen Diario Máximo a Casar para cada operador dominante y cada producto, calculado en base a la metodología descrita en los apartados tercero y cuarto, utilizando los volúmenes de aprovisionamientos proporcionados por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al año móvil comprendido entre el 1 de julio del año «n-1» y el 30 de junio del año «n».
ii. Volúmenes de aprovisionamientos utilizados en el cálculo.
iii. Número de días del año en que se negocia cada producto.
iv. Fecha de la sesión en la que se inicia la obligación de presentación de ofertas.

2. Dicha Resolución se dictará cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:

i. Actualización de los volúmenes de aprovisionamientos proporcionados por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
ii. Acuerdo de Consejo de Ministros en el que se determinen nuevos sujetos obligados como consecuencia de la aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de una resolución en la que se incluyan nuevos operadores dominantes en el sector del gas natural.

3. La resolución se comunicará individualmente a:

i. El operador dominante en cuestión.
ii. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
iii. El Operador del Mercado Organizado de gas.

Sexto. *Volumen mínimo de oferta.*

1. Los operadores dominantes estarán obligados a mantener en todo momento un volumen mínimo de ofertas de compra o venta igual a 500 MWh/día en producto diario y 100 MWh/día en producto mensual, salvo lo dispuesto en el apartado undécimo.

2. En el caso de que el Volumen Mínimo de Oferta sea superior a la cantidad restante hasta alcanzar el Volumen Diario Máximo a Casar, el operador dominante sólo estará obligado a mantener en todo momento un volumen de ofertas de compra y venta por dicha cantidad restante.

Séptimo. *Calendario de presentación de ofertas.*

1. Los operadores dominantes deberán presentar ofertas para el producto diario durante todas las sesiones en que se negocie dicho producto.

2. Los operadores dominantes deberán presentar ofertas para el producto mensual, de lunes a viernes (ambos incluidos) durante todas las sesiones en las que se negocie dicho producto.

Octavo. *Ofertas de compra y venta.*

1. El operador dominante deberá registrar todas las ofertas de compra y venta derivadas del cumplimiento de las obligaciones de la presente resolución en una única cartera de negociación que tendrá carácter exclusivo, de manera que estas no se puedan confundir con el resto de sus operaciones ordinarias.

2. Las ofertas deberán ser siempre divisibles, de manera que puedan ser casadas parcialmente.

3. Cada oferta casada deberá ser reemplazada por otra en un plazo máximo de cinco minutos.

Noveno. *Separación de precios.*

1. La separación de precios entre las ofertas de compra y de venta deberá ser igual o inferior a 0,50 €/MWh para el producto diario e igual o inferior a 0,50 €/MWh para el producto mensual, salvo lo dispuesto a continuación.

2. Cuando durante la sesión de negociación de un producto se produzca una transacción con una variación en el precio respecto al precio de la subasta de apertura superior a 2 €/MWh e inferior a 3 €/MWh, la separación de precios de las ofertas introducidas desde ese momento y mientras se mantenga dicho diferencial, deberá ser igual o inferior a 1,00 €/MWh en el caso del producto diario y el producto mensual.

En el caso de que dicha variación superase los 3 €/MWh, la separación de las ofertas de compra y venta introducidas desde ese momento y mientras se mantenga dicho diferencial deberá ser igual o inferior a 1,50 €/MWh en el caso del producto diario y el producto mensual.

Décimo. *Exoneración de la obligación de presentar ofertas.*

El operador dominante estará exonerado de presentar ofertas en el mercado organizado en las siguientes circunstancias:

a) Durante tres sesiones al mes, consecutivas o no, siempre que medie un preaviso mínimo de diez días naturales con respecto a la fecha de inicio de cada exoneración.

b) Durante un 20 % del tiempo de duración de la sesión de negociación del mercado continuo en días laborables. En el caso de las sesiones de sábados y domingos, la obligación de presencia incluirá la franja horaria de 10:00 a 13:00 horas, quedando exonerado de la obligación de presentar ofertas durante el resto de la sesión.

c) Cuando el operador dominante se encuentre en una situación técnica extraordinaria que haya sido notificada previamente al Operador del Mercado Organizado de gas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aportando la oportuna documentación probatoria de su existencia y siempre que haya procedido a iniciar inmediatamente las acciones necesarias para remediar esta situación, manteniendo informado al Operador del Mercado Organizado puntualmente sobre el progreso de los trabajos realizados para su remedio.

Se considerará que existe una situación técnica extraordinaria en los casos en los que se demuestre de forma fehaciente que existe una situación que afecta a las instalaciones o infraestructuras de comunicaciones con el mercado organizado, de la que se derive la imposibilidad por parte del operador dominante de realizar ofertas y que impida de forma sustancial y material el cumplimiento de las obligaciones asumidas.

d) Cuando el operador dominante haya accedido a información privilegiada en los términos que se establecen en el Reglamento (UE) n.° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía y hasta que esta información se haga pública. El operador deberá justificar que tal exoneración fue debida al acceso a información privilegiada.

e) Durante el tiempo que dure una declaración de una situación de operación excepcional (SOE) de nivel 1 y 2 o de cualquiera de los niveles de crisis definidos en la normativa comunitaria.

f) Durante la ventana de tiempo anunciada por el Gestor Técnico del Sistema para realizar acciones de balance comprando o vendiendo productos diarios y siempre que dicha ventana tenga una duración igual o inferior a dos horas.

Undécimo. *Supervisión.*

1. El Operador del Mercado Organizado de gas elaborará un informe mensual de seguimiento acerca del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente resolución, que incluirá al menos, el volumen de ofertas presentadas y casadas, el diferencial de precios, el tiempo medio de reposición de las ofertas casadas, los periodos de no presentación de ofertas y los días de exoneración comunicados.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será responsable de realizar la supervisión de la aplicación de las medidas propuestas en la presente resolución. En el informe anual de liquidez del mercado realizado conforme a la disposición adicional trigésima cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, podrá proponer, en su caso, las modificaciones que se consideren oportunas al objeto de incrementar la liquidez del mercado en relación con los volúmenes a casar de los distintos productos y demás parámetros de la metodología.

3. Para el desarrollo de estas funciones, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá recabar del Operador del Mercado Organizado de gas y al Gestor Técnico del Sistema cuanta información sea necesaria.

Duodécimo. *Eficacia.*

Esta resolución surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

La presente resolución agota la vía administrativa, de acuerdo con lo dispuesto en el en el artículo 114 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Contra la misma podrá interponerse recurso contencioso-administrativo, ante la Sala de lo Contencioso-administrativo de la Audiencia Nacional, en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución, de conformidad con el artículo 46.1 de la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes, contado a partir del día siguiente al de la publicación, significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo.

§ 14

Resolución de 9 de junio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado organizado de gas y el contrato de adhesión

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 143, de 16 de junio de 2023
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2023-14419

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural, regula en su título II el funcionamiento de este mercado, y en particular, en su artículo 15 establece que las Reglas del Mercado Organizado de Gas serán aprobadas por resolución del Secretario de Estado de Energía, a propuesta del operador del mercado organizado de gas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia y se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado».

Conforme con lo anterior, mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 4 de diciembre de 2015, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas, se aprobaron las reglas del mercado organizado de gas, sufriendo posteriormente dos modificaciones mediante las resoluciones de 2 de agosto de 2016 y de 5 de diciembre de 2018.

Con fecha de 9 de julio de 2020, según lo establecido en el artículo 15.2 del citado real decreto, el operador del mercado organizado de gas remitió a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de modificaciones de las Reglas del Mercado Organizado de Gas.

De acuerdo al artículo 32 del real decreto anterior, la propuesta del operador del mercado organizado de gas con las nuevas reglas fue presentada al Comité de Agentes del Mercado que, en su sesión del 16 de junio de 2020, informó favorablemente.

La actual versión de las Reglas del Mercado Organizado de Gas incorpora las modificaciones necesarias para hacer las reglas compatibles con la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, que incluye un procedimiento de habilitación y baja de la cartera de balance de los usuarios del sistema gasista y la metodología de cálculo de las tarifas de desbalance diario.

Asimismo, se incluyen modificaciones de contenido dirigidas a posibilitar la compatibilidad con las reglas aplicadas en MIBGAS Derivatives, aprobadas el pasado 9 de septiembre. Además, se lleva a cabo una consolidación integral de las mismas, eliminando los anexos del III al IX que recogían diversas resoluciones de mercado previamente aprobadas, e incorporando su contenido al articulado, al objeto de favorecer su comprensión.

En las nuevas reglas se eliminan las referencias al operador de red portugués (REN), por no resultar necesarias al haber aprobado dicho regulador las reglas que permiten la negociación en MIBGAS de productos con entrega en el VTP. Por tanto, las presentes reglas

pasarán a ser aplicables únicamente a los productos con entrega en el Punto Virtual de Balance del sistema gasista español (PVB).

Igualmente se incorporan a las reglas las funciones de facturación, cobros y pagos, gestión de garantías, casación de ofertas, liquidaciones… etc. de la Entidad de Contrapartida Central, constituida como cámara de compensación de los productos resto de mes y mes siguiente (productos prompt) y que fueron aprobadas mediante la Resolución de la Secretaria de Estado de Energía de 5 de diciembre de 2018. Asimismo, se incluye la metodología de la gestión de los intereses positivos y negativos de la cuenta de liquidaciones del mercado contemplando la posibilidad de retrasos en los pagos en cuentas bancarias que no operen en el ámbito de la Zona Única de Pagos en Euros (SEPA).

Se modifica la metodología de cálculo del precio último, estableciendo las consideraciones generales para proceder a su cálculo y remitiendo la metodología de detalle a la publicación de una instrucción separada, lo que facilitará una adaptación flexible a los continuos cambios del mercado. Además, se añaden dos nuevos índices (MIBGAS PVB Last Price Index (LPI) Day-Ahead y MIBGAS PVB Average Price Index (API) Day-Ahead) para facilitar las comparativas con el resto de los mercados.

Por último, se incorporan a las reglas el mecanismo opcional de Declaración de Conformación de grupo empresarial y la posibilidad de relajación de las obligaciones de los creadores de mercado obligatorios en situaciones de alta volatilidad mediante la publicación de una Instrucción de Mercado.

El Comité de Agentes, en su sesión de 16 de junio de 2020, informó favorablemente de las modificaciones presentadas y conforme con lo dispuesto en el artículo 15.2 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, el 20 de octubre de 2020, la propuesta de resolución fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para que emitiera el preceptivo informe, que fue aprobado por su Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de noviembre de 2020, previo trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Posteriormente, se introdujeron nuevas modificaciones para adecuarlas a las distintas situaciones que surgieron en el mercado gasista; informando favorablemente el Comité de Agentes en sus sesiones del 14 de septiembre de 2022 y del 13 de diciembre de 2022, remitiéndose nuevamente la propuesta de resolución con la totalidad de los cambios producidos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 27 de febrero de 2023, siendo aprobado un nuevo informe por su Sala de Supervisión Regulatoria el 13 de abril de 2023.

A la vista de todo lo anterior esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero.

El objeto de esta resolución es la aprobación de las Reglas del Mercado Organizado de Gas, que se incluyen en el anexo I, y del contrato de adhesión a las mismas, que se incluye en el anexo II.

Segundo.

Esta resolución deroga la Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas.

Tercero.

Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

Cuarto.

Con una antelación mínima de quince días naturales, el operador del mercado organizado de Gas comunicará a los agentes a través de una Instrucción de mercado la fecha concreta de aplicación de las reglas, que no podrá superar en tres meses la fecha de publicación de la resolución. En dicha instrucción se deberá indicar las instrucciones de mercado que dejan de tener efecto a partir de la fecha de aplicación de las nuevas reglas.

Quinto.

La resolución entrará en vigor al día siguiente de su publicación.

ANEXO I

Reglas del Mercado Organizado de Gas

1. Disposiciones y principios generales

1.1 Objeto y ámbito.

El ámbito de aplicación de las presentes reglas afecta a las siguientes entidades:

– MIBGAS, SA, en calidad de Operador del Mercado Organizado de Gas (en adelante, Operador del Mercado) y Gestor de Garantías.
– Enagás GTS, SAU en calidad de Gestor Técnico del Sistema Gasista.
– Resto de agentes del mercado.

Los procesos de liquidación, gestión de garantías, facturación, cobros y pagos, así como el envío de notificaciones al GTS serán llevados bien por MIBGAS, en calidad de Operador del Mercado y Gestor de Garantías de los productos spot, bien por la Entidad de Contrapartida Central designada por MIBGAS (en adelante, CCP) de los productos resto de mes y mes siguiente, en adelante productos prompt, según se determine en la regla «Productos».

En el primer caso, para dichos procesos, serán de aplicación las presentes reglas de mercado, así como las NGGSG; en el segundo caso, serán de aplicación las propias reglas de la CCP.

1.2 Idioma.

Las reglas del mercado estarán escritas en idioma español. No obstante, el Operador del Mercado publicará en su web una versión inglesa de las mismas tras su aprobación o modificación. En caso de discrepancia, prevalecerá la versión española como legalmente vinculante, ofreciéndose la versión inglesa a título informativo.

Los documentos intercambiados entre el Operador del Mercado y los agentes, o los candidatos a serlo, podrán ser realizados en español o en inglés. En este último caso, si el Operador del Mercado lo solicita, el agente estará obligado a aportar una traducción oficial a español de los documentos presentados.

1.3 Conceptos, acrónimos y definiciones.

A efectos de las presentes reglas, los acrónimos y definiciones presentados a continuación, siempre que estén redactadas con iniciales en mayúsculas, tienen el siguiente significado, salvo cuando específicamente se disponga lo contrario:

– ACER: Agencia Europea de Cooperación de los Reguladores de la Energía.
– Cartera de balance: es la definida en el Reglamento UE 312/2014.
– Cartera de negociación: instrumento a través del cual los agentes realizan sus operaciones de compra o venta de los productos en el mercado.
– CCP: entidad de contrapartida central autorizada de acuerdo con el Reglamento (UE) N.º 648/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 4 de julio de 2012, designada por MIBGAS, que se interpone en nombre propio en toda operación de compraventa entre el comprador y el vendedor, de tal manera que asume el riesgo de contrapartida. Esta entidad puede asumir también funciones de compensación y gestión de garantías.
– CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
– Código EIC o Energy Identification Code: código identificativo que permite la identificación única de los participantes en los mercados de energía, en los términos establecidos por el manual de referencia publicado por la Red Europea de los Operadores Europeos de Transporte de Electricidad (ENTSOe).
– Contrato de adhesión: contrato que establece la adhesión del agente a las Reglas del Mercado Organizado de Gas.

– Cuenta de asignación del mercado: cuenta vinculada unívocamente a una única cuenta de consolidación, y perteneciente a su titular, en la que dicho titular asigna el importe de sus garantías formalizadas para dar cobertura a su participación en el mercado, de acuerdo a las NGGSG.

– Cuenta de consolidación: cuenta de titularidad de un agente, en la que se agregan las anotaciones con efectos sobre los cobros y pagos y el Límite Operativo de su cuenta de registro. Todo agente debe tener una cuenta de consolidación asociada, que será de su titularidad.

– Cuenta de garantías: cuenta en la que se registran las garantías formalizadas por su titular ante el Gestor de Garantías de acuerdo con las NGGSG.

– Cuenta de registro: cuenta perteneciente a un agente en la que se anotan los resultados económicos correspondientes a una o varias carteras de negociación de dicho agente. Todos los agentes deberán disponer de una única cuenta de registro, que será dada de alta por el Operador del Mercado en el proceso de alta del agente. Toda Cartera de Negociación de un agente estará asociada unívocamente a la cuenta de registro de titularidad de dicho agente en cada momento.

– DGPEyM: Dirección General de Política Energética y Minas.

– Día de compensación: día en el que pueden tener lugar las operaciones de compensación, tal y como se recoge en las reglas de la CCP.

– Día de gas: periodo de entrega de gas vigente para el sistema gasista español.

– Día hábil: se entenderá cualquier día laborable de lunes a viernes en la plaza de Madrid (España), a excepción de los días 24 y 31 de diciembre.

– Día bancario: se entiende por día bancario cualquier día que sea operativo para la entidad bancaria responsable de realizar y gestionar los pagos del mercado.

– Gas natural: gas que se entrega en el sistema gasista español conforme a las especificaciones requeridas en las NGTS.

– Grupo empresarial: conjunto de entidades que conforman un grupo de sociedades en los términos recogidos en el artículo 42 del Código de Comercio español.

– GTS: Gestor Técnico del Sistema.

– Guía de configuración del puesto de agente: documento de carácter descriptivo de los procedimientos y requisitos técnicos de acceso a la plataforma del mercado.

– Libro de ofertas: conjunto de ofertas recibidas válidas en la plataforma de negociación y que aún no han sido casadas.

– Límite Operativo: valor asociado a una cuenta de consolidación que en cada instante presenta la cuantía de garantías disponibles, no utilizadas hasta el momento, para responder a los nuevos compromisos que el agente pueda adquirir en el mercado.

– Mercado continuo: es uno de los dos tipos de negociación admitidos, cuyas características se desarrollan en la regla «mercado continuo».

– MITERD: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

– NGGSG: Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

– NGTS: Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista Español.

– Notificación: información enviada, en su caso, por el Operador del Mercado o la CCP al GTS, de las adquisiciones y cesiones de gas asociadas a las transacciones efectuadas en el mercado con entrega el día de gas siguiente, o, en el mismo día para el Producto Intradiario.

– Plataforma de Gestión de Garantías: plataforma electrónica proporcionada y gestionada por el Gestor de Garantías por medio de la cual los agentes pueden formalizar garantías para cubrir sus obligaciones en el mercado.

– Plataforma de negociación: plataforma de contratación electrónica, proporcionada y gestionada por el Operador del Mercado, que posibilita la interacción entre los agentes y el Operador del Mercado. A través de esta plataforma, los agentes pueden realizar la negociación mediante el envío, la aceptación y, en su caso, la cancelación o modificación de ofertas de compra y venta del producto. A efectos informativos, la «Plataforma de Comercio», tal y como viene definida en el Reglamento (UE) n.º 312/2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte es equivalente al concepto «plataforma de negociación» definido en estas reglas.

– Plataforma de registro y consultas: plataforma electrónica proporcionada y gestionada por el Operador del Mercado por medio de la cual los agentes pueden realizar las acciones de registro y actualización de datos para su participación en el mercado, así como realizar diferentes acciones, principalmente de consulta y descarga de información, sobre su participación en el mercado y los resultados del mismo.

– Plataforma del mercado: plataforma electrónica que se compone de la plataforma de negociación y de la plataforma de registro y consultas.

– Prenotificación: información enviada cada día por el Operador del Mercado al GTS de las adquisiciones y cesiones de gas asociadas a las transacciones de productos spot llevadas a cabo en las sesiones de negociación de dicho día.

– Punto Virtual de Balance (PVB): punto de intercambio virtual de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas.

– REMIT: Reglamento (UE) n.º 1227/2011, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

– Representante: persona jurídica que actúa en nombre y por cuenta de un agente. En el caso de que el representante no sea agente, deberá darse de alta en el Mercado Organizado de Gas como entidad representante.

– Saldo operativo disponible: saldo calculado por el Gestor de Garantías en los términos establecidos en las NGGSG.

– Sesión de negociación: periodo de tiempo durante el cual los agentes pueden interactuar en la plataforma de negociación, cuyo detalle se desarrolla en la regla «Sesiones de negociación. Calendario y horario».

– SL-ATR: Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red.

– Sujeto habilitado: sujeto que ha cumplido los requisitos exigidos por el GTS para permitir la recepción de las notificaciones en sus transacciones.

– Transacción: transferencia de titularidad de un producto como resultado de una oferta de compra o venta casada en el Mercado Organizado de Gas.

Salvo indicación expresa, todas las referencias a horarios de estas reglas de mercado e instrucciones, se referencian al horario central europeo (CET).

1.4 Funciones del Operador del Mercado.

Compete al Operador del Mercado la organización y gestión del Mercado Organizado de Gas, debiendo desempeñarlas funciones necesarias y adecuadas para el apropiado funcionamiento del mismo y la gestión económica de sus servicios, respetando los principios de eficiencia, eficacia, transparencia, objetividad, no discriminación e independencia, en particular:

– Formalizar y aceptar la admisión de los posibles agentes.

– Definir los productos admitidos a negociación que serán aprobados conforme a las reglas del mercado.

– Recibir las ofertas de venta y de compra de gas y de cuantos otros productos que, eventualmente, puedan ser negociados, efectuando la verificación y gestión de las mismas, de acuerdo a las presentes reglas.

– Casar las distintas ofertas recibidas de acuerdo con las presentes reglas.

– Calcular los precios de los productos negociados para cada sesión de negociación, resultantes de las casaciones en el mercado.

– Garantizar el adecuado funcionamiento de la plataforma del mercado.

– Informar a los agentes, con la mayor brevedad posible, de las posibles incidencias o acontecimientos que pueden afectar al funcionamiento del mercado.

– Poner a disposición de los agentes la documentación asociada al funcionamiento del mercado, en particular a la plataforma del mercado, así como las modificaciones y nuevas versiones que se publiquen, con antelación suficiente respecto al momento de su aplicación.

– Publicar diariamente los precios y volúmenes negociados para cada uno de los productos del mercado, así como toda la información de carácter público que se establezca.

– Publicar diariamente los precios de referencia, entre ellos, aquellos a utilizarse en las liquidaciones de desbalances.

– Atender las consultas y reclamaciones de los agentes.

– Comunicar al GTS las prenotificaciones y notificaciones resultantes de las transferencias de titularidad de gas en el Mercado Organizado de Gas, resultado de las ofertas de compra y venta casadas de los productos con entrega en dicho sistema.

– Comunicar al GTS, o a las entidades a quienes corresponda, la información asociada a las transacciones del resto de los productos negociados, que sea necesaria para el desarrollo de sus funciones.

– Realizar directamente o a través de un tercero, actuando como contraparte, las liquidaciones de los procesos de mercado, la facturación y los procesos de cobros y pagos.

– Comunicar y poner a disposición de los agentes los resultados económicos de sus transacciones.

– Informar al Comité de Agentes del Mercado de las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado, respetando las obligaciones de confidencialidad establecidas en las presentes reglas.

– Facilitar el servicio de reporte a la plataforma de ACER de la información requerida en REMIT que sea responsabilidad del Operador del Mercado, de acuerdo con la normativa aplicable.

– Comunicar a las autoridades competentes los comportamientos contrarios al correcto funcionamiento del mercado, como la manipulación o tentativa de manipulación del mercado y la realización de operaciones con información privilegiada y de las situaciones que puedan resultar anómalas, siempre teniendo en cuenta la información a disposición del Operador del Mercado.

– Elaborar y hacer público el código de conducta del Operador del Mercado.

– Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que le haya sido puesta a su disposición por los agentes, de acuerdo con las normas aplicables.

– Realizar directamente, o a través de un tercero, las labores de Gestor de Garantías del sistema de gas natural.

– Y cuantas funciones se definan en la regulación o se desarrollen en las presentes reglas.

2. Agentes

2.1 Principios generales.

2.1.1 Definición de agente.

Agente es aquella persona jurídica que, habiendo adquirido la condición de sujeto habilitado, firmado el Contrato de Adhesión y cumplido con los requisitos establecidos en las presentes reglas, está facultado a negociar en el mercado.

A efectos informativos, el término «Participante en la transacción», tal y como se define en el Reglamento (UE) n.º 312/2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte, es equivalente al término agente definido en estas reglas.

2.1.2 Sujetos que pueden adquirir la condición de agentes.

Podrán adquirir la condición de agentes los sujetos registrados en España relacionados a continuación:

– Comercializadores de gas natural.

– Transportistas y distribuidores de gas natural.

– Consumidores directos en mercado, entendidos como aquellos consumidores que hayan contratado capacidad de acceso a la instalación de transporte o distribución a la que estén conectados para su propio consumo, independientemente de si adicionalmente han suscrito un contrato ordinario con un comercializador.

– El Gestor Técnico del Sistema Gasista Español (GTS).

– La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

– Cualquier otro sujeto que realice operaciones de compra y venta de gas con el resto de los participantes en el mercado sin acceder a instalaciones de terceros, con las limitaciones incluidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

2.1.3 Derechos y obligaciones de los agentes.

Sin perjuicio de otros derechos que se encuentren establecidos en la normativa aplicable y en las reglas, cada agente tiene derecho a:

a) Realizar operaciones sobre los productos admitidos a negociación para los que cumpla los requerimientos establecidos en las especificaciones de dichos productos.
b) Tener acceso, en condiciones objetivas y no discriminatorias y sin perjuicio de la observancia de las correspondientes obligaciones de confidencialidad, a toda la información y documentación relacionada con el funcionamiento del mercado y, en concreto, con su participación en el mismo.
c) Ser debidamente informado en relación al mercado, así como a las operaciones que ha realizado, a través de la plataforma habilitada por el Operador del Mercado para este fin.
d) Cobrar, bien a través del Operador del Mercado, bien a través de la CCP, el resultado de la facturación de las operaciones efectuadas en el mercado cuando el saldo de la misma resulte ser acreedor para el agente.
e) Efectuar consultas y reclamaciones de acuerdo con las Reglas del Mercado Organizado de Gas.
f) La confidencialidad de aquella información derivada de su participación en el mercado como aquella que haya intercambiado con el Operador del Mercado.
g) Ser informado en tiempo y forma de cualquier modificación tanto en la normativa de mercado como en la interpretación de la misma, así como de todas aquellas que pueda condicionar su participación.
h) Elevar propuestas de modificación normativa al Comité de Agentes del Mercado, a la Secretaría de Estado de Energía o a la CNMC.

Sin perjuicio de otras obligaciones que se encuentren establecidas en la normativa aplicable y en las reglas, cada agente debe, de forma continuada:

a) Satisfacer los requisitos de admisión, que se encuentran fijados en condiciones objetivas y no discriminatorias.
b) Respetar la operativa del mercado, en particular la obligación de que las ofertas se realicen conforme a lo establecido en las presentes reglas. A tal efecto, el agente, mediante la firma del Contrato de Adhesión, declara conocer y aceptar íntegramente el contenido de las reglas de mercado vigentes en cada momento, siendo conocedor asimismo de las normas aplicables y de las instrucciones y guías dictadas.
c) Mantener la confidencialidad de aquella información que haya obtenido a través de su participación en el mercado o a través del Operador del Mercado.
d) Disponer de los medios necesarios para la correcta operativa del mercado y cumplir los requerimientos en la operación técnica, tal y como se establece en las presentes reglas.
e) Mantener los datos asociados al agente debidamente actualizado en la plataforma del mercado. El agente es el exclusivo responsable de mantener sus datos actualizados en todo momento.
f) Responder de las obligaciones económicas que se deriven de su actuación en el mercado.
g) Comunicar el cese en el cumplimiento de cualquiera de los requisitos de acceso al mercado, así como cualquier cambio previsto en la situación del agente que le lleve a dejar de cumplir los requisitos de acceso al mercado.
h) Comunicar la existencia de cualquier tipo de declaración de preconcurso y concurso de acreedores, ya sea solicitada por el agente o que, siendo solicitada por un tercero, haya sido admitida a trámite.

2.1.4 Datos de los agentes.

El agente es el exclusivo responsable de mantener sus datos actualizados en todo momento mediante el uso de la plataforma de registro y consultas. A través de dicha plataforma, el Operador del Mercado proporcionará a los agentes los medios electrónicos para mantener debidamente actualizados aquellos datos que son necesarios para su participación y relación con el mercado.
Cualquier modificación de los datos de los agentes únicamente produce efectos tras la correspondiente comunicación electrónica de dicha modificación por parte del agente al Operador del Mercado y la verificación y aceptación de dicha modificación por este último.

Para agentes que conformen un grupo empresarial, los agentes podrán solicitar que se evite la casación entre las ofertas del mismo grupo enviadas para la negociación en mercado continuo, cuando así lo hayan declarado tal y como se especifica en las presentes reglas.

2.1.5 Creadores de mercado.

Con objeto de fomentar la liquidez de productos admitidos a negociación en el mercado, el Operador del Mercado puede promover Acuerdos de Creación de Mercado con agentes en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias. Los acuerdos se aprobarán mediante Resolución de la DGPEyM, previo informe de la CNMC.

Para estos creadores de mercado y para los agentes que, en su caso, presten servicios de creador de mercado obligatorio, y en situaciones de alta volatilidad, operación excepcional del mercado, o por cualquier otra normativa nacional o europea que afecte al desarrollo de las sesiones de negociación, el Operador del Mercado podrá determinar mediante Instrucción de Mercado, al efecto, la relajación de determinadas condiciones de cumplimiento o la exoneración total o parcial de su servicio.

2.2 Acceso al mercado.

El Operador del Mercado publicará en su página web pública una «Guía de acceso al mercado organizado de gas» donde se incluirán los requisitos y la documentación que se debe presentar para acceder al mercado, conforme a lo establecido en estas reglas.

A través de la plataforma de registro y consultas, el Operador del Mercado proporcionará a las entidades interesadas los medios electrónicos para la adquisición de la condición de agente en el mercado.

2.2.1 Requisitos para adquirir la condición de agente.

Para adquirir la condición de agente en el mercado, los candidatos deben cumplir los siguientes requisitos:

a) Haber adquirido previamente la condición de sujeto habilitado en el sistema español.

b) Haber adquirido previamente la condición de usuario de Cuenta de Garantías en el Gestor de Garantías y disponer de garantías suficientes en la cuenta de asignación del mercado según se desarrolla en las reglas de mercado que correspondan.

c) Haber comunicado al Operador del Mercado toda la información necesaria para los procesos de facturación, cobros y pagos

d) Haberse adherido expresamente a las presentes reglas mediante la firma del correspondiente Contrato de Adhesión.

e) Realizar las pruebas de calificación técnica requeridas, según se establece en la «Guía de acceso al mercado organizado de gas».

f) Presentar la documentación requerida por el Operador del Mercado y detallada en la regla «Procedimiento de alta de agentes».

2.2.2 Procedimiento de alta de agentes.

El sujeto que desee adquirir la condición de agente en el mercado deberá presentar la siguiente documentación:

a) Información básica del agente: denominación social, código de identificación fiscal o documento equivalente de la entidad presentadora de la solicitud y domicilio social.

b) Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud y el firmante del Contrato de Adhesión.

c) Aquella documentación que le requiera el Operador del Mercado en el ejercicio de sus funciones para los procesos de facturación, cobros y pagos y desarrollada en las presentes reglas.

d) Cualquier otra documentación exigible conforme a la normativa aplicable.

Asimismo, el solicitante deberá proporcionar información requerida en la regla «Datos de referencia del agente».

La adquisición de la condición de agente en el mercado se producirá cuando el Operador del Mercado haya constatado el cumplimiento de todos y cada uno de los requisitos previstos. El Operador del Mercado lo incluirá en el registro de agentes y habilitará el pleno

acceso mediante certificado digital a la plataforma del mercado a partir de la fecha efectiva de alta como agente. El Operador del Mercado comunicará al agente dicha fecha.

2.2.3 Datos de referencia del agente.

En el proceso de alta del agente, el candidato deberá aportar la siguiente información a través de los medios electrónicos habilitados por el Operador del Mercado:

a) Personas de contacto con las diferentes direcciones del Operador del Mercado, con teléfonos y correos electrónicos de contacto.
b) Información básica del agente: denominación social, código de identificación fiscal o documento equivalente, domicilio social y código EIC.
c) Usuarios autorizados para acceder a la plataforma del mercado, con indicación de los permisos otorgados.
d) Carteras de negociación.
e) Y cuantas otras informaciones sean necesarias para el correcto desarrollo de sus operaciones en el mercado.

Asimismo, el agente podrá definir limitaciones a la presentación de ofertas a los diferentes productos, con el fin de evitar errores, tal y como se recoge en la regla «Condiciones de aviso al agente».
Si el agente ya ha proporcionado la información mencionada anteriormente para comercializar otros productos en MIBGAS, en general, no será necesario proporcionarla nuevamente, ya que habrá datos de referencia únicos para el agente en la Plataforma del mercado.

2.2.3.1 Declaración de conformación de grupo empresarial.

La plataforma de negociación dispondrá de un mecanismo opcional que impedirá la casación de ofertas enviadas para la negociación en mercado continuo entre agentes que declaren su pertenencia a un mismo grupo empresarial, según se define en el art. 42.1 del Código de Comercio. Los agentes que deseen utilizar este mecanismo deberán presentar una declaración sobre pertenencia a grupo empresarial según modelo facilitado por MIBGAS.

2.2.4 Autorización para la negociación de productos compensados a través de la CCP

Aquellos agentes de MIBGAS interesados en negociar productos compensados por la CCP, deberán cumplir todos los requisitos establecidos por la misma para la negociación de dichos productos, incluyendo tener capacidad de compensación en la CCP.

2.2.5 Procedimiento de acceso al mercado a través de la figura del representante persona jurídica.

En caso de actuaciones a través de la figura del representante persona jurídica, será de aplicación las reglas anteriores con los siguientes requisitos adicionales:

a) Dicho representante deberá acreditar su condición mediante la presentación del correspondiente poder notarial.
b) El representante deberá aportar toda aquella documentación que sea requerida por el Operador del Mercado a efectos de posibilitar sus actuaciones en tal calidad.

El representado asumirá la plena responsabilidad por todos los actos del representante en sus actuaciones en el mercado en su nombre.
Los agentes representados en el Mercado Organizado de Gas, tendrán el mismo representante para todos los productos negociados en la Plataforma del Mercado.
En el caso de que el representante no sea agente, deberá darse de alta como Entidad Representante. En este caso, deberá aportar sus datos de referencia relativos a:

a) Personas de contacto, con teléfonos y correos electrónicos de contacto.
b) Información básica: denominación social, código de identificación fiscal o documento equivalente de la entidad y domicilio social.
c) Usuarios autorizados para acceder a la Plataforma del Mercado, con indicación de los permisos otorgados.

d) Y cuantas otras informaciones sean necesarias para el correcto desarrollo de sus operaciones en el mercado.

2.3 Baja de un agente en el mercado.

Se producirá la baja del agente en caso de que se produzca alguna de las siguientes circunstancias:

– A petición del agente.
– En caso de que haya cesado la habilitación del agente para su participación en el mercado, según lo establecido en la regla «Sujetos que pueden adquirir la condición de agentes».
– En caso de que el agente haya dejado de ser sujeto habilitado.

En el caso de la primera circunstancia, antes de proceder a la baja, el Operador del Mercado se asegurará de que el agente ha cerrado todas sus posiciones en el mercado y satisfecho todos los compromisos de cobros y pagos con el mercado.

En el proceso de baja, el Operador del Mercado suspenderá la autorización del agente a negociar todos los productos en aplicación de la regla «Pérdida de autorización a negociar productos».

2.4 Pérdida de autorización a negociar productos.

En caso de que se produzca una de las siguientes circunstancias, el Operador del Mercado podrá suspender la autorización para negociar productos de un agente, según se detalla a continuación:

– Que el agente cause baja.
– Que el GTS comunique al Operador del Mercado la pérdida de autorización para negociar del agente. Esta pérdida de autorización podrá ser total o parcial; este último caso incluye la limitación en la operación de cartera de balance del agente e implica la pérdida de autorización a realizar operaciones de venta.
– Que el Operador del Mercado haya suspendido la cuenta de consolidación del agente de acuerdo a las presentes reglas.
– Que la CCP comunique la pérdida de autorización del agente, conllevará perder la autorización a negociar los productos compensados por la CCP.
– Que el agente incumpla el pago de al menos dos facturas de la comisión bancaria repercutida por MIBGAS por su contribución al saldo medio de la cuenta bancaria utilizada para las liquidaciones del mercado.

El Operador del Mercado procederá a suspender la autorización del agente para negociar los productos afectados, teniendo en cuenta los detalles de la comunicación de pérdida de autorización, pudiendo cancelar las ofertas del agente de dichos productos que pudieran existir en el libro de ofertas para las sesiones o productos cuyo periodo de entrega incluya algún día en que se dé la circunstancia anterior.

En estos casos, el Operador del Mercado podrá ponerlo en conocimiento de la CNMC, de la CCP, del GTS y del resto de los agentes, según corresponda. Igualmente, se informará a los mismos en caso del levantamiento de la suspensión.

2.5 Principios generales de actuación de los agentes.

Sin perjuicio del cumplimiento del resto de obligaciones y deberes contemplados en las presentes reglas, los agentes están obligados en todo momento a:

– Mantener altos estándares de integridad, trato justo y comportamiento en el mercado.
– Actuar con la debida competencia, atención y diligencia.
– Cumplir con las indicaciones del Operador del Mercado, según lo dispuesto en las reglas, así como las de los organismos supervisores competentes.

En cuanto a las ofertas enviadas por los agentes deben:

– Tener una motivación económica.
– Tener el único propósito de ser casadas, no pudiendo enviarse ofertas con objeto de influenciar el precio o el comportamiento de otros agentes.

– Ser enviadas exclusivamente en interés del propio agente.

Los agentes deben, en todo momento, abstenerse de:

– Actuar deshonestamente.
– Revelar información confidencial a la que haya tenido acceso a través de su participación en el mercado, de acuerdo a la regla «Confidencialidad de la información en el mercado», excepto cuando la legislación vigente o un mandato judicial exija su divulgación.
– Cometer o intentar cometer fraude.
– Llevar a cabo o intentar llevar a cabo cualquier acto de colusión entre agentes o terceros.
– Efectuar cualquier acción que pueda considerarse un incumplimiento en la normativa REMIT, específicamente manipular o intentar manipular el mercado, usar información privilegiada o no cumplir con las obligaciones de divulgación de información privilegiada.
– Difundir o intentar difundir, directa o indirectamente, información falsa que pueda causar variación en los precios.
– Llevar a cabo o intentar llevar a cabo actuaciones con la intención de dar señales falsas o engañosas en cuanto a la oferta, la demanda, o el precio de los productos.

2.6 Intercambio de información con el GTS para la autorización de agentes.

La comunicación de los agentes autorizados por el GTS para realizar transferencias de titularidad de gas en el PVB se efectuará al menos una vez al día y, en cualquier caso, antes del inicio de la negociación. Así mismo, podrá haber actualizaciones intradiarias que afecten a la sesión de negociación en curso. Se respetarán las fechas de entrega indicadas en dicha información. Dichas transferencias de titularidad serán notificadas al propio GTS en los términos establecidos en las presentes reglas.

La identificación de los agentes entre el GTS y el Operador del Mercado se realizará mediante el código EIC.

El GTS comunicará al Operador del Mercado, sin demora indebida, si existe algún sujeto que hubiera perdido la condición de sujeto habilitado. En ese caso, las transacciones del sujeto posteriores a la comunicación se entenderán no entregadas, sin perjuicio de la vigencia de las obligaciones de pago asociadas a las transacciones de compra del mercado, así como de lo establecido en las reglas, «Baja de un agente en el mercado», «Pérdida de autorización a negociar productos» y «Transacciones de venta no entregadas».

3. Productos

3.1 Principios generales.

Las especificaciones que pueden definir un producto son, entre otras, las siguientes:

– Código del producto: código que identifica unívocamente al producto.
– Subyacente: el bien que se negocia.
– Lugar de entrega: punto en el que se entrega el subyacente.
– Periodo de entrega: día o conjunto de días en los que se ha de realizar la entrega.
– Unidad de negociación: cantidad básica del producto que se negocia, expresada en energía por día.
– Cantidad mínima admitida en la oferta: mínima cantidad de unidades de negociación que se permite en cada oferta.
– Incremento mínimo de cantidad permitido: mínimo salto en número de unidades de negociación que se puede ofertar de un mismo producto.
– Cantidad máxima admitida en la oferta: máxima cantidad de unidades de negociación que se permite en cada oferta.
– Unidad de precio: Unidad relativa a la cual se fijan los precios introducidos en las ofertas.
– Precio mínimo admitido en la oferta: mínimo precio que se permite en el envío de ofertas.
– Incremento mínimo de precio permitido: mínimo salto de precio que se puede introducir entre dos ofertas consecutivas.

– Precio máximo admitido en la oferta: máximo precio que se permite en el envío de ofertas.

– Volumen del producto: cantidad total del subyacente transaccionada, calculada como el producto de la unidad de negociación por los días del periodo de entrega.

– Días de negociación: conjunto de días en los que se puede negociar el producto.

– Tipo de negociación: determina si el producto se puede negociar en mercado continuo y en subastas.

– Sesión de negociación: indica la sesión de negociación en la que se puede negociar el producto.

3.2 Tipos de producto.

3.2.1 Productos spot.

3.2.1.1 Intradiario.

Código del producto	GWDES ddYYMMDD
Subyacente	Gas natural, a adquirir o entregar físicamente durante el periodo de entrega según se define en el sistema gasista español
Lugar de entrega	PVB
Periodo de entrega	1 día de gas, dicho día viene identificado por el código ddYYMMDD* del producto.
Unidad de negociación	1 MWh/d
Cantidad mínima admitida en la oferta	1 MWh/d
Incremento mínimo de cantidad permitido	1 MWh/d
Cantidad máxima admitida en la oferta	20.000 MWh/d; este valor podrá ser actualizado por Instrucción de Mercado.
Unidad de precio	€/MWh con dos decimales
Precio mínimo admitido en la oferta	0,01 €/MWh
Incremento mínimo de precio permitido	0,01 €/MWh
Precio máximo admitido en la oferta	Se podrá determinar un precio máximo por Instrucción de Mercado.
Volumen del producto	1 MWh
Días de negociación	Todos los días del año. Coincide con el día de entrega del producto
Tipo de negociación	Subasta de apertura y mercado continuo
Sesión de negociación	Intradiaria

* El código «GWDES ddYYMMDD» sirve para identificar el periodo de entrega del producto. Por ejemplo: «GWDES Mo150316» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el día lunes 16 de marzo de 2015.

3.2.1.2 Producto Diario.

Código del producto	GDAES ddYYMMDD
Subyacente	Gas natural, a adquirir o entregar físicamente durante el periodo de entrega según se define en el sistema gasista español
Lugar de entrega	PVB
Periodo de entrega	1 día de gas, dicho día viene identificado por el código ddYYMMDD* del producto.
Unidad de negociación	1 MWh/d
Cantidad mínima admitida en la oferta	1 MWh/d
Incremento mínimo de cantidad permitido	1 MWh/d
Cantidad máxima admitida en la oferta	20.000 MWh/d; este valor podrá ser actualizado por Instrucción de Mercado.
Unidad de precio	€/MWh con dos decimales
Precio mínimo admitido en la oferta	0,01 €/MWh
Incremento mínimo de precio permitido	0,01 €/MWh
Precio máximo admitido en la oferta	Se podrá determinar un precio máximo por Instrucción de Mercado.
Volumen del producto	1 MWh
Días de negociación	Todos los días del año. Conjunto de días comprendido entre el día D-3 y el día D-1, siendo D el día de entrega del producto.
Tipo de negociación	Subasta de apertura y mercado continuo
Sesión de negociación	Diaria

* El código «GDAES ddYYMMDD» sirve para identificar el periodo de entrega del producto. Por ejemplo: «GDAES Mo190415» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el día lunes 15 de abril de 2019.

3.2.1.3 Producto Fin de Semana.

Código del producto	GWEES YYMM-DD DD
Subyacente	Gas natural, a adquirir o entregar físicamente durante el periodo de entrega según se define en el sistema gasista español
Lugar de entrega	PVB
Periodo de entrega	Sábado y domingo. Excepcionalmente, y previa publicación de una Instrucción de Mercado, se podrán incluir los días anteriores y posteriores al sábado y al domingo.
Unidad de negociación	1 MWh/d
Cantidad mínima admitida en la oferta	1 MWh/d
Incremento mínimo de cantidad permitido	1 MWh/d
Cantidad máxima admitida en la oferta	20.000 MWh/d; este valor podrá ser actualizado por Instrucción de Mercado.

* El código «GWEES YYMM – DD DD» sirve para identificar el periodo de entrega del producto. Por ejemplo: «GWEES 1710 – 14_15» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el conjunto de días del 14 al 15 de octubre de 2017. Este producto se negociaría entre los días 9 y 13 de octubre de 2017. El producto «GWEES 1704 – 14_17» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el conjunto de días del 14 al 17 de abril de 2017. Este producto se negociaría del 10 al 13 de abril de 2017.

Unidad de precio	€/MWh con dos decimales
Precio mínimo admitido en la oferta	0,01 €/MWh
Incremento mínimo de precio permitido	0,01 €/MWh
Precio máximo admitido en la oferta	Se podrá determinar un precio máximo por Instrucción de Mercado.
Volumen del producto	1 MWh/d * Número de días de entrega del producto
Días de negociación	Conjunto de días comprendido entre el lunes anterior a la entrega y D-1, siendo D el primer día de entrega del producto.
Tipo de negociación	Subasta de apertura y mercado continuo
Sesión de negociación	Diaria

* El código «GWEES YYMM – DD DD» sirve para identificar el periodo de entrega del producto. Por ejemplo: «GWEES 1710 – 14_15» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el conjunto de días del 14 al 15 de octubre de 2017. Este producto se negociaría entre los días 9 y 13 de octubre de 2017. El producto «GWEES 1704 – 14_17» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el conjunto de días del 14 al 17 de abril de 2017. Este producto se negociaría del 10 al 13 de abril de 2017.

3.2.2 Productos prompt.

3.2.2.1 Producto Resto de Mes.

Código del producto	GBoMES YYMM-DD
Subyacente	Gas natural, a adquirir o entregar físicamente durante el periodo de entrega según se define en el sistema gasista español
Lugar de entrega	PVB
Periodo de entrega	Conjunto de días comprendido entre el día siguiente a su negociación y el último día del mes en curso, identificando dicho conjunto de días por el código YYMM - DD*.
Unidad de negociación	1 MWh/d
Cantidad mínima admitida en la oferta	10 MWh/d
Incremento mínimo de cantidad permitido	10 MWh/d
Cantidad máxima admitida en la oferta	20.000 MWh/d; este valor podrá ser actualizado por Instrucción de Mercado.
Unidad de precio	€/MWh con dos decimales
Precio mínimo admitido en la oferta	0,01 €/MWh
Incremento mínimo de precio permitido	0,01 €/MWh
Precio máximo admitido en la oferta	Se podrá determinar un precio máximo por Instrucción de Mercado.
Volumen del producto	1 MWh/d * Número de días de entrega del producto
Días de negociación	De lunes a viernes, conjunto de días comprendido entre el primer día del mes en curso y el quinto día antes del inicio del mes siguiente, ambos inclusive, excluyendo los días que no sean de compensación según las reglas de la CCP.
Tipo de negociación	Subasta de apertura y mercado continuo
Sesión de negociación	Diaria

* El código «GBoMES YYMM – DD» sirve para identificar el periodo de entrega del producto. Por ejemplo: «GBoMES 1509 – 05» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el conjunto de días que quedan del mes en curso, en este caso, del 5 al 30 de septiembre de 2015. Este producto se negociaría el 4 de septiembre de 2015.

3.2.2.2 Producto Mes Siguiente.

Código del producto	GMAES YYMM
Subyacente	Gas natural, a adquirir o entregar físicamente durante el periodo de entrega según se define en el sistema gasista español
Lugar de entrega	PVB
Periodo de entrega	Conjunto de días comprendido en el mes siguiente a su negociación, e identificado por el código YYMM*.
Unidad de negociación	1 MWh/d
Cantidad mínima admitida en la oferta	10 MWh/d
Incremento mínimo de cantidad permitido	10 MWh/d
Cantidad máxima admitida en la oferta	20.000 MWh/d; este valor podrá ser actualizado por Instrucción de Mercado.
Unidad de precio	€/MWh con dos decimales
Precio mínimo admitido en la oferta	0,01 €/MWh
Incremento mínimo de precio permitido	0,01 €/MWh
Precio máximo admitido en la oferta	Se podrá determinar un precio máximo por Instrucción de Mercado.
Volumen del producto	1 MWh/d * Número de días de entrega del producto
Días de negociación	De lunes a viernes, conjunto de días comprendido entre el primero y el último día del mes anterior, ambos inclusive, excluyendo los días que no sean de compensación según las reglas de la CCP.
Tipo de negociación	Subasta de apertura y mercado continuo
Sesión de negociación	Diaria

* El código «GMAES YYMM» sirve para identificar el periodo de entrega del producto. Por ejemplo: «GMAES 1509» se refiere al producto a adquirir o entregar en el PVB el mes de septiembre de 2015.

3.3 Otras características según el tipo de producto.

3.3.1 Listado de productos y envío de ofertas a sesiones futuras.

Se considera que un producto está listado en la plataforma de negociación desde el momento en el que aparece en dicha plataforma por primera vez hasta el momento en que es retirado o finaliza la última sesión de negociación en la que se negocia el producto.

Los productos de tipo intradiario y diario se listan en la plataforma de negociación desde 4 días antes de su entrega; el producto de tipo fin de semana se lista desde el jueves anterior a su primer día de negociación.

Para el caso de productos de tipo diario, excepcionalmente, para determinados días de gas, se podrá ampliar los días en los que aparece listado hasta un máximo de seis días. El Operador del Mercado publicará con antelación suficiente los productos afectados y los días en los que aparecerá listado.

En todo momento se podrán enviar ofertas para las subastas de sesiones de negociación futuras de todos los productos que estén listados en la plataforma de negociación. Dichas ofertas quedarán almacenadas hasta el momento de apertura de la subasta de la sesión de negociación a la que se hayan enviado las ofertas. Estas ofertas podrán ser canceladas tal como se indica en la regla «Cancelación de ofertas».

3.3.2 Consideraciones relativas a los requerimientos de garantías y a procesos posteriores a la casación.

Para los productos spot, MIBGAS, como Operador del Mercado, es responsable del cálculo de los resultados económicos y de los procesos de facturación, cálculo de Límite Operativo y gestión de cobros y pagos relativos a las transacciones del mercado de estos productos, así como del envío de las prenotificaciones y notificaciones al GTS. Así mismo, MIBGAS, como Gestor de Garantías, es responsable de la gestión de garantías de dichos productos.

En relación a los productos prompt, los procesos de cálculo de resultados económicos y de los procesos de compensación y gestión de garantías relativos a las transacciones del mercado, así como el envío de notificaciones al GTS, serán prestados por la CCP, de acuerdo a sus propias reglas y al Protocolo de colaboración para el intercambio de información entre Enagás GTS y la CCP.

3.4 Procedimiento de creación de nuevos productos.

El Operador del Mercado, por propia iniciativa o a instancia del Comité de Agentes del Mercado, y siempre tras consultar a este último, puede proponer al MITERD la admisión a negociación de nuevos productos para su aprobación, previo informe de la CNMC.

Mediante Instrucción se comunicará la fecha de inicio de la negociación de nuevos productos.

4. Funcionamiento del mercado

4.1 Sesiones de negociación. Calendario y horario.

La negociación en el mercado se estructura en sesiones de negociación, pudiendo negociarse uno o varios productos en cada sesión.

A su vez, en una sesión de negociación pueden existir dos tipos de negociación: subasta o mercado continuo.

4.1.1 Tipo de sesiones de negociación.

4.1.1.1 Sesión de negociación diaria.

Se define la sesión de negociación diaria como aquella sesión de negociación que transcurre todos los días del año con el siguiente horario:

Inicio	Fin	Estado	Comentarios
00:00	8:30	UPC	La negociación está pendiente de apertura.
8:30	9:30	AUC	La negociación está abierta en modo de subasta. Los agentes pueden enviar ofertas a la misma, quedando almacenadas hasta el momento de la casación.
9:30	9:35	MAT	El periodo de recepción de ofertas para la subasta ha finalizado y se está procediendo a su casación y publicación de resultados.
9:35	18:00	CON	La negociación está abierta en modo de mercado continuo. Los agentes pueden enviar ofertas para éste, que serán casadas instantáneamente de acuerdo a sus condiciones, tal y como se establece en estas reglas.
18:00	00:00	FIN	La negociación ha finalizado y, por lo tanto, los agentes no pueden enviar ofertas para dicha sesión.

La sesión de negociación también puede mostrar el estado interrumpido (INT), lo que significa que la negociación se interrumpió excepcionalmente. En este estado, los agentes no pueden enviar ofertas para ese producto hasta que la sesión esté abierta nuevamente, aunque pueden cancelar las ofertas que tengan en el libro de ofertas.

4.1.1.2 Sesión de negociación intradiaria.

Se define la Sesión de negociación intradiaria como aquella sesión de negociación que transcurre todos los días del año con el siguiente horario:

Inicio	Fin	Estado	Comentarios
00:00	8:30	UPC	La negociación está pendiente de apertura.
8:30	9:30	AUC	La negociación está abierta en modo de subasta. Los agentes pueden enviar ofertas a la misma, quedando almacenadas hasta el momento de la casación.
9:30	9:35	MAT	El periodo de recepción de ofertas para la subasta ha finalizado y se está procediendo a su casación y publicación de resultados.
9:35	21:30	CON	La negociación está abierta en modo de mercado continuo. Los agentes pueden enviar ofertas para éste, que serán casadas instantáneamente de acuerdo a sus condiciones, tal y como se establece en estas reglas.
21:30	00:00	FIN	La negociación ha finalizado y, por lo tanto, los agentes no pueden enviar ofertas para dicha sesión.

La sesión de negociación también puede mostrar el estado interrumpido (INT), lo que significa que la negociación se interrumpió excepcionalmente. En este estado, los agentes no pueden enviar ofertas para ese producto hasta que la sesión esté abierta nuevamente, aunque pueden cancelar las ofertas que tengan en el libro de ofertas.

4.2 Cartera de negociación.

Los agentes, o sus representantes, realizarán sus ofertas de compra y venta de los distintos productos a través de carteras de negociación, que serán siempre de titularidad del agente. Todo agente podrá disponer de una o varias carteras de negociación de su titularidad.

4.3 Características generales de las ofertas.

4.3.1 Firmeza de la oferta.

Cada oferta de compra enviada por un agente supone un compromiso firme del agente de adquisición del producto en cuestión. A su vez, cada oferta de venta enviada por un agente supone un compromiso firme del agente de entrega del producto en cuestión.

4.3.2 Parámetros de ofertas.

Para cada oferta debe ser especificada, al menos, la siguiente información:

– Producto ofertado.
– Cantidad del producto ofertada, expresada como un número entero de unidades de negociación del producto en cuestión.
– Precio, expresado en la unidad de precio del producto en cuestión, con los decimales especificados.
– Si la oferta es de compra o de venta.
– Las condiciones de oferta aplicables.

Todas las ofertas serán presentadas a través de una Cartera de Negociación.

4.3.3 Proceso de envío de ofertas.

Los agentes pueden enviar ofertas siempre que la sesión de negociación esté abierta.

Adicionalmente, tal y como se ha descrito en la regla «Sesiones de negociación. Calendario y horario», los agentes podrán enviar ofertas para las subastas de sesiones de negociación futuras.

El agente enviará su oferta a través de un formulario electrónico, en el que introducirá toda la información requerida para el envío de la misma.

Además, en la negociación en mercado continuo, a fin de simplificar el proceso, el agente puede seleccionar la oferta más competitiva para un producto con la que desee cerrar una transacción por la cantidad y el precio presentados en la plataforma de negociación. En este caso, la plataforma genera una oferta con dichos parámetros de cantidad y precio, pudiendo el agente, previo a su envío, modificarlos y añadir condiciones para su oferta.

4.3.4 Valoración de la oferta.

A efectos de cálculo de requerimientos de garantías, para los productos spot, las ofertas de compra serán valoradas como el producto de la cantidad ofertada por el precio de la

oferta y por el número de días de entrega del producto, más los impuestos y tasas que pudieran ser de aplicación.

El valor resultante se redondeará al número superior más próximo con dos decimales. Las ofertas de venta tendrán una valoración de cero.

4.3.5 Validación de ofertas.

La valoración de las ofertas de compra y de venta a efectos de cálculo de garantías, se realizará conforme a las reglas de cálculo de garantías descritas en las presentes reglas.

Toda oferta recibida en la plataforma de negociación, previo a su incorporación en el libro de ofertas, estará sujeta a un proceso de validación, existiendo condiciones de aceptación de la oferta y condiciones de aviso al agente.

Las ofertas que no cumplan las condiciones de aceptación de la oferta serán rechazadas y no serán tenidas en cuenta en el proceso de negociación de ofertas.

Se realizarán las siguientes validaciones de aceptación de la oferta:

– La sesión de negociación está en un estado que permite la recepción de ofertas.

– El agente está facultado para presentar ofertas para el producto en el momento de validación de la misma.

– El agente ha sido habilitado como sujeto habilitado por GTS, y ha sido autorizado, total o parcialmente, para realizar transferencias de titularidad en todos los días del periodo de entrega del producto.

– En su caso, se verificará que el valor de la oferta no supera el correspondiente límite Operativo del agente, al inicio de su negociación.

– Se verificará que la oferta presentada no puede casar con otra oferta del mismo agente existente en el libro de ofertas, según se describe en la regla «Casación de Ofertas en mercado continuo».

– Para ofertas enviadas a la negociación por subasta, se verificará que la oferta no es competitiva con ofertas preexistentes de sentido contrario del mismo agente en el libro de ofertas para dicha sesión.

– Para ofertas enviadas a la negociación en mercado continuo por agentes que conforman un mismo grupo empresarial y lo han declarado mediante presentación de las correspondientes declaraciones sobre pertenencia a un grupo empresarial, se verificará que la oferta no es competitiva con ofertas preexistentes de sentido contrario del mismo grupo empresarial en el libro de ofertas de dicha sesión.

– La cantidad y precio introducidos en la oferta deben estar dentro de los límites establecidos en la regla «Límites de cantidad y precio admitidos para la negociación».

– En el caso de productos compensados por la CCP, se verificará que el agente está correctamente registrado en la CCP para negociar dichos productos y no ha perdido la autorización para negociar en dicha sesión de negociación.

En el caso de las ofertas enviadas a sesiones futuras o que tienen la condición de permanencia en el libro de ofertas, el proceso de validación de ofertas será efectuado de nuevo antes del inicio de su negociación, con la información vigente en dicho momento.

Las ofertas se validarán en el orden de precedencia establecido por el momento de su envío. En este proceso, en el caso de que una oferta no cumpliese las condiciones de aceptación, la oferta no se incorporará a la negociación y será eliminada del libro de ofertas.

Productos o tipos de ofertas específicos pueden requerir de validaciones adicionales que vendrán definidas en las presentes reglas.

4.3.6 Límites de cantidad y precio admitidos para la negociación.

De acuerdo a la regla «Validación de ofertas», y con el fin de evitar errores indeseados en la introducción de cantidades por parte del agente en la plataforma de mercado, se establecen los siguientes límites de cantidad y precio. Existirán límites de cantidad y precio permitidos por el mercado y por la CCP, que podrán conllevar el rechazo de la oferta, y límites de aviso, que podrán conllevar un doble aviso, siendo necesaria la confirmación por parte del agente para la aceptación de la oferta.

4.3.6.1 Condiciones de aviso al agente.

Rango de precio.

Se establecerá un rango de precios (definido por un límite inferior y uno superior) en el envío de ofertas, de tal modo que si el precio introducido por el agente en la oferta (Pi) supera los límites establecidos, la oferta no será aceptada de forma inmediata dándose un doble aviso al agente conforme a la regla «Validación de ofertas».

Existirán dos tipos de límites, que en todo caso podrán ser diferentes para cada tipo de producto, unos establecidos por el sistema, y otros que podrán ser introducidos por el agente a través de la plataforma de registro y consultas, y serán efectivos a partir de la sesión de negociación del día posterior al de su introducción y aceptación en la plataforma de negociación.

Para este fin, se establecen los siguientes parámetros:

– El agente podrá configurar un precio superior y un precio inferior (Psupi y Pinfi) para cada producto i, teniendo en cuenta la máxima variación del precio fijada por el Operador del Mercado y los precios definidos para ello.

– El Operador del Mercado fijará la máxima variación de precio (ΔPf), que tomará un valor de 5€/MWh y podrá ser modificado mediante la publicación de una Instrucción de Mercado por el Operador del Mercado.

– Los precios definidos (PD), para el producto i, sobre los que se aplicará la máxima variación indicada anteriormente, serán los siguientes:

● Precio de la última transacción efectuada en la sesión de negociación para dicho producto.

● En caso de que no hubiera ninguna transacción para dicha sesión de negociación, se utilizará el Precio Último de la sesión de negociación anterior, según el tipo de producto:

○ Intradiario: el Precio Último de la sesión de negociación del día anterior.

○ Diario: el Precio Último de la sesión de negociación del día anterior para el producto con mismo día de entrega. En caso de que no existiera, se utilizaría el Precio Último del producto diario con entrega en el día siguiente.

○ Fin de Semana: el Precio Último de la sesión de negociación del día anterior para el producto con los mismos días de entrega.

○ Resto de Mes y Mes Siguiente: para cada tipo de producto, el Precio Último de la sesión de negociación del día de negociación anterior, siempre que se mantenga el mismo mes de entrega.

● En caso de que no se cumpliese ninguna de las condiciones anteriores, no existiría precio definido para dicho producto y sesión.

En base a los anteriores valores, los límites de precio máximo y mínimo se calcularán, para cada producto i, agente, y sesión de negociación, del modo siguiente:

$$\max[0,\max[(PD_i - \Delta Pf),Pinf_i]]<P_i<\min[(PD_i+\Delta Pf),Psup_i]$$

Siendo:

P_i: precio de la oferta introducida por el agente para el producto i, en €/MWh.

PD_i: precio definido anteriormente para el producto i, en €/MWh.

ΔPf: máxima variación de precio fijada por el Operador del Mercado, que tomará un valor fijado mediante Instrucción de Mercado por el Operador del Mercado.

$Pinf_i$: precio inferior definido por el agente para el producto i, en €/MWh.

$Psup_i$: precio superior definido por el agente para el producto i, en €/MWh.

Límite de cantidad.

De acuerdo a la regla «Validación de ofertas», y con el fin de evitar errores indeseados en la introducción de cantidades por parte del agente en la plataforma de negociación, el agente podrá establecer un límite máximo de cantidad, de forma que si la cantidad introducida por su oferta, supera dicho límite, la oferta no será aceptada de forma inmediata, dándose un doble aviso al agente conforme a la regla «Validación de ofertas».

Dicho límite, que podrá ser diferente para cada tipo de producto, podrá ser introducido a través de la plataforma de registro y consultas, y será efectivo a partir de la sesión de

negociación del día posterior al de su introducción y aceptación en la plataforma de negociación.

4.3.6.2 Límites de precio admitidos para la negociación de productos compensados en la CCP.

Antes del inicio de la sesión de negociación, el Operador del Mercado, en base a la información proporcionada por la CCP, determinará los precios máximo y mínimo entre los que se puede enviar ofertas de cada producto para dicha sesión de negociación. Excepcionalmente, y mediante publicación de aviso en la plataforma de negociación, dichos límites podrán ser ampliados durante la sesión de negociación.

Los agentes podrán, en caso de que lo consideren necesario, y de manera justificada, solicitar una ampliación de los límites de precios a aplicar durante la sesión de negociación en curso. El Operador del Mercado podrá, en ese caso, y siempre de manera consensuada con la CCP, actualizar los mismos.

4.3.7 Aceptación de ofertas.

Sin perjuicio de lo establecido en la regla «Validación de ofertas», una oferta se considera aceptada cuando el Operador del Mercado emite la respectiva confirmación electrónica.

4.3.8 Modificación de ofertas.

Toda oferta que no haya sido casada y permanezca en el libro de ofertas podrá ser modificada por el agente mientras la sesión de negociación está en un estado que permita el envío de ofertas para el mismo producto y sesión. La oferta se considera modificada cuando, una vez realizadas las validaciones establecidas en la regla «Validación de ofertas», el Operador del Mercado emita la respectiva confirmación electrónica.

A los efectos de la regla «Casación de ofertas en mercado continuo», la modificación de una oferta supondrá la cancelación de la oferta original y la incorporación de una nueva oferta con los nuevos parámetros y condiciones introducidos.

4.3.9 Cancelación de ofertas.

Toda oferta que no haya sido casada y permanezca en el libro de ofertas podrá ser cancelada por el agente mientras la sesión de negociación está en un estado que permita el envío de ofertas para el mismo producto y sesión. Adicionalmente, estando la sesión finalizada (FIN), podrán ser canceladas las ofertas que extiendan su validez a sesiones de negociación posteriores, y, estando la sesión interrumpida (INT), todas las ofertas podrán ser canceladas. La oferta se considera cancelada cuando el Operador del Mercado emita la respectiva confirmación electrónica.

Asimismo, en caso de que se dé alguna de las circunstancias de la regla «Pérdida de autorización a negociar productos», las ofertas existentes en el libro de ofertas serán canceladas por el Operador del Mercado.

4.3.10 Tipos de ofertas.

4.3.10.1 Ofertas simples.

Las ofertas simples se caracterizan por lo siguiente:

– Incluyen la cantidad de producto a adquirir o entregar, así como el precio solicitado.
– Admiten la posibilidad de casación parcial.
– La cantidad no casada permanece en el libro de ofertas al precio incluido en la oferta.
– En cuanto a la validez temporal, pueden ser válidas exclusivamente para la sesión de negociación, cancelándose en caso de que no sea casada en el cierre de dicha sesión, o pueden extender su validez a sesiones de negociación del mismo producto en días posteriores.
– Una oferta o la oferta parcial que permanezca en el libro de ofertas tras una casación parcial, puede ser cancelada mientras la sesión de negociación esté en un estado que permita el envío de ofertas para el mismo producto.

4.3.10.2 Ofertas con condiciones.

Las ofertas con condiciones se clasifican según las diferentes condiciones de ejecución a las que estén sometidas. Estas ofertas sólo podrán ser enviadas para la negociación en mercado continuo.

Market Order:

Características:

– Incluyen únicamente la cantidad de producto a adquirir o entregar.
– Casan con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el libro de ofertas, independientemente de su precio.
– El precio de la transacción es el de la(s) oferta(s) con las que casa (preexistentes).
– Admiten la posibilidad de casación parcial.
– La cantidad no casada es eliminada y no permanece en el libro de ofertas.
– Se ejecutan en el momento de introducción, nunca permanecen, por lo que, además, no hay posibilidad de ser canceladas por el agente.

Fill and Kill:

Características:

– Incluyen la cantidad de producto a adquirir o entregar, así como el precio solicitado.
– Casan con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el libro de ofertas, en caso de que los precios sean aceptables, tal y como se define en la regla «Casación de ofertas en mercado continuo».
– Admiten la posibilidad de casación parcial.
– La cantidad no casada es eliminada y no permanece en el libro de ofertas.
– Se ejecutan en el momento de introducción, nunca permanecen, por lo que, además, no hay posibilidad de que puedan ser canceladas por el agente.

Fill or Kill:

Características:

– Incluyen la cantidad de producto a adquirir o entregar, así como el precio solicitado.
– Casan con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el libro de ofertas, en caso de que los precios sean aceptables, tal y como se define en la regla «Casación de ofertas en mercado continuo».
– No admiten la posibilidad de casación parcial, si no se casa toda la cantidad, la oferta es eliminada de forma completa.
– Se ejecutan en el momento de introducción, nunca permanecen, por lo que, además, no hay posibilidad de ser canceladas por el agente.

Iceberg:

Características:

– Incluyen la cantidad total de producto a adquirir o entregar, la parte reducida de esa cantidad que se quiere mostrar, así como el precio solicitado y, opcionalmente, una variación de precio para cada oferta nueva instanciada.
– En el libro de ofertas únicamente se muestra al resto de agentes una parte reducida de la cantidad total y el precio de la oferta.
– Al introducir una oferta Iceberg con un precio no competitivo, dicha oferta se incluye en el libro de ofertas, mostrando la parte reducida de la cantidad total y el precio especificados. El agente que introdujo la oferta podrá ver, adicionalmente, la cantidad total de dicha oferta, el precio inicial y la variación de precio introducida.
– Cuando la parte reducida visible de la oferta se casa en su totalidad, instantáneamente se genera de forma automática (se instancia) una nueva oferta en el libro de ofertas, siendo la cantidad, la parte reducida de la cantidad total, y el precio, el de la oferta visible preexiste en el libro de ofertas incrementado o reducido (en función de si es una oferta de venta o de compra) en la variación de precio especificada en el envío de la oferta.
– Si se introduce una oferta Iceberg con un precio competitivo, la cantidad a considerar será la cantidad total de la oferta Iceberg, registrando una transacción por cada oferta contraria con la que case. Además, si no casa la cantidad total, la cantidad visible que

aparecerá en el libro de ofertas, será como máximo la parte reducida especificada al crear la oferta, aunque la cantidad casada no haya sido múltiplo de dicha parte reducida.

– Si, existiendo una oferta Iceberg en el libro de ofertas, llega una oferta contraria con un precio competitivo y una cantidad superior a la cantidad visible de la oferta Iceberg, se llevarán a cabo transacciones diferentes por cada instanciación de la oferta Iceberg, cada una con su tiempo de creación y con su precio. La cantidad visible de la oferta Iceberg en el libro de ofertas, será la cantidad que haya quedado sin casar tras la última instanciación.

– Son válidas exclusivamente para la sesión de negociación para la que han sido enviadas.

– Además de las validaciones recogidas en la regla «Validación de ofertas», se comprobará que la parte reducida que se quiere mostrar de la oferta sea menor que la cantidad total del producto ofertada.

– Admiten la posibilidad de ser canceladas en los momentos en que se permite la cancelación de ofertas por la parte no casada.

– El Operador del Mercado podrá establecer por Instrucción de Mercado una cantidad mínima visible para este tipo de ofertas.

All or None:

Características:

– Incluyen la cantidad de producto a adquirir o entregar, así como el precio solicitado.

– No admiten la posibilidad de casación parcial.

– Casan con las ofertas más competitivas en sentido contrario existentes en el libro de ofertas, en caso de que los precios sean aceptables, tal y como se define en la regla «Casación de ofertas en mercado continuo».

– Si no se casa toda la cantidad, la oferta es almacenada en el libro de ofertas.

– Una vez en el libro de ofertas podrán ser casadas según la aplicación de la regla «Casación de ofertas en mercado continuo». Así mismo, podrán ser casadas si son seleccionadas directamente en el libro de ofertas por otro agente, independientemente de que existan ofertas más competitivas.

– Son válidas exclusivamente para la sesión de negociación para la que han sido enviadas.

– Admiten la posibilidad de ser canceladas en los momentos en que se permite la cancelación de ofertas.

4.4 Tipos de negociación.

4.4.1 Subastas.

En la negociación por subasta, los agentes pueden enviar ofertas de compra y venta para un producto determinado, siempre que el producto esté listado en la plataforma de negociación, tal y como viene definido en la regla «Sesiones de negociación. Calendario y horario».

Llegado el momento de cierre de la subasta, el Operador del Mercado integra todas las ofertas de compra y venta recibidas, constituyendo, respectivamente, las curvas agregadas de compra y venta para cada producto. El corte de ambas curvas permite obtener el precio marginal de la subasta, que es de aplicación para todas las ofertas casadas. Dicho precio se mostrará en el registro de transacciones realizadas de la plataforma de negociación, siendo público para todos los agentes. El proceso de casación se detalla en la regla «Casación de ofertas en subastas».

4.4.1.1 Tipos de subastas.

– Subastas de apertura: Son aquellas que tienen lugar en los momentos de apertura de la sesión de negociación de los diferentes productos. Se negocian los productos previamente a la negociación en mercado continuo, de forma que, el precio fijado en la subasta de apertura, sirva como referencia de precio en la apertura del mercado continuo.

– Subastas ante eventos: Son aquellas que se crean ante determinados eventos, como la alta volatilidad de los precios de un producto, la aparición de una necesidad de adquisición o entrega de un producto de forma regulada, etc. En estos casos, el Operador del Mercado puede interrumpir la negociación de un producto de una sesión de negociación abierta del

mercado continuo y abrir una subasta. Una vez finalizada la subasta, se reanuda el proceso de negociación continua.

– Subastas de cierre: Son aquellas que tienen lugar al final de la sesión de negociación de un producto, tras el periodo de mercado continuo.

4.4.1.2 Características de las ofertas en la negociación por subastas.

Las ofertas en la negociación por subastas tienen las siguientes características:

– Son ofertas simples, sin condiciones, o bien ofertas cuyas condiciones permitan su incorporación a la subasta.

– Cada oferta incluye la cantidad de producto a adquirir o entregar y el precio solicitado.

– Pueden ser incorporadas a la subasta ofertas de tres orígenes:

● Las ofertas simples que habían sido enviadas con anterioridad a subastas de fechas futuras son incorporadas automáticamente en la apertura de la subasta.

● Las ofertas válidas y no casadas en la sesión de negociación anterior en que se negoció este producto, y en las que el agente haya indicado que desea que continúen siendo válidas en las sesiones de negociación posteriores, son incorporadas automáticamente en la apertura de la subasta

● Las ofertas simples enviadas durante el proceso de recepción de ofertas de la subasta.

– Cada oferta tiene la opción de:

● Ser válida exclusivamente para la subasta, anulándose en caso de que la oferta no sea casada en la casación realizada en el momento del cierre de la subasta.

● Extender su validez a la sesión de negociación en mercado continuo posterior a la subasta en caso de que no haya resultado casada en la subasta, permaneciendo en el libro de ofertas de dicha sesión. Adicionalmente en este caso podrá elegir la opción de extender su validez a las sesiones de negociación del mismo producto posteriores.

– Admiten la posibilidad de casación parcial.

4.4.1.3 Información proporcionada en la plataforma de negociación en la negociación por subastas.

Durante una sesión de negociación, la información facilitada por el Operador del Mercado a un agente en la plataforma de negociación, para los productos que están siendo negociados en modo de subastas, es, al menos, la siguiente:

– Productos para los que esté habilitado a negociar durante la sesión de negociación y hora de finalización de la negociación e indicador de la existencia de ofertas, de compra o de venta, en una subasta en estado AUC.

– Libro de ofertas, que muestra, para un producto seleccionado, las ofertas de compra y venta enviadas por el agente para la sesión, ordenando las ofertas de más a menos competitiva, especificando precio y cantidad, así como el agregado de cantidad ofertada por el agente hasta el precio de cada oferta.

– Transacciones realizadas que muestra, para el producto seleccionado, las ofertas casadas al cierre de la subasta, especificando precio y cantidad.

– Registro de actividad del agente durante la sesión de negociación.

– Límite operativo del agente, identificando tanto la cuantía utilizada por sus operaciones en el mercado, como la cuantía libre para ser utilizada y cubrir nuevas operaciones. Esta información estará continuamente actualizada.

4.4.1.4 Casación de ofertas en subastas.

Se realizará la casación de las ofertas de venta y compra para cada producto subastado por medio del método de casación simple, que es aquél que obtiene de manera independiente el precio marginal, así como la cantidad de producto que se asigna para cada agente.

El precio de casación de cada producto será igual al precio del punto de corte de las curvas agregadas de venta y compra de dicho producto.

Se establecerá, para cada producto, el orden de precedencia de las ofertas de venta partiendo del tramo de oferta de menor precio, hasta llegar al tramo de oferta de mayor precio que haya sido ofertado, continuando la curva en vertical hasta el precio máximo admisible. En el caso de que existan tramos de ofertas de venta a un mismo precio, se considerarán que están en el mismo orden de precedencia.

Se establecerá, para cada producto, el orden de precedencia de las ofertas de compra partiendo del tramo de oferta de mayor precio, hasta llegar al tramo de oferta de menor precio que haya sido ofertado, continuando la curva en vertical hasta el precio mínimo admisible. En el caso de que existan tramos de ofertas de compra a un mismo precio, estos se considerarán que están en el mismo orden de precedencia.

El método de casación simple se desarrolla por medio de las siguientes operaciones:

1) Determinación del punto de cruce de las curvas de venta y compra, y obtención del precio marginal para el producto, que corresponde con dicho punto de corte.

2) Asignación a cada agente, por cada oferta de venta, la cantidad de producto correspondiente siempre que el precio de dicha oferta sea inferior o igual al precio marginal, con la consideración de las reglas de reparto a precio marginal.

3) Asignación a cada agente, por cada oferta de compra, la cantidad de producto correspondiente siempre que el precio de dicha oferta sea superior o igual al precio marginal, con la consideración de las reglas de reparto a precio marginal.

En el supuesto de que las curvas agregadas de venta y compra coincidan en un tramo horizontal, el precio marginal será el de la última oferta de venta y compra casada.

En el supuesto de que las curvas agregadas de venta y compra coincidan en un tramo vertical de la curva de venta y compra, el precio se calculará como el valor medio entre el precio superior y el precio inferior, redondeado al alza. El precio superior será el menor precio entre el menor precio de los tramos de compra casados y el menor precio de los tramos de venta no casados. El precio inferior será el mayor precio entre el mayor precio de los tramos de venta casados y el mayor precio de los tramos de compra no casados.

Una vez obtenido el precio marginal para cada producto, se realizará la asignación de cantidad entre ofertas de acuerdo con los siguientes criterios:

1) Se aceptará, al precio marginal, el total de cantidad ofertada para un producto, de aquellas ofertas de venta cuyos precios hayan quedado por debajo de dicho precio marginal.

2) Se aceptará, al precio marginal, el total de la cantidad ofertada para un producto, de aquellas ofertas de compra cuyos precios hayan quedado por encima de dicho precio marginal.

3) Al ser las curvas agregadas de venta y compra, curvas discretas por escalones, el cruce de las mismas puede originar una indeterminación en la asignación de cantidad que precise la aplicación de un criterio de reparto. En este supuesto y cuando el cruce de las curvas agregadas de venta y compra se produzca en un tramo horizontal de cualquiera de ellas, se procederá del modo siguiente:

a) En el caso de exceso de oferta de venta, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades que figuren en el tramo de las ofertas de venta de los vendedores cuyo precio coincida con el precio máximo de las ofertas de venta casadas.

b) En el caso de exceso de oferta de compra, este exceso se deducirá proporcionalmente de las cantidades que figuren en el tramo de ofertas de compra cuyo precio coincida con el precio mínimo de las ofertas de compra casadas.

c) Para evitar descuadres debidos al redondeo tras la aplicación de las deducciones de cantidad en caso de exceso de venta o compra a precio marginal, se aplicará el siguiente procedimiento:

i. Inicialmente, la cantidad asignada tras el reparto que no corresponda con un valor múltiplo de la mínima cantidad negociable de dicho producto se truncará al múltiplo de dicha cantidad.

ii. A continuación, se evalúa el descuadre D, producido (por diferencia con el total de cantidad de compra aceptada en caso de que el reparto afecte a las ofertas de venta o con el total de cantidad de venta aceptada en caso de que el reparto afecte a ofertas de compra). Se calcula N, el valor del descuadre D dividido por la cantidad mínima negociable, que indica

el número de ofertas que deben incrementar su asignación en un número de unidades de negociación equivalente a la cantidad mínima negociable para el producto correspondiente para corregir el descuadre.

iii. Finalmente se incrementa la asignación en un número de unidades de negociación equivalente a la cantidad mínima negociable a un número N de ofertas que entraron en el reparto, eligiendo en primer lugar las que quedaron con un valor residual más elevado tras el truncamiento al valor entero inferior. Ante igualdad de este valor residual, se elegirán las ofertas con mayor cantidad asignada a precio marginal. En caso de nueva igualdad, se elegirán las ofertas que hayan sido enviadas con anterioridad.

4.4.2 Mercado continuo.

En el tipo de negociación de mercado continuo, las ofertas pueden ser enviadas a la sesión de negociación siempre que la negociación esté en estado de mercado continuo, tal y como viene definido en la regla «Sesiones de negociación. Calendario y horario».

Igualmente, en caso de que el agente haya elegido la opción correspondiente, las ofertas no casadas de una subasta previa o las ofertas que no resultaron casadas en la sesión anterior en la que se negoció el mismo producto, entrarán a formar parte de la negociación en la apertura de la sesión en mercado continuo, sin perjuicio de lo establecido en la regla «Validación de ofertas».

Los agentes tendrán en todo momento acceso a los precios y cantidades de las ofertas presentadas por el resto de agentes y todavía disponibles en el libro de ofertas para la sesión de negociación en curso. Al introducir una oferta, la casación se realizará instantáneamente, en caso de que se cumplan las condiciones requeridas.

4.4.2.1 Información proporcionada en la plataforma de negociación en mercado continuo.

Durante una sesión de negociación, la información disponible para un agente en la plataforma de negociación para productos negociados en mercado continuo, se muestra de forma anónima, identificando exclusivamente las operaciones realizadas por el propio agente.

Esta información es, al menos, la siguiente:

– Productos para los que esté habilitado a negociar durante la sesión de negociación y hora de finalización de la negociación.

– Oferta más competitiva de compra y venta por producto, especificando precio y cantidad, así como el precio de la última oferta casada.

– Libro de ofertas que muestra, de forma anónima, para un producto seleccionado, las ofertas de compra y venta enviadas para la sesión por todos los agentes en torno al punto de equilibrio, ordenando las ofertas de más a menos competitiva, especificando precio y cantidad, así como el agregado de cantidad ofertada hasta el precio de cada oferta.

– Transacciones realizadas, que muestra, de forma anónima, las últimas ofertas casadas para el producto seleccionado, especificando precio y cantidad y ordenándolas por hora de casación descendente e identificando si han sido casadas en subastas o mercado continuo.

– Posición neta del agente, calculada en función de las ofertas casadas de venta y compra para un producto durante la sesión.

– Registro de actividad durante la sesión, tanto de la negociación en subastas como en mercado continuo.

– Límite operativo del agente, identificando tanto la cuantía utilizada por sus operaciones en el mercado, como la cuantía libre para ser utilizada y cubrir nuevas operaciones. Esta información estará continuamente actualizada.

4.4.2.2 Casación de ofertas en mercado continuo.

Las casaciones son efectuadas al precio más favorable, por lo que una oferta de compra al precio más elevado y una oferta de venta al precio más reducido tienen prioridad en relación a las demás ofertas del mismo tipo para un mismo producto y sesión de negociación. En caso de que dos ofertas incorporadas al libro de ofertas tengan el mismo precio, tendrá prioridad la oferta que haya sido enviada con anterioridad.

Las ofertas se procesan a medida que son introducidas en la plataforma de negociación, tal y como se establece a continuación:

– Si la oferta introducida es competitiva con ofertas preexistentes de sentido contrario en el libro de ofertas para dicha sesión, la oferta casa con dichas ofertas y la transacción es firme.

– Si la oferta introducida no es competitiva con las ofertas preexistentes de sentido contrario en el libro de ofertas para dicha sesión, la oferta queda incorporada al libro de ofertas.

– Si en el proceso de casación se analiza una oferta preexistente de tipo All or None que, siendo competitiva, no permite su casación completa, la oferta se ignora, y el proceso continúa analizando la siguiente oferta más competitiva.

El precio de la casación entre una oferta recién introducida en la plataforma de negociación y una oferta preexistente en el libro de ofertas, queda fijado como el precio que tenía la oferta preexistente. En caso de ofertas con condiciones, además del orden de prioridad de las ofertas, se tendrán en cuenta las condiciones establecidas para cada oferta. Una oferta que haya sido parcialmente casada y se mantenga en el libro de ofertas, mantiene su condición de oferta por la cantidad remanente.

4.5 Efectos de la casación.

Una vez que una oferta resulta casada, la transacción sólo podrá ser anulada según la regla «Anulación de transacciones». En cualquier otro caso, la transacción es firme, conllevando, si la oferta es de compra, una obligación de adquisición del producto, y, si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo, en el lugar de entrega indicado en la especificación del producto. Adicionalmente conlleva, respectivamente, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción.

Para los productos compensados en la CCP, según se produzca la casación, el Operador del Mercado enviará a la CCP la información de cantidades de energía y precios de la transacción de cada agente. En el momento de la casación, la CCP se interpondrá entre el agente comprador y el agente vendedor de la transacción, convirtiéndose en contraparte de ambos.

En cualquier caso, la transacción se entenderá perfeccionada en el momento de la casación y ejecutada en el momento de la notificación al GTS. La entrega en cada día de gas del producto se entenderá efectuada en el momento de la notificación.

Para aquellas transacciones cuya notificación sea responsabilidad del Operador del Mercado, la transacción se prenotificará, a efectos informativos, al GTS en el momento que haya sido perfeccionada. En el caso de haber perdido la condición de sujeto habilitado en el momento de la notificación, la entrega se entenderá no efectuada pero sí notificada, quedando sujeta a las normas de liquidación de desbalance y de las garantías del Mercado Organizado de Gas que se contemplen en las reglas de mercado y las NGGSG. Las transacciones del resto de los agentes permanecerán inalteradas.

Los derechos de cobro correspondientes a una transacción de venta de un producto no entregado quedarán a disposición del Operador del Mercado para atender posibles incumplimientos en el pago del agente, tal y como se detalla en la regla «Transacciones de venta no entregadas». Las obligaciones de pago correspondientes a una transacción de compra de un producto no entregado se mantendrán vigentes, teniendo el mismo tratamiento que el resto de las obligaciones de pago.

4.6 Anulación de transacciones.

El Operador del Mercado se reserva la posibilidad de anular transacciones bajo alguna de las siguientes condiciones:

1. En caso de error técnico en la plataforma de mercado o fallo notorio en la misma que provoquen que la transacción se haya casado incumpliendo las presentes reglas. En este caso, el Operador del Mercado podrá anular las transacciones sin avisar previamente a las partes involucradas, siempre dentro del día de negociación de la transacción.

Una vez solucionado el error en la plataforma de mercado, y tan pronto como sea posible, se notificará a los agentes involucrados en la cancelación, y se informará al resto de agentes a través de dicha plataforma.

2. A petición de los agentes. Las condiciones técnicas y administrativas para poder tramitar dicha anulación, así como su coste, vendrán detallados en una instrucción de mercado.

En este último caso, tras la recepción de una solicitud válida de anulación de una transacción se procederá a notificar a la contraparte para determinar si acepta la anulación de la transacción. En caso afirmativo, el Operador del Mercado anulará la transacción; en caso negativo, quedará a discreción del Operador del Mercado la cancelación de la misma, en los términos que se establezca por Instrucción de Mercado.

4.7 Prenotificaciones y notificaciones al GTS.

4.7.1 Principios generales.

Las transacciones serán notificadas al GTS, bien por el Operador del Mercado para productos spot, bien por la CCP para productos prompt.

Así mismo, el Operador del Mercado enviará al GTS las prenotificaciones asociadas a las transacciones de productos spot llevadas a cabo en las sesiones de negociación de dicho día, que incluirán, para cada casación, la suma de todas las cantidades de energía correspondientes a las transacciones de compra y de venta con entrega en cada día de gas, para cada sujeto que haya actuado en el Mercado Organizado de Gas. Para los productos de tipo Intradiario no se enviarán prenotificaciones.

El Operador del Mercado, o en su caso la CCP, enviará cada día al GTS las notificaciones asociadas a las transacciones llevadas a cabo con entrega el día siguiente de gas, que incluirán, para cada día, la suma de todas las energías correspondientes a las transacciones de compra y de venta con entrega en dicho día de gas para cada sujeto que haya actuado en el Mercado Organizado de Gas. Así mismo, el Operador del Mercado enviará al GTS las notificaciones de productos intradiarios.

Para aquellas transacciones cuya notificación sea responsabilidad del Operador del Mercado, la pérdida de la habilitación de un sujeto para enviar notificaciones desde el momento del perfeccionamiento de la transacción hasta su notificación, no podrá ser causa del rechazo de dicha notificación.

Los agentes dispondrán en la plataforma del mercado de toda la información relativa a las prenotificaciones y notificaciones asociadas a sus transacciones que han sido comunicadas por el Operador del Mercado al GTS, a efectos de su comprobación y verificación.

4.7.2 Plazos de comunicación.

Tras cada casación, MIBGAS, salvo error o incidencia, enviará al GTS las prenotificaciones de productos spot y las notificaciones de productos intradiarios asociados a dicha transacción.

Las notificaciones del resto de productos se enviarán una vez haya finalizado la sesión de negociación diaria.

4.7.3 Contenido mínimo de las prenotificaciones y notificaciones.

Cada prenotificación o notificación de transacciones contendrá, como mínimo, la siguiente información relevante:

1. Fecha de la prenotificación o notificación.
2. Código EIC del agente.
3. Día de entrega.
4. Lugar de entrega, según se especifique en el producto negociado.
5. Tipo de producto.
6. Energía asignada. La energía será el producto de la cantidad adjudicada por el valor de la unidad de negociación, en MWh/día.
7. Compra o venta.

4.7.4 Validaciones.

En cada envío de prenotificaciones y notificaciones, por cada día, tipo de producto y lugar de entrega, la suma de las cantidades de energía de venta será igual a la suma de las energías de compra.

En el momento en que se realiza la prenotificación, todos los agentes para los que se envíen prenotificaciones con fecha de entrega en un determinado día de gas, han sido habilitados por el GTS y están autorizados total o parcialmente.

La pérdida de habilitación de un sujeto para enviar notificaciones desde el momento del perfeccionamiento de la transacción hasta su notificación, no podrá ser causa del rechazo de dicha notificación. Esta regla será exclusivamente de aplicación para aquellas transacciones cuya notificación sea responsabilidad del Operador del Mercado. Para aquellas transacciones notificadas por una CCP, será de aplicación el Protocolo de colaboración para el intercambio de información entre el GTS y la CCP.

4.8 Consultas y reclamaciones.

Los agentes podrán efectuar consultas mediante la plataforma del mercado a los resultados de la casación, que serán analizadas y respondidas por el Operador del Mercado con la mayor diligencia posible.

Los agentes podrán reclamar el proceso de validación de ofertas en el plazo de cinco minutos tras la obtención de la confirmación electrónica. El Operador del Mercado analizará y, en su caso, subsanará cuanto antes el problema, manteniendo informado en todo instante al agente afectado.

Los agentes podrán reclamar los resultados de la casación en el plazo de cinco minutos tras su puesta a disposición. En este caso, el Operador del Mercado procederá a analizar la reclamación a la mayor brevedad, y, en su caso, subsanará, actuando de la siguiente manera:

– Si se trata de negociación en subastas, avisará inmediatamente a los agentes a través de la plataforma de negociación, pudiendo, en caso de resultar procedente tal reclamación, proceder a la subsanación del problema mediante la repetición de la subasta o a la anulación de la misma, retrasando, en caso de necesidad, la apertura del mercado continuo.

– Si se trata de negociación en mercado continuo, avisará inmediatamente a la contraparte de la transacción, procediendo, en caso de resultar procedente tal reclamación, a la anulación de las transacciones afectadas quedando las ofertas involucradas canceladas.

Los agentes podrán reclamar el cálculo del Límite Operativo Inicial en el plazo de treinta minutos tras su publicación. El Operador del Mercado responderá a la reclamación a la mayor brevedad y diligencia posible.

Los agentes podrán reclamar los resultados económicos de la casación, en el plazo de tres días hábiles tras su puesta a disposición. El Operador del Mercado analizará la reclamación y publicará los resultados económicos con la información corregida, en su caso. El Operador del Mercado informará al Comité de Agentes y a la CNMC.

5. Régimen de operación del mercado

5.1 Sala de Operación del Mercado.

El Operador del Mercado dispondrá de una Sala de Operación con personal competente, que estará operativa durante las sesiones de negociación.

5.2 Asistencia.

Siempre que haya una sesión de negociación abierta, el Operador del Mercado facilitará asistencia cualificada a los agentes de forma telefónica. A tal efecto, el Operador del Mercado incluirá en la Guía de Acceso al Mercado Organizado de Gas al menos dos números de teléfono para la comunicación con los agentes.

Esta asistencia tendrá, en todo caso, carácter informativo. Toda actuación por el agente en la plataforma de mercado será responsabilidad de éste.

5.3 Conversaciones de teléfono grabadas.

El Operador del Mercado grabará las comunicaciones telefónicas que sean mantenidas entre el personal del Operador del Mercado y los agentes, realizadas desde o hacia las líneas telefónicas situadas en la Sala de Operación, mediante el uso de equipos de telecomunicaciones de cualquier naturaleza, para servir como prueba de su realización, así como a efectos de supervisión del mercado efectuada por el Operador del Mercado o por las autoridades competentes.

Los agentes declaran expresamente el conocimiento y aceptación de dicha grabación. Estas grabaciones serán almacenadas en dispositivos de almacenamiento digital, tipo DVD y equivalentes. Estos dispositivos serán conservados posteriormente en un armario de seguridad adecuado y con cierre de seguridad. La existencia de estos archivos sonoros se pondrá en conocimiento de la Agencia de Protección de Datos, mediante el procedimiento adecuado.

El Operador del Mercado mantendrá actualizado en todo momento un registro de grabaciones, siendo responsable del carácter confidencial y reservado de las mismas, manteniendo en estricto secreto su contenido. La audición de las grabaciones podrá ser realizada previa solicitud escrita y motivada del agente afectado o de personal del propio Operador del Mercado, remitida al responsable de mercado del Operador del Mercado.

En el supuesto de aceptación de la solicitud:

a) En caso de solicitud por parte de personal del Operador del Mercado, la audición de las grabaciones se llevará a cabo en presencia del empleado solicitante y al menos dos personas autorizadas por el Operador del Mercado.

b) En caso de solicitud por un agente, la audición de las grabaciones se llevará a cabo en presencia de dos representantes del agente solicitante y al menos dos personas autorizadas por el Operador del Mercado.

En cualquier caso, se podrá solicitar una transcripción escrita de la grabación que deberá ser suscrita por las personas presentes en la audición. La denegación de cualquier solicitud de audición estará basada en causas objetivas que serán puestas en conocimiento del solicitante expresamente. Los archivos que contengan las grabaciones se encontrarán debidamente protegidos mediante las correspondientes claves. El sistema registrará todos los accesos a dichos archivos y la identificación de la clave de acceso utilizada.

El encargado del mantenimiento del sistema podrá acceder al mismo, única y exclusivamente, para la verificación de su correcto funcionamiento y siempre en presencia de una persona debidamente facultada por el Operador del Mercado.

Las grabaciones, debidamente identificadas, serán mantenidas en un registro por el Operador del Mercado durante cinco años desde la fecha de su grabación, procediéndose a su destrucción en los siete días siguientes a tal fecha. No obstante, cuando exista algún motivo justificado relacionado con infracciones administrativas, con una investigación policial en curso o con un procedimiento judicial abierto, las cintas afectadas podrán ser conservadas hasta su resolución.

5.4 Condiciones operativas para los agentes.

Los agentes deben operar en la plataforma del mercado con equipos informáticos y medios de comunicación de acuerdo a la Guía de configuración del puesto de agente. Es responsabilidad de los agentes disponer de equipos y accesos de comunicaciones que cumplan las especificaciones y mantenerlos continuamente operativos y actualizados a las versiones indicadas por el Operador del Mercado.

El Operador del Mercado comunicará con un preaviso razonable a los agentes todos aquellos cambios que sea necesario efectuar en los equipos y accesos de comunicaciones, al objeto de que estos puedan cumplir la obligación establecida en el párrafo anterior.

Los agentes son asimismo responsables de custodiar y conservar la validez de los certificados digitales de acceso a la plataforma del mercado, solicitando la renovación de las mismas cuando sea necesario. Así mismo, tendrán la obligación de solicitar la revocación de los certificados digitales asociados a personas cuyas facultades hayan sido revocadas.

5.5 Disponibilidad de los agentes.

Los agentes contarán con personal competente en la operación del Mercado Organizado de Gas. Siempre que una sesión de negociación esté abierta, dicho personal estará

disponible a través de los teléfonos de contacto que haya notificado el agente con dicho fin por los medios habilitados por el Operador del Mercado a tal efecto.

5.6 Comunicaciones a los agentes.

Las comunicaciones a los agentes se realizarán por los medios electrónicos que tenga establecidos el Operador del Mercado, pudiendo, en función de su contenido y confidencialidad, estar dirigidas a un agente concreto o a la totalidad de agentes.

Durante la sesión de negociación, el Operador del Mercado podrá enviar mensajes a los agentes a través de la aplicación de mensajes incluida en la plataforma del mercado. Es responsabilidad de los agentes leer y actuar conforme a las indicaciones dadas en dichos mensajes, siempre de acuerdo con lo dispuesto en las reglas del mercado.

5.7 Horarios de actuación en el mercado.

El Operador del Mercado respetará los horarios de las sesiones de negociación tal y como se establece en las presentes reglas. Sin perjuicio de lo anterior, ante sucesos o en casos excepcionales que así lo aconsejen, y previa notificación a los agentes a través de la plataforma del mercado, el Operador del Mercado podrá modificar los horarios de negociación, debiendo informar a la CNMC acerca de dichas modificaciones.

5.8 Actuación en casos excepcionales.

Siempre que se produzcan casos excepcionales que afecten significativamente al mercado, el Operador del Mercado, siempre de acuerdo a un principio de operación prudente, podrá adoptar las medidas estrictamente necesarias para la defensa de la integridad, buen funcionamiento, seguridad y transparencia del mercado, debiendo informar, en su caso, a la CNMC, al GTS, a la CCP y a los agentes afectados directamente por dicha excepcionalidad, o al conjunto de agentes si ésta afectara al mercado en general, acerca de las medidas tomadas y su respectiva justificación.

5.9 Participación de los agentes en las pruebas.

El Operador del Mercado podrá organizar pruebas relativas a la plataforma del mercado y al funcionamiento del mismo que requieran la participación de los agentes. En este caso, los agentes serán informados a través de los datos de contacto que hayan notificado por los medios habilitados por el Operador del Mercado. Es responsabilidad de los agentes participar en dichas pruebas.

5.10 Mantenimiento de la plataforma del mercado.

El correcto funcionamiento de la plataforma del mercado y la introducción de modificaciones en la misma puede en ocasiones requerir la realización de tareas de mantenimiento preventivo o correctivo que impidan su utilización en ciertos periodos de tiempo por los agentes. Siempre que estas operaciones sean predecibles o programadas, el Operador del Mercado avisará con antelación a los agentes de las tareas a realizar y el tiempo estimado de interrupción del servicio. Ante situaciones sobrevenidas, se avisará tan pronto se detecte la situación indicando igualmente la mejor estimación disponible sobre el tiempo de interrupción del servicio.

5.11 Sistema de Emergencia.

El Operador del Mercado dispondrá de una plataforma del mercado de respaldo, denominada Sistema de Emergencia, localizada en una ubicación diferente a la del Sistema Principal, que, en caso de la pérdida total o parcial de éste, permitan la operación normal del mercado.

Este Sistema de Emergencia estará sincronizado con el sistema principal, de forma que, en caso de una situación que exija su utilización, la información relevante del sistema principal se encuentre replicada en el Sistema de Emergencia, desde el que se podría operar con normalidad.

Dado que el proceso de paso del sistema principal al de smergencia requiere un tiempo y que, dependiendo del tipo de fallo causante del cambio, puede que no todas las ofertas que estuvieran introducidas en el sistema principal, lo estén en el de emergencia, se habilitará el tiempo necesario al pasar de un sistema al otro para que los agentes puedan

revisar las ofertas existentes en el Sistema de Emergencia y, si lo deseen, puedan cancelar aquellas que no quieran que continúen vigentes.

Se publicará mediante instrucción de mercado los procesos de traslado de la operación al Sistema de Emergencia y los protocolos de detalle y forma de actuar establecidos para la operación en emergencia.

6. Resultados económicos, facturación, cobros y pagos y garantías gestionados por MIBGAS

6.1 Principios generales.

Para los productos spot, los procesos de facturación, gestión de cobros y pagos y garantías serán prestados por MIBGAS, en calidad de Operador del Mercado y Gestor de Garantías, de acuerdo a las presentes reglas de mercado, así como a las NGGSG. En el caso de los productos prompt, dichos procesos serán prestados por la CCP de acuerdo a sus propias reglas.

En su caso, el Operador del Mercado o la CCP, actuará como contraparte vendedora ante todos los compradores y como contraparte compradora ante todos los vendedores.

Por lo tanto, esta regla «Resultados económicos, facturación, cobros y pagos y garantías gestionados por MIBGAS», es de aplicación sólo para el primer caso.

6.2 Resultados económicos de la casación.

El Operador del Mercado determinará los resultados económicos de cada agente por las ofertas de compra o de venta que hayan resultado casadas de cada cartera de negociación de su titularidad, por producto, sesión de negociación y tipo de negociación.

Con este propósito, el Operador del Mercado realizará las correspondientes anotaciones en cada cuenta de registro, con información del agente y la cartera de negociación.

6.2.1 Resultados económicos de la casación en subastas.

Como resultado de las ofertas de compra y de venta casadas mediante la negociación en subastas, se generarán anotaciones en cuenta para cada transacción resultante. En cada cuenta de registro, por cada oferta de venta de una cartera de negociación asociada que haya resultado casada, se anotará un derecho de cobro (DCS) igual a:

$$DCS(cn,p,s,sb) = UNS(cn,p,s,sb) * PM(p,s,sb) * nd$$

En cada cuenta de registro, por cada oferta de compra de una cartera de negociación asociada que haya resultado casada, se anotará una obligación de pago (OPS) igual a:

$$OPS(cn,p,s,sb) = UNS(cn,p,s,sb) * PM(p,s,sb) * nd$$

Siendo:

cn: cartera de negociación de titularidad del agente,
nd: n.º de días del periodo de entrega del producto casado en la subasta sb,
p: producto casado en la subasta sb,
s: sesión de negociación,
sb: código de la subasta,
UNS(cn,p,s,sb): cantidad de unidades de negociación casadas de la cartera cn, producto p, en la subasta sb de la sesión de negociación s,
PM(p,s,sb): precio marginal del producto p, resultado de la subasta sb, de la sesión de negociación s.

6.2.2 Resultados económicos de la casación en mercado continuo.

Como resultado de las ofertas de compra y de venta casadas mediante la negociación en mercado continuo, se generarán anotaciones en cuenta para cada transacción resultante. En cada cuenta de registro, por cada oferta de venta de una cartera de negociación asociada que haya resultado casada, se anotará un derecho de cobro (DCC) igual a:

DCC(i,cn,p,s) = UNC(i,cn,p,s) * PT(i,cn,p,s) * nd

En cada cuenta de registro, por cada oferta de compra de una cartera de negociación asociada que haya resultado casada, se anotará una obligación de pago (OPC) igual a:

OPC(i,cn,p,s) = UNC(i,cn,p,s) * PT(i,cn,p,s) * nd

Siendo:

i: código de la transacción en el mercado continuo,
cn: cartera de negociación de titularidad del agente,
nd: n.º de días del periodo de entrega del producto casado en la transacción i,
p: producto negociado,
s: sesión de negociación,
UNC(i,cn,p,s): cantidad de unidades de negociación casadas en la transacción i, de la cartera de negociación cn, para el producto p en la sesión de negociación s,
PT(i,cn,p,s): precio de la transacción i, de la cartera de negociación cn, para el producto p en la sesión de negociación s.

6.2.3 Publicación de los resultados económicos.

El Operador del Mercado pondrá a disposición de cada agente, cada día de negociación, las anotaciones en cuenta correspondientes a los resultados económicos de sus transacciones, respetando el anonimato de la negociación en el mercado, tanto en la casación como en la liquidación, y las normas de confidencialidad establecidas en estas reglas. Asimismo, pondrá a disposición de cada agente la información agregada del conjunto de anotaciones de sus transacciones por día de entrega, y la información agregada del conjunto de anotaciones de sus transacciones por día de negociación.

A efectos de la publicación de las anotaciones, se establece que los importes de signo negativo corresponden a obligaciones de pago y los importes de signo positivo a derechos de cobro. Asimismo, las cantidades de unidades de negociación casadas en las ofertas de compra tendrán signo positivo y las casadas en ofertas de venta tendrán signo negativo. Los valores agregados podrán mostrarse sin signo siempre que se indique a qué concepto corresponden.

6.2.4 Firmeza de los resultados económicos de la casación.

Los resultados económicos de la casación de un agente serán provisionales por los siguientes motivos:

a) La existencia de reclamaciones pendientes respecto del desarrollo de alguna sesión de negociación.
b) Estar abierto el plazo para recepción de reclamaciones a los resultados económicos.
c) La existencia de reclamaciones pendientes de resolución respecto de los resultados económicos.

Los resultados económicos se considerarán definitivos salvo que se produzca alguno de los motivos a que se refieren los párrafos anteriores.

6.3 Facturación.

6.3.1 Principios generales.

En lo que se refiere a la regla «Facturación», los sujetos titulares de transacciones de compra que hubieran perdido la condición de agente por alguna de las causas contempladas en la regla «Baja de un agente en el mercado», se incluirán en el término agente sin pérdida de generalidad.

6.3.2 Agentes a los que se realiza la facturación.

Se realizará la facturación a los agentes por cada una de sus cuentas de registro y cuenta de consolidación asociada. A los efectos de las presentes reglas, todo agente por sus transacciones de venta será considerado agente vendedor. De igual manera, todo agente por sus transacciones de compra será considerado agente comprador.

Todo agente vendedor figurará como proveedor en la factura por sus ventas al Operador del Mercado, que será el destinatario. Todo agente comprador será destinatario de factura por sus compras en la que el Operador del Mercado será el proveedor.

Los agentes podrán, por tanto, ser proveedores y destinatarios de facturas en el mismo periodo de facturación.

6.3.3 Determinación de las transacciones de compra-venta en el Mercado Organizado.

La determinación de las transacciones que se producen en el Mercado Organizado de Gas es necesaria para que se pueda realizar la facturación de manera adecuada.

En cada transacción de venta de un agente, el Operador del Mercado será la contraparte compradora. En cada transacción de compra de un agente, el Operador del Mercado será la contraparte vendedora.

6.3.4 Expedición de la factura.

Las transacciones de venta que se produzcan en el Mercado Organizado de Gas serán documentadas por el Operador del Mercado mediante facturas expedidas por dicha entidad en nombre y por cuenta del agente vendedor.

Los datos relativos a la identificación del destinatario de la operación serán los correspondientes al Operador del Mercado. Los datos relativos a la identificación del proveedor serán los correspondientes al agente vendedor.

El Operador del Mercado expedirá una factura por las transacciones de compra a cada agente comprador, en la que los datos relativos a la identificación del proveedor serán los correspondientes al Operador del Mercado y los datos del destinatario de la factura serán los del agente comprador.

6.3.5 Conceptos incluidos en la factura.

La factura incluirá, además de los datos del vendedor y del comprador, tal como se indica en el punto «Expedición de la factura», los siguientes conceptos:

– Serie de factura para cada factura de venta de un agente vendedor y numeración correlativa.

– Serie de factura para cada factura de venta del Operador del Mercado por sus ventas a un agente comprador, con numeración correlativa.

– Fecha de expedición.

– Fecha de vencimiento. Será el día de pagos si es factura a un agente comprador, o día de cobros, si es factura de un agente vendedor, de acuerdo con lo dispuesto en la regla «Cobros y pagos».

– En el caso de la factura a un agente comprador, los siguientes datos de cabecera de factura del agente, referidos a la sede de la actividad económica o del establecimiento permanente al que se suministra la energía, en caso de que se trate de un sujeto pasivo revendedor según la Directiva 2006/112/EC, o los datos de su establecimiento situado en el territorio en el que se consume la energía en el caso de otros sujetos pasivos: Razón social del agente, persona a cuya atención se expide la factura, código de identificación fiscal (CIF), dirección, código postal, ciudad, provincia, país.

– En el caso de la factura de un agente vendedor, se incluirán los mismos datos de cabecera de factura que se han comunicado para la factura como comprador.

La factura incluirá el valor de los resultados económicos de las transacciones del agente de compra o de venta según la factura de que se trate, referidas a productos con entrega en los días de gas comprendidos en el periodo de facturación. El valor de los resultados económicos será calculado por el Operador del Mercado de acuerdo con las Reglas del Mercado Organizado de Gas. Los valores agregados por periodo de facturación que constarán en la factura de cada agente, junto con los impuestos y tasas aplicables, se calcularán el día siguiente al del fin del periodo de facturación.

La factura del agente vendedor incluirá el importe a cobrar por las transacciones de venta que hubieran sido entregadas de acuerdo con las Reglas del Mercado Organizado de Gas. La factura del agente comprador incluirá el importe a pagar por las transacciones de compra que hubieran sido ejecutadas de acuerdo con las presentes reglas. Asimismo, se incluirán las tasas e impuestos que reglamentariamente sean de aplicación.

Los agentes comunicarán los datos relativos a su establecimiento, así como cualquier variación que en ellos se produzca, que servirán de base para la determinación del régimen de tributación aplicable.

6.3.6 Datos de los agentes para efectuar la facturación.

Será requisito imprescindible para obtener el alta como agente haber aportado todos los datos necesarios para que se pueda efectuar la facturación al agente. Cualquier alta y modificación de dichos datos deberá solicitarse a través de la plataforma de registro y consultas, siendo aceptada por el Operador del Mercado si la solicitud es correcta.

Los cambios que se produzcan en dichos datos cuando afecten a la facturación, no tendrán efecto sobre fechas cuya factura ya se hubiera expedido.

6.3.7 Período de facturación.

La facturación se realizará el primer día hábil de la semana para todos los días de gas de la semana anterior de lunes a domingo.

6.3.8 Facturación electrónica.

Las facturas serán expedidas de forma electrónica utilizando una firma electrónica avanzada del Operador del Mercado basada en un certificado reconocido y creada mediante un dispositivo seguro de creación de firma.

Las facturas expedidas electrónicamente podrán descargarse a través de la plataforma de registro y consultas, lo que garantiza, a su vez, la confidencialidad. La factura electrónica se expedirá en formato XML siguiendo el formato estructurado de la factura electrónica Facturae, versión 3.2 o superior, y de firma electrónica conforme a la especificación XMLAdvanced Electronic Signatures (XAdES). Asimismo, se publicará el contenido de la factura en formato fácilmente legible.

Los agentes podrán comprobar, una vez recibida la factura, a través del mecanismo de verificación de firma:

– La autenticidad del origen de las facturas, es decir, que éstas han sido expedidas por el Operador del Mercado.
– La integridad del contenido, es decir, que no han sido modificadas.
– Que el certificado de creación de firma del Operador del Mercado no ha sido revocado.

Para facilitar la obligación de conservación de la factura, el Operador del Mercado mantendrá en su base de datos los ficheros de facturación electrónica permanentemente a disposición del agente.

6.3.9 Facturas rectificativas.

En caso de error en la factura, en los supuestos recogidos en la normativa vigente, el Operador del Mercado expedirá factura rectificativa, en la que constará la rectificación de los datos que, en el caso de rectificación en importes y/o energías, serán las diferencias con los anteriores.

6.3.10 Obligaciones fiscales del Operador del Mercado relativas a la facturación.

El Operador del Mercado relacionará en su declaración anual de operaciones con terceras personas, en los términos previstos por el Real Decreto 1065/2007, de 27 de julio, por el que se aprueba el reglamento general de las actuaciones y los procedimientos de gestión e inspección tributaria y de desarrollo de las normas comunes de los procedimientos de aplicación de los tributos, las operaciones realizadas por los vendedores y por los compradores, que hayan sido documentadas con arreglo a lo indicado en el punto «Expedición de la Factura», indicando respecto de cada vendedor y de cada comprador el importe total de las operaciones efectuadas durante el periodo a que se refiera la declaración, en la que se harán constar como compras las ventas de energía imputadas a cada vendedor y como ventas las compras de energía imputadas a cada comprador.

Asimismo, el Operador del Mercado realizará la liquidación del Impuesto del Valor Añadido, del Impuesto Especial de Hidrocarburos y de cuantos otros impuestos y tasas se hubieran aplicado en las facturas, en los términos legalmente establecidos, como sujeto pasivo y contribuyente de dichos impuestos.

6.3.11 Obligaciones de los sujetos relativas a la facturación.

A efectos de facturación, los agentes reconocen y declaran expresamente el completo conocimiento de todas sus obligaciones en el ámbito fiscal en referencia a las actividades por las que el Operador del Mercado va a expedir factura en su nombre, en caso de ventas, o va a poner a su disposición la factura, en caso de compras. El Operador del Mercado no se hace responsable en ningún caso y en modo alguno de cualquier incumplimiento por parte de los agentes de la normativa fiscal que les sea aplicable en cada momento.

Los agentes facilitarán al Operador del Mercado cualquier información necesaria que les sea requerida para el buen funcionamiento del sistema de facturación.

6.4 Cobros y pagos.

6.4.1 Consideraciones previas.

El mismo día que se publique la factura, se emitirá nota de abono o cargo a partir de las facturas expedidas y otros conceptos que sean de aplicación.

Los agentes que resulten deudores, deberán efectuar los pagos correspondientes en los plazos que se determinen en las presentes reglas tras la publicación anterior. Por otra parte, los agentes que resulten acreedores recibirán los cobros que les correspondan en los plazos que se determinen mediante las presentes reglas.

Los pagos y cobros de los agentes se agregarán en su cuenta de consolidación.

6.4.2 Definición de parámetros.

Se definen a continuación los siguientes parámetros para los pagos y cobros de los agentes:

N: día de publicación de los cobros y pagos a realizar. Coincidirá con el día en que se publique la factura

P: día de pagos, coincidirá con el segundo día que sea día hábil y día bancario posterior al día N. En aquellas semanas en las que coincidan, de lunes a viernes, tres días entre no hábiles y no bancarios, el día de pagos será el día hábil y bancario posterior al día N.

C: día de cobros, que podrá coincidir con el día P, o, en caso de no disponer del importe total de los pagos a tiempo, con el día bancario posterior.

En ausencia de festivos el día N coincidirá con un lunes, el día P con un miércoles y el día C podrá ser el mismo miércoles o el jueves.

6.4.3 Características de las notas de abono o cargo.

6.4.3.1 Publicación de las notas de abono y cargo.

El Operador del Mercado, el día N, publicará a cada agente, a través de la plataforma de registro y consultas, las notas de cargo o abono por cuenta de consolidación, que indicarán el importe neto a pagar o cobrar.

La nota de abono o cargo incluirá:

1. Las facturas del agente en el periodo de facturación. Se incluirán las facturas expedidas por el Operador del Mercado en nombre del agente por sus ventas, y las expedidas por el Operador del Mercado al agente por sus compras.

2. Las facturas que se hubieran modificado como resultado de la resolución de incidencias, o por otros de los motivos recogidos en las reglas del mercado, tales que el día hábil anterior al de su publicación pertenezca al periodo de facturación.

3. Todas aquellas correcciones que pudieran surgir en el desarrollo habitual de los cobros y pagos, tales como penalizaciones, intereses de demora o pagos en exceso, correcciones por movimientos en los saldos en efectivo que los agentes hubieran aportado o cualquier otro movimiento de efectivo que fuera necesario incluir en esta nota.

4. En caso de que un agente hubiese incumplido el pago de un periodo de facturación pasado, y dicho pago hubiese estado cubierto en parte con derechos de cobro de periodos de facturación futuros, llegado dicho periodo de facturación el abono de los derechos de cobro, en la cantidad que sea necesaria, no se destinará al agente sino al pago a los agentes acreedores en el periodo de facturación en el que se produjo el incumplimiento, más

los intereses de demora. Este hecho se documentará en las notas de abono de los agentes afectados, tanto el deudor incumplidor como los acreedores.

5. Las retenciones que fuera necesario efectuar a un agente, de acuerdo con la regla «Derechos de los agentes que resulten acreedores» y «Requerimientos por transacciones de venta».

6. Cualquier otra causa conocida en el momento de publicar la nota de abono o cargo por la que el agente tuviera limitado el derecho al cobro de todo o parte de los derechos de cobro.

Así mismo, la nota de crédito o débito podrá incluir el detalle del pago de la comisión bancaria a la que hace referencia la regla «Otros conceptos».

El Operador del Mercado publicará a los agentes su correspondiente nota de cargo o abono en la que se hará constar, en su caso, lo siguiente:

Nombre del agente.

– Nombre de la cuenta de consolidación.
– Fecha de vencimiento, que será el día P si es un cargo, y el día C si es un abono.
– Fecha y hora límite del pago.
– Cuenta del Operador del Mercado en la que se debe recibir el pago, en su caso.
– Cuenta del agente en la que se efectuará el pago, en su caso.

Asimismo, contendrá el detalle de cada factura de cada agente incluida, en concreto:

– Referencia a la factura expedida.
– Resultado de dicha factura.

Se indicará, asimismo, el importe total a pagar o cobrar resultado de la suma de todos los conceptos incluidos en la nota.

6.4.3.2 Nueva publicación de las notas de abono y cargo.

En ciertos supuestos, que se indican a continuación, el Operador del Mercado, previa notificación a los agentes, publicará una segunda versión de la nota de cargo o abono con posterioridad al día N. Estos supuestos son, entre otros, los siguientes:

Si el día de pagos se produce una situación de impago que origine un prorrateo entre los acreedores según se establece en la regla «Régimen de impagos e intereses de demora», se publicarán nuevas notas de abono de cada agente acreedor, para recoger el prorrateo de la cantidad impagada, y posteriormente nuevas notas para considerar el saldo de la deuda más los intereses.

Cualquier otra causa conocida en el momento de publicar la nota de abono o cargo por la que el agente tuviera limitado el derecho al cobro de todo o parte de los derechos de cobro.

6.4.4 Cuenta designada por el Operador del Mercado para la realización de los cobros y pagos.

El Operador del Mercado designará una cuenta de tesorería en un banco o entidad financiera de ámbito nacional a los efectos establecidos en las presentes reglas. Esta cuenta será de titularidad del Operador del Mercado, que la utilizará para ordenar los cargos y abonos en dicha cuenta por las transacciones del Mercado Organizado de Gas.

6.4.5 Obligaciones de los agentes que resulten deudores.

El agente que resulte deudor deberá ingresar la cantidad que le corresponda abonar, incluyendo los impuestos que estén establecidos en cada momento. Los gastos derivados de los pagos serán por cuenta del agente.

El plazo máximo en que deberá realizarse el pago no podrá ser después de las 10 horas de la fecha de pagos P indicada en el punto «Cobros y pagos». El pago deberá realizarse en la cuenta de tesorería designada por el Operador del Mercado.

Los agentes aceptan que todo pago emitido para cubrir las obligaciones contraídas en el Mercado Organizado de Gas tiene carácter irrevocable.

El deudor no se liberará de su obligación de pago sino cuando éste sea ingresado completamente en la cuenta del Operador del Mercado.

Los agentes ordenantes de las Transferencias bancarias deberán incluir en éstas, para su rápida identificación por la entidad bancaria, su código de agente.

6.4.6 Derechos de los agentes que resulten acreedores.

El Operador del Mercado cursará instrucciones al banco o entidad financiera en la que se mantenga la cuenta de tesorería sobre la realización de los pagos, en favor de los agentes que hubieran resultado acreedores. El Operador del Mercado emitirá los pagos a los acreedores en la cuenta que éstos hayan previamente comunicado.

Los datos de la cuenta bancaria para cobros del agente sólo podrán ser comunicados y modificados mediante solicitud, a través de la plataforma de registro y consultas por persona apoderada del agente, siendo aceptada por el Operador del Mercado si los datos de la cuenta bancaria son completos y no contienen errores. Se admitirá, si el agente lo desea, que el titular de la cuenta no sea el propio agente.

El día en que deberá realizarse el abono será el día de cobros C definido en el punto «Cobros y Pagos» para los agentes que hayan resultado acreedores. En el caso de que la cuenta bancaria del acreedor esté abierta en una entidad que no opere en el ámbito de la Zona Única de Pagos en Euros (SEPA), no se garantizará la recepción del cobro con fecha valor del día de cobros C.

El pago contra la citada cuenta de tesorería lo realizará la entidad bancaria dentro del mismo día y misma fecha valor indicada en el párrafo anterior. Cualquier gasto originado en la entidad receptora de la transferencia en los cobros de los agentes será por cuenta del agente.

No obstante, lo anterior, al efecto de la disposición de los derechos de cobro en el cálculo del Límite Operativo Inicial, se considerará que dichos derechos de cobro se entienden por cobrados y dejan de estar disponibles para su uso cuando se calcule la cantidad a cobrar que debe ser incluida en la nota de abono del periodo de facturación correspondiente publicada el día N.

El Operador del Mercado retendrá todo o parte de los cobros acreditados de un titular en un periodo de facturación si fueran necesarios para cubrir su requerimiento de garantías. Dichas cantidades retenidas serán informadas en la nota de abono o cargo y, una vez sean efectivas, serán traspasadas al Gestor de Garantías como garantía en efectivo del titular de la cuenta de garantías, y serán asignadas a su cuenta de asignación del mercado.

6.4.7 Régimen de impagos e intereses de demora.

En el supuesto de impago o retraso en el pago, el agente deudor incumplidor podrá estar obligado al pago de una penalización del 0,01 % de la cantidad impagada, con un mínimo de 400 EUR, que el Operador del Mercado, en su caso, le facturará. En caso de impago de la penalización, el Operador del Mercado podrá, bien incluirlo en la siguiente nota de abono o cargo, bien solicitar al Gestor de Garantías la ejecución de sus garantías.

Las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora, a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente, tal y como se determina a continuación:

Si a las 11 horas de la fecha de pago el banco del Operador del Mercado no ha recibido notificación firme de la ejecución del pago con fecha valor día de pagos o anterior, emitirá un certificado, indicando el titular y el importe incumplido. Tras recibir esta notificación el Operador del Mercado actuará conforme al siguiente procedimiento:

– Si no se ha podido constatar que el pago haya sido ordenado, el Operador del Mercado solicitará al Gestor de Garantías, previa notificación al interesado, la ejecución de la garantía constituida, conforme se establece en el punto «Incumplimiento en el pago en el mercado».

– En caso de que el pago esté siendo cubierto con derechos de cobro futuros, se utilizarán éstos para hacer frente al importe impagado.

– Si el Gestor de Garantías hace efectivo en la cuenta del Operador del Mercado el importe ejecutado antes del día de cobros, o si el pago se ha retrasado hasta la fecha del día de cobros, el Operador del Mercado efectuará el conjunto de los pagos previstos.

– Si el día en que el pago resulta exigible el Gestor de Garantías no ha podido hacer efectivo el ingreso en la cuenta del Operador del Mercado del importe ejecutado para cubrir la cantidad completa adeudada, o el pago se ha retrasado más allá de la fecha del día de cobros, el Operador del Mercado minorará a prorrata, en la cantidad adeudada, los cobros de los agentes que resulten acreedores.

– La cantidad adeudada devengará intereses de demora, con un mínimo de 400 euros, a cargo del agente incumplidor. El total adeudado será el término D que se describe en la fórmula que figura a continuación

– Al efecto de saldar la deuda del deudor incumplidor, si ésta no quedara saldada con la ejecución de las garantías, el Operador del Mercado retendrá los cobros que el deudor acredite en liquidaciones futuras hasta el importe necesario para cubrir la cantidad adeudada más los intereses de demora.

– El Operador del Mercado procederá a realizar la correspondiente regularización entre los acreedores una vez saldada la deuda, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los acreedores. A este efecto repartirá la cantidad D a prorrata entre los acreedores en ese periodo de facturación.

La cantidad D adeudada se calculará según la fórmula siguiente:

$$D = E + Max[E*i*P/360;400]$$

Siendo:

D: Cantidad adeudada, incluidos intereses de demora.
E: Cantidad adeudada y no pagada, excluidos intereses de demora.
i: Tipo de interés de demora aplicable.
P: Periodo de liquidación de intereses, expresado en días.

El tipo de interés de demora aplicable será el resultante de aplicar el tipo de interés interbancario según el tipo €STR (Euro Short-term Rate) que publique diariamente el Banco de España más tres puntos porcentuales.

Con independencia de lo anterior, el deudor incumplidor en el Mercado Organizado de Gas será responsable de todos los daños y perjuicios causados por el retraso.

6.4.8 Calendario de cobros y pagos.

Cada año, y tras publicarse los días festivos nacionales y de la Comunidad Autónoma de Madrid, así como conocerse los días bancarios, el Operador del Mercado presentará a los agentes un calendario de fechas de pagos y cobros para el siguiente ejercicio, desde el 1 de enero hasta el 31 de diciembre del siguiente año, teniendo en cuenta los días hábiles y los días bancarios. Este calendario detallará, asimismo, las fechas de comunicación de los cargos y abonos para cada periodo de facturación. El Operador del Mercado se reserva el derecho de modificar estas fechas, siempre y cuando exista un preaviso de al menos un mes y siempre ante motivo justificado.

6.4.9 Otros conceptos.

MIBGAS podrá repercutir a los agentes otros conceptos, como la comisión bancaria aplicable por la entidad financiera en la que está depositada la cuenta para las liquidaciones del mercado.

Los intereses devengados en esta cuenta, sean positivos o negativos, u otros cargos que aplique la entidad bancaria por los saldos en efectivo, menos los posibles costes de la misma y menos un máximo de 15 puntos básicos de tipo de interés, que podrá conservar MIBGAS en concepto de comisión de gestión, se trasladarán a los agentes que hayan aportado los depósitos en efectivo en proporción a éstos.

Los detalles de la comisión imputable, así como cualquier otro concepto, podrán ser publicados mediante Instrucción de Mercado.

6.5 Transacciones de venta no entregadas.

Los derechos de cobro de las transacciones de venta no entregadas, de acuerdo con lo establecido en la regla «Intercambio de información con el GTS para la autorización de agentes» quedarán a disposición del Operador del Mercado, que los utilizará según el siguiente orden de prioridad:

1.º Se cubrirán las obligaciones de pago pendientes en el Mercado Organizado de Gas del agente que ha perdido la condición de agente.

2.º Se pondrán a disposición del Gestor de Garantías en la cantidad necesaria para cubrir los impagos por desbalances del sujeto que ha perdido la condición de agente, así como, posteriormente, cualquier otra obligación económica pendiente con el sistema gasista notificada por el GTS, en los términos establecidos normativamente, en particular, en el artículo 29.8 del Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso a terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

Esta regla será exclusivamente de aplicación para aquellos derechos de cobro generados por transacciones cuya notificación sea responsabilidad del Operador del Mercado.

6.6 Garantías.

6.6.1 Consideraciones previas.

Los agentes deberán disponer de una cuenta de consolidación asociada tal como se establece en las Reglas del Mercado Organizado de Gas. En dicha cuenta de consolidación se anotarán las responsabilidades del agente que deben ser cubiertas con garantías como resultado de su participación en el Mercado Organizado de Gas.

Los agentes deben prestar garantías al Gestor de Garantías para dar cobertura suficiente a sus operaciones en el mercado, de acuerdo a las NGGSG. La obligación de prestación de garantía del agente se entenderá satisfecha mediante la asignación de garantías por el titular de la cuenta de asignación del mercado vinculada a su cuenta de consolidación.

Cada cuenta de consolidación estará vinculada una cuenta de asignación del Mercado, en la que su titular asignará el importe de las garantías formalizadas para dar cobertura a su participación en el mercado, de acuerdo a las NGGSG. La garantía requerida a cada agente deberá ser suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas derivadas de sus transacciones y el resto de obligaciones establecidas en las reglas, de tal modo que se garantice a los acreedores el cobro íntegro del importe de sus transacciones de venta, al precio de las mismas, así como los demás conceptos incluidos en la regla «Conceptos incluidos en la factura» y en el mismo día que se produzca la liquidación del periodo correspondiente.

6.6.2 Requerimientos por transacciones de venta.

Toda transacción de venta realizada en un día llevará asociado un requerimiento de garantías por el valor del derecho de cobro generado en dicha transacción, que estará vigente hasta que el GTS autorice su liberación según la regulación aplicable.

Diariamente, en aplicación de los artículos 24 y 25 de la Circular 2/2020 de la CNMC y su desarrollo regulatorio, el GTS comunicará al Operador del Mercado la última fecha en la que cada agente estuvo al corriente de sus obligaciones de pago de los recargos por desbalance y de la constitución de garantías por desbalance. Tras dicha comunicación, el Operador del Mercado cerrará, para cada agente, todos sus requerimientos asociados a transacciones de venta con entrega en la antedicha fecha y en los días anteriores. El resto de requerimientos permanecerán vigentes, por lo que los derechos de cobro a los que están asociados tendrán la consideración de retenidos.

En virtud de los artículos 24 y 25 de la Circular 2/2020 de la CNMC, el GTS podrá solicitar al Operador del Mercado la transmisión de los derechos de cobro del agente que permanezcan retenidos, a efectos de cubrir incumplimientos de dicho agente en sus obligaciones relativas a los recargos por desbalance, siendo de aplicación la regla «Incumplimiento en las obligaciones relativas a los recargos por desbalance».

6.6.3 Cobertura de las garantías.

Se entiende por requerimiento de garantía el conjunto de responsabilidades de cada agente que deben ser cubiertas mediante garantías.

La cobertura de los requerimientos de garantías es responsabilidad de los agentes. La exigencia de garantías al agente para la cobertura de los requerimientos de garantías es previa a su aceptación de alta en el mercado como agente. En el momento en que presente una oferta o realice una transacción, se producirá un requerimiento de garantía que quedará registrado en la cuenta de consolidación y será comunicado al Gestor de Garantías.

La garantía que debe prestar cada agente responderá, sin limitación alguna, conforme a lo establecido en las Reglas del Mercado Organizado de Gas, de las obligaciones que asuma en virtud de las ofertas válidas aceptadas y de sus transacciones.

La garantía prestada deberá responder también de cuantos impuestos vigentes y tasas fueran exigibles al agente, así como cualquier otra obligación económica pendiente con el sistema gasista que sea notificada por el GTS, en los términos establecidos normativamente, en particular, en el artículo 29.8 del Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso a terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

La garantía prestada deberá responder también de los intereses y penalizaciones que sean exigibles, conforme a las presentes reglas en caso de incumplimiento en el pago. Esta garantía no responderá de obligaciones contraídas con clientes, personas o entidades distintas de los agentes que actúen en el Mercado Organizado de Gas.

6.6.4 Tipos y cálculo de los requerimientos de garantías.

En cada momento, los requerimientos de garantías serán la suma de los siguientes conceptos:

I. Un requerimiento de garantía inicial para cubrir posibles impagos y penalizaciones, que ascenderá a 20.000 € y deberá ser mantenido en todo momento mientras el agente esté dado de alta.

II. Requerimiento de garantía de crédito. Se compondrá de los siguientes conceptos:

a. Resultados económicos agregados de las obligaciones de pago de productos con entrega desde el primer día de gas del periodo de facturación en curso en adelante, en la parte que afecte a dichos días de gas, más sus impuestos redondeados al valor superior con dos decimales más próximo.

b. Más la valoración de las ofertas válidas aceptadas que permanecen en el libro de ofertas.

c. Menos los resultados económicos agregados de los derechos de cobro de productos con entrega desde el primer día de gas del periodo de facturación en curso en adelante en la parte que afecte a dichos días de gas, más sus impuestos redondeados al valor inferior con dos decimales más próximo, en la parte que no exceda los importes de los puntos a. y b. previos.

d. Más los requerimientos de garantías por el valor de los derechos de cobro, conforme a la regla «Requerimientos por transacciones de venta».

e. Más el importe de los pagos pendientes del periodo de facturación previo. A este efecto se considerará que todos los pagos se han efectuado una vez terminada la sesión de negociación diaria del día de pagos.

f. Menos el importe de los abonos pendientes del periodo de facturación previo. A este efecto se considerará que los derechos de cobro estarán disponibles según los plazos establecidos en el punto «Derechos de los agentes que resulten acreedores».

III. Un requerimiento de garantía complementario exigible a los agentes en aquellos supuestos en que el Operador del Mercado lo considere necesario, bien por existir un riesgo superior a la cobertura de la garantía, bien por otras circunstancias especiales que justifiquen objetivamente la exigencia de garantías complementarias.

A este respecto, el Operador del Mercado podrá solicitar a una agencia de calificación crediticia, la calificación del riesgo del agente a efectos de justificar objetivamente la exigencia de un requerimiento de garantía complementario con coste repercutible a dicho titular.

6.6.5 Exigibilidad de las garantías.

El Operador del Mercado liberará los requerimientos de garantías siempre que el agente haya cumplido todas las obligaciones derivadas de su participación en el mercado, sin perjuicio de lo dispuesto en la regla «Transacciones de venta no entregadas».

6.6.6 Límite Operativo.

El Operador del Mercado dispondrá del valor del Límite Operativo de cada agente actualizado en todo momento, para ser considerado en la validación de las ofertas que se presenten a las sesiones de negociación. Dicho valor será publicado a través de la plataforma del mercado.

Los derechos y obligaciones de los productos compensados en la CCP no serán tenidos en cuenta en el cálculo del Límite Operativo y el Límite Operativo Inicial.

Diariamente, una vez finalizada la sesión de negociación diaria, el Operador del Mercado calculará el Límite Operativo Inicial por agente. Para ello, se tendrán en cuenta los siguientes valores referidos a la cuenta de consolidación y a la cuenta de asignación del Mercado vinculadas a dicho agente que estén vigentes en el instante al que se refiere dicho Límite Operativo Inicial:

a) Saldo Operativo Disponible en la cuenta de asignación del mercado.

b) Derechos de cobro devengados y que no hayan sido incluidos en la nota de abono o cargo, con los impuestos que sean de aplicación, que excedan las obligaciones de pago devengadas y no pagadas y el valor de las ofertas de compra que permanezcan en el libro de ofertas.

El Límite Operativo de un agente se calculará, en cada momento, por el Operador del Mercado como suma de los siguientes conceptos:

a) Valor del último Límite Operativo Inicial.

b) Modificaciones del Saldo Operativo Disponible en la cuenta de asignación del Mercado desde el último cálculo del Límite Operativo Inicial.

c) Derechos de cobro devengados y que no hayan sido incluidos en la nota de abono o cargo, con los impuestos que sean de aplicación, que excedan las obligaciones de pago devengadas y no pagadas y el valor de las ofertas de compra que permanezcan en el libro de ofertas, que no hubieran sido tenidos en cuenta en el último cálculo del Límite Operativo Inicial.

6.7 Intercambio de información entre el Operador del Mercado y el Gestor de Garantías.

El Operador del Mercado enviará al Gestor de Garantías los requerimientos establecidos para el proceso de alta del agente en la regla «Tipos y cálculo de los requerimientos de garantías». Cuando este requerimiento haya sido satisfecho, el Gestor de Garantías lo notificará al Operador del Mercado.

El Operador del Mercado comunicará al Gestor de Garantías los requerimientos de garantías, a fin de que éste pueda calcular el Saldo Operativo Disponible de la actividad del mercado, así como informar al Operador del Mercado del cumplimiento de dichos requerimientos.

El Gestor de Garantías solicitará confirmación al Operador del Mercado de las solicitudes de reducción de garantías asignadas a la cuenta de asignación del Mercado. El Operador del Mercado confirmará dicha reducción, previa comprobación de que dicha garantía no está siendo utilizada, y la tendrá en cuenta en el cálculo del Límite Operativo. El Gestor de Garantías notificará al Operador del Mercado los incrementos de garantías asignados a la cuenta de asignación del Mercado. El Operador del Mercado los tendrá en cuenta en el cálculo del Límite Operativo.

6.8 Régimen de incumplimientos.

6.8.1 Incumplimiento en el pago en el mercado.

En el supuesto de que un agente deudor incumpliera en todo o en parte, cualquiera de sus obligaciones de pago derivadas de las transacciones llevadas a cabo en el Mercado Organizado de Gas, el Operador del Mercado solicitará al Gestor de Garantías, previa notificación al interesado, con la máxima diligencia y con la mayor brevedad, la ejecución de

la garantía constituida y, si fuera necesario, dispondrá de los derechos de cobro acreditados por el agente, a fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del incumplidor.

Si la ejecución de la garantía permite el cobro de la misma, el Operador del Mercado efectuará el conjunto de los pagos previstos. Si el día en que el pago resulta exigible, el Gestor de Garantías no ha podido hacer efectivo el ingreso en la Cuenta del Operador del Mercado del importe ejecutado para cubrir la totalidad de la cantidad adeudada, se minorará a prorrata los derechos de cobro de los agentes que resulten acreedores en el mismo periodo de facturación.

El agente incumplidor podrá estar obligado al pago de una penalización conforme a lo dispuesto en las presentes reglas. Además, las cantidades adeudadas y no pagadas, devengarán intereses de demora, a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible sin que se haya verificado, hasta la fecha en que efectivamente se haya abonado la cantidad pendiente.

Una vez saldada la deuda, el Operador del Mercado procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los acreedores. En caso de impagos, se informará al MITERD y a la CNMC.

Los agentes autorizan de forma incondicional e irrevocable la puesta a disposición a favor del Operador del Mercado, en su calidad de contraparte, de todos aquellos derechos de cobro pendientes de pago en el mercado de los que un agente resulte acreedor. Dichos derechos de cobro se entenderán asignados al Operador del Mercado, en calidad de contraparte, desde el momento en que hayan sido utilizados para respaldar operaciones del mercado.

Sin perjuicio de lo establecido en estas reglas, estos derechos podrán ser utilizados por el Operador del Mercado, en calidad de contraparte, para solventar el posible incumplimiento de cualquier tipo de obligaciones de pago de las operaciones respaldadas con ellos.

6.8.2 Incumplimiento en las obligaciones relativas a los recargos por desbalance.

De acuerdo al artículo 24 de la Circular 2/2020 de la CNMC y su desarrollo regulatorio, una vez que se produzca por parte de un agente un incumplimiento en las obligaciones relativas a los recargos por desbalance ante el GTS, éste podrá solicitar al Operador del Mercado la transmisión de los derechos de cobro del agente que permanezcan retenidos, según lo establecido en la regla «Requerimientos por transacciones de venta».

6.8.3 Incumplimiento en la formalización de garantías.

Si por cualquier circunstancia las garantías prestadas por el agente fueran inferiores a las garantías requeridas, el Gestor de Garantías lo comunicará al Operador del Mercado, dando lugar de inmediato a la suspensión de la cuenta de consolidación. Una vez el agente haya repuesto las garantías en cantidad suficiente, el Gestor de Garantías informará al Operador del Mercado, para que proceda a levantar dicha suspensión.

6.9 Reclamaciones.

Los agentes podrán reclamar los procesos de facturación y cobros y pagos en el plazo de tres días hábiles tras su puesta a disposición. En ningún caso la existencia de una reclamación eximirá al agente de sus obligaciones de pago.

7. Funciones de la CCP

7.1 Principios generales.

Según se produzca la casación, el Operador del Mercado enviará a la CCP la información de la cantidad de energía y precios de las transacciones de cada agente. En el momento de la casación, la CCP se interpondrá entre el agente comprador y el agente vendedor de la transacción, convirtiéndose en contraparte de ambos.

La CCP será la responsable de calcular y gestionar las garantías requeridas, así como liquidar y compensar las transacciones realizadas de los productos prompt de MIBGAS, según se especifica en las presentes reglas. Así mismo, será la responsable de realizar las notificaciones al GTS. Todo ello se efectuará de conformidad con las reglas de la CCP.

7.2 Autorización de agentes en la CCP para negociar en MIBGAS.

La comunicación del estado de los agentes en la CCP se efectuará, al menos, antes del inicio de la negociación. Se respetarán las fechas indicadas en dicha información.

La identificación de los usuarios de la CCP entre MIBGAS y la CCP se realizará mediante la aplicación del código EIC.

La CCP comunicará a MIBGAS, sin demora indebida, si existe algún agente que hubiera perdido su autorización para negociar productos de MIBGAS. Tras dicha comunicación, MIBGAS procederá a dar de baja la autorización del agente para negociar los productos afectados, tal y como se establece en la regla «Pérdida de autorización a negociar productos» perteneciente a las presentes reglas.

7.3 Intercambio de información entre MIBGAS y la CCP.

Los intercambios se realizarán conforme a un protocolo de colaboración para el intercambio de información acordado entre MIBGAS y la CCP. En este protocolo se incluyen, entre otros, los intercambios de información relativos a:

– Información de alta y baja de agentes y su estado de registro en la CCP.
– Información de agentes autorizados para negociar en MIBGAS.
– Transacciones realizadas en MIBGAS.
– Precio Último por producto.
– Límites de precios para la aplicación de la regla «Límites de precio admitidos para la negociación de productos compensados en la CCP».

7.4 Precio Último y Precio de Liquidación.

Al cierre de la sesión de negociación, MIBGAS proporcionará a la CCP el Precio Último de cada producto, calculados según la metodología definida en la regla «Metodología de cálculo de precios y volúmenes negociados». La CCP podrá tomar dichos precios como precios de Liquidación, o establecer unos Precios de Liquidación diferentes. Los Precios de Liquidación son usados por la CCP en los procesos de liquidación de las transacciones del mercado.

7.5 Intervención de la CCP en el mercado ante casos de incumplimiento.

El Operador del Mercado y la CCP establecerán conjuntamente el mecanismo necesario para facilitar la intervención de la CCP en el mercado, con objeto de que ésta resuelva las eventuales declaraciones de incumplimiento de los sujetos que sean miembros de la CCP, de acuerdo a lo establecido tanto en las reglas de la CCP como en las presentas reglas.

MIBGAS, previa solicitud de la CCP, podrá comunicar al resto de agentes del mercado la intervención de la CCP, que se dará de alta como agente en MIBGAS y podrá participar tanto en subastas como en mercado continuo.

8. Información del mercado

8.1 Confidencialidad de la información en el mercado.

Los agentes se obligan a mantener confidenciales, durante un plazo de cinco años, los datos relativos a la forma de acceso a la plataforma del mercado, a custodiar las claves de acceso informático, y a comunicar al Operador del Mercado cualquier incidencia relativa a la seguridad de la información.

El Operador del Mercado se obliga a mantener la confidencialidad de la información que el vendedor y el comprador haya puesto a su disposición en la oferta, de acuerdo con lo establecido en estas reglas. Los agentes sólo tendrán acceso a la información de otros agentes si ésta se encuentra en forma agregada. La información correspondiente a los resultados económicos de un agente se considerará confidencial para el resto de los agentes.

8.2 Información a agentes.

El Operador del Mercado proporcionará a los agentes la información necesaria para la realización de los procesos de mercado a través de la plataforma del mercado. Para acceder a este sistema es necesaria la utilización de certificados digitales de acceso proporcionados por el propio Operador del Mercado. En función del agente al que pertenece la persona que

accede al sistema y los permisos de acceso de que dispone el certificado digital de acceso, el sistema proporciona la información accesible, respetando siempre los criterios de confidencialidad.

Entre otra, la información disponible será:

– Calendario y horario de las sesiones.
– Garantías disponibles actualizadas del agente.
– Transacciones realizadas por el agente.
– Transacciones realizadas en el mercado.
– Evolución de los precios de cada producto de las diferentes sesiones de negociación.
– Conjunto de anotaciones con detalle por cartera de negociación y producto.
– Histórico de ofertas casadas.

8.3 Información a órganos supervisores.

El Operador del Mercado colaborará con los organismos reguladores y con el Comité de Agentes en la transparencia del mercado y de sus resultados, sin perjuicio de la información relevante del mercado que, conforme a las disposiciones vigentes, deban ser transmitidas a ACER y a la CNMC como supervisores de los mercados energéticos, y en su caso, al MITERD o a otras Administraciones competentes.

Con la finalidad anterior el Operador del Mercado podrá elaborar informes basados en parámetros que faciliten el mejor seguimiento, observación y comprobación de los datos del Mercado Organizado de Gas. En relación con este informe, el Operador del Mercado aplicará los criterios de confidencialidad que correspondan.

8.4 Información pública.

El Operador del Mercado pondrá a disposición del público en su página Web y, sin necesidad de registro, al menos, la siguiente información, así como cuantas otras informaciones específicas se establezcan por Normativa:

– Normativa aplicable.
– Reglas del mercado vigentes.
– Instrucciones.
– Guías de Usuario.
– Lista de agentes.
– Lista de representantes.
– Número e identidad de los agentes Creadores de Mercado.
– Calendario de días hábiles y de días bancarios.
– La información de precios, volúmenes e importes según lo indicado a continuación:

● Precios y volúmenes por día de negociación, según se detalla en la regla «Información pública por día de negociación».

● Índices por día de gas, según se detalla en la regla «Índices de precios».

● Los precios necesarios para el cálculo de las tarifas de desbalance en PVB, TVB y AVB, según la metodología aprobada por la CNMC.

● Cualquier otro precio de referencia que se defina en la regulación o sea necesario para la liquidación de productos a plazo.

8.5 Cálculo de precios y volúmenes negociados.

8.5.1 Metodología de cálculo de precios y volúmenes negociados.

8.5.1.1 Información pública por día de negociación.

Todos los días de negociación se publicará la siguiente información relativa a las transacciones efectuadas en el día; publicada por tipo de producto, periodo y lugar de entrega (por ejemplo, se publicará el volumen negociado diario del Producto Intradiario con entrega el día 15 de julio de 2015 en el PVB).

Precio de Referencia.

Es el precio promedio ponderado de todas las transacciones realizadas en una sesión de negociación para un producto determinado. Se calcula, para un producto p, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Precio\ de\ Referencia = \frac{\sum_i^{N_p}(P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_p} Q_i}$$

Siendo:

N_p: número de transacciones realizadas en dicha sesión de negociación para dicho producto p.
P: precio de la transacción.
Q: cantidad de producto casada en la transacción.

Este precio estará redondeado al segundo decimal.
En caso de que no hubiera habido ninguna transacción del producto en la sesión de negociación, se publicará el Precio Último.

Precio de Subasta.

Es el precio de casación de la subasta en una sesión de negociación para un producto determinado, que se calcula de acuerdo a la regla «Casación de ofertas en subastas». En caso de que no hubiera habido ninguna transacción del producto en la subasta y sesión de negociación, no se publicaría precio.

Precio Último.

El Precio Último para un producto determinado será calculado en función de las transacciones y las ofertas existentes en un periodo definido alrededor del cierre del mercado, teniendo en cuenta criterios de selección, tales como: cantidad mínima, duración mínima en el libro de ofertas y separación máxima de precios.
El cálculo del Precio Último se obtendrá ponderando la señal de precio de las transacciones y la señal de precio de las ofertas más competitivas de compra y venta en el periodo de cálculo. El precio estará redondeado al segundo decimal.
Se definirá mediante Instrucción de Mercado separada el mecanismo de cálculo, la ponderación de transacciones y ofertas y el resto de parámetros para seleccionar la información a utilizar.
En caso de que, siguiendo esta metodología, no se haya podido obtener un Precio Último o MIBGAS considere que el Precio Último obtenido no refleja la realidad del mercado, MIBGAS podrá utilizar otra información propia del mercado, así como fuentes de datos externas relevantes para publicar un Precio Último que considere más ajustado a la situación del mercado. En la publicación de los precios se podrá indicar el origen de la información utilizada para el cálculo.

Precio Máximo.

Es el máximo entre los precios de todas las transacciones realizadas durante una sesión de negociación para un producto determinado. En caso de que no hubiera habido ninguna transacción del producto en la sesión de negociación, no se publicaría precio.

Precio Mínimo.

Es el mínimo entre los precios de todas las transacciones realizadas durante una sesión de negociación para un producto determinado. En caso de que no hubiera habido ninguna transacción del producto en la sesión de negociación, no se publicaría precio.

Diferencia de precio entre compras y ventas.

Es la diferencia de precio media entre las ofertas de compra y de venta existentes en el libro de ofertas para un producto determinado, calculada de la siguiente manera:

i. Entre las 10 y las 16 h del día de negociación, cada 15 minutos, se identifican los casos en los que existe al menos una oferta de compra y una oferta de venta en el libro de ofertas para dicho producto.

ii. Para cada caso identificado en el punto anterior, se determina la diferencia de precio, en porcentaje, como la diferencia entre el precio de venta más bajo y el de compra más alto, divido por el precio de compra más alto para dicho producto y caso y multiplicado por 100, ignorando las diferencias de precio que sean iguales o inferiores a 0.

iii. La diferencia de precio entre compras y ventas se calcula como la media aritmética de las diferencias de precio calculadas en el punto anterior.

Esta diferencia se redondeará al segundo decimal.

Volumen Negociado.

Es la suma del volumen del producto de las transacciones que han tenido lugar en una sesión de negociación para un producto determinado.

Volumen de Subasta.

Es la suma del volumen del producto de las transacciones que han tenido lugar en la subasta para un producto determinado.

Precio de Gas de Operación.

Es el precio promedio ponderado de todas las transacciones realizadas por los responsables para la adquisición de Gas de Operación en una sesión de negociación para un producto determinado. Se calcula, para un producto p, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Precio\ de\ Gas\ de\ Operación = \frac{\sum_i^{N_p}(P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_p} Q_i}$$

Siendo:

N_p: número de transacciones realizadas por los responsables para la adquisición de Gas de Operación realizadas en dicha sesión de negociación para dicho producto p.

P: precio de la transacción.

Q: cantidad de producto casada en la transacción.

Este precio estará redondeado al segundo decimal.

En caso de que no hubiera habido ninguna transacción del producto en la sesión de negociación, no se publicaría precio.

Volumen de Gas de operación.

Es la suma del volumen del producto de las transacciones realizadas por los responsables para la adquisición de Gas de Operación que han tenido lugar en una sesión de negociación para un producto determinado.

Precio de Gas Colchón.

Es el precio promedio ponderado de todas las transacciones realizadas por los responsables de la adquisición de Gas Colchón en una sesión de negociación para la adquisición de dicho gas en un producto determinado. Se calcula, para el producto p, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Precio\ de\ Gas\ Colchón = \frac{\sum_i^{N_p}(P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_p} Q_i}$$

Siendo:

N_p: número de transacciones realizadas por los responsables de la adquisición de Gas Colchón en dicha sesión de negociación para la adquisición de dicho gas en dicho producto p.

P: precio de la transacción.

Q: cantidad de producto casada en la transacción.

Este precio estará redondeado al segundo decimal.

En caso de que no hubiera habido ninguna transacción del producto en la sesión de negociación, no se publicaría precio.

Volumen de Gas Colchón.

Es la suma del volumen del producto de las transacciones realizadas por los responsables de la adquisición de Gas Colchón que han tenido lugar en una sesión de negociación para la adquisición de dicho gas en dicho producto determinado.

Precio de Gas Talón.

Es el precio medio ponderado de todas las transacciones realizadas por los responsables de la adquisición de Gas Talón en una sesión de negociación para la adquisición de dicho gas en un producto determinado. Se calcula, para el producto p, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Precio\ de\ Gas\ Talón = \frac{\sum_i^{N_p}(P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_p} Q_i}$$

Siendo:

N_p: número de transacciones de adquisición de las carteras asignadas por los responsables de la adquisición de Gas Talón en dicha sesión de negociación para la adquisición de dicho gas en dicho producto p.

P: precio de la transacción.

Q: cantidad de producto casada en la transacción.

Este precio estará redondeado al segundo decimal.

En caso de que no hubiera habido ninguna transacción del producto en la sesión de negociación, no se publicaría precio.

Volumen de Gas Talón.

Es la suma del volumen del producto de las transacciones realizadas para la adquisición de Gas Talón que han tenido lugar en una sesión de negociación para la adquisición de dicho gas en dicho producto determinado.

8.5.1.2 Índices de precios.

Índice MIBGAS-ES.

Es el precio promedio ponderado de todas las transacciones realizadas para un mismo día de gas con entrega en el PVB en todas las sesiones de negociación que ya han sido finalizadas. Para el cálculo se tienen en cuenta todos los productos de carácter fin de semana, diario e intradiario correspondientes al día de gas y con entrega en el PVB que está siendo calculado. Se calcula, para un día de gas d, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Índice } MIBGAS - ES = \frac{\sum_i^{N_d}(P_i \times Q_i)}{\sum_i^{N_d} Q_i}$$

Siendo:

N_d: número de transacciones realizadas de productos de carácter fin de semana, diario e intradiario con entrega en el PVB correspondiente al día de gas d.

P: precio de la transacción.

Q: cantidad de producto casada en la transacción.

Este precio estará redondeado al segundo decimal.

En caso de que no hubiera habido ninguna transacción para dicho día de gas y entrega en el PVB, se publicaría el Índice MIBGAS-ES anterior, y así sucesivamente. Para el producto Fin de Semana, el precio y la cantidad de producto que deben considerarse para un día de gas serán el precio y la cantidad de producto totales divididos entre el número de días de entrega de dicho producto.

Se publicará todos los días de negociación, al final de la sesión de negociación Intradiaria.

MIBGAS PVB Last Price Index (LPI) Day-Ahead.

Se calcula a partir de los precios últimos de los correspondientes productos diarios y fin de semana, de acuerdo con las consideraciones de cálculo detalladas más adelante.

De forma general, de lunes a jueves, al cierre de la sesión de negociación diaria, se publicará este índice para el día siguiente, que coincidirá con el Precio Último del producto diario con entrega en el día siguiente (D+1). El viernes, al cierre de la sesión de negociación diaria, se publicarán el Índice Diario Precio Último para el sábado y el domingo, que coincidirá con el Precio Último del producto fin de semana y para el lunes, que coincidirá con el Precio Último del producto diario D+3.

MIBGAS PVB Average Price Index (API) Day-Ahead.

Se calcula a partir de los precios de referencia de los correspondientes productos diarios y fin de semana, de acuerdo con las consideraciones de cálculo detalladas más adelante.

De forma general, de lunes a jueves, al cierre de la sesión de negociación diaria, se publicará este Índice, que coincidirá con el Precio de Referencia del producto diario con entrega en el día siguiente (D+1). El viernes, al cierre de la sesión de negociación diaria, se publicarán el Índice Diario Precio Referencia para el sábado y el domingo, que coincidirá con el Precio de Referencia del producto fin de semana y para el lunes, que coincidirá con el Precio de Referencia del producto diario D+3.

Consideraciones sobre el cálculo de índices.

Para el cálculo de los Índices LPI y API, se tendrán en cuenta los puntos:

– Se considerarán como días de fin de semana, los sábados, domingos y días laborables en los que se haya ampliado la entrega de un producto Fin de Semana de acuerdo a la Instrucción de Mercado.

– Se considerarán como días laborables todos los días de lunes a viernes, exceptuando los días en los que se hayan ampliado la entrega de un producto Fin de Semana de acuerdo a la Instrucción de Mercado.

– Para calcular el Índice correspondiente a un día laborable, se tomará la información del producto diario con entrega en dicho día, negociado el día laborable anterior (en general, D+1 de lunes a jueves y D+3 el viernes).

– Para calcular el Índice correspondiente a un día de fin de semana, se tomará la información del producto Fin de Semana negociado el último día laborable antes del inicio de la entrega.

– Estos índices se calcularán y publicarán al cierre de la sesión de negociación diaria de los días laborables.

8.5.2 Otra información.

El Operador del Mercado publicará el Precio de Referencia y el volumen de cualquier otro gas regulado que se negocie en la plataforma del mercado, así como cualquier otra información que la Normativa establezca, previa publicación de la metodología de cálculo mediante Instrucción de Mercado.

8.5.3 Publicación de información.

El Operador del Mercado pondrá a disposición del público en su página web pública los precios, volúmenes e importes negociados correspondientes a días de negociación, antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la sesión de negociación correspondiente.

Las publicaciones de Índices de precios referidos a los datos de un día de gas se realizarán antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la sesión de negociación Intradiaria del día en cuestión. El Precio de subasta y el volumen de subasta serán publicados antes de transcurridos 30 minutos tras el cierre de la subasta.

9. Comité de Agentes del Mercado

9.1 Funciones.

El Comité de agentes del Mercado Organizado de Gas se configura como un órgano consultivo que tiene por objeto conocer y ser informado del funcionamiento y de la gestión del mercado realizada por el Operador del Mercado y la elaboración y canalización de propuestas que puedan redundar en un mejor funcionamiento del mismo.

Las funciones específicas del Comité de Agentes son las siguientes:

– Conocer y ser informado de la evolución y del funcionamiento del mercado y desarrollo de los procesos de casación y liquidaciones.

– Conocer, a través del Operador del Mercado, las incidencias que hayan tenido lugar en el funcionamiento del mercado.

– Analizar el funcionamiento del mercado y proponer al Operador del Mercado las modificaciones de las normas de funcionamiento que puedan redundar en un cambio o mejora operativa del mercado.

– Informar de las nuevas propuestas de reglas de mercado, incluyendo, en su caso, los votos particulares de sus miembros.

– Asesorar al Operador del Mercado en la resolución de las incidencias que se produzcan en las sesiones de negociación.

9.2 Composición.

El Comité de Agentes estará formado por representantes del Operador del Mercado, de los agentes, de la CNMC, del Gestor de Garantías y el GTS. Adicionalmente, tanto el Operador del Mercado como el Comité de Agentes, podrán invitar a representantes con voz y sin voto, de cada uno de los siguientes grupos: transportistas, distribuidores y consumidores en mercado, CORES y asociaciones relevantes relacionadas con el sector.

9.3 Designación de miembros y normas de funcionamiento.

El Comité de Agentes aprobará su reglamento interno de funcionamiento, en el que establecerá el mecanismo de designación de miembros, la periodicidad de las sesiones, los procedimientos de convocatoria, la normativa de código de conducta, los procedimientos de adopción de acuerdos y la periodicidad para la renovación de sus miembros. El cargo de miembro del Comité de Agentes no será remunerado. El Presidente y Vicepresidente de este órgano será elegido por el Comité de Agentes entre sus miembros titulares. Las funciones del cargo de Secretario serán desempeñadas permanentemente por el Operador del Mercado.

El Operador del Mercado publicará, a través de la web de acceso público del mercado, el orden del día y las propuestas de modificación de las reglas de mercado que se discutan en este comité.

10. Instrucciones de mercado

En aquellos casos en los que sea urgente y estrictamente necesario para la correcta operación del mercado, y siempre de acuerdo a un principio de operación prudente, el Operador del Mercado podrá dictar las Instrucciones que resulten con objeto de responder a la necesidad de introducción de detalles operativos de las reglas de mercado. El Operador del Mercado también podrá dictar Instrucciones para la publicación de parámetros, tarifas y otros indicadores, criterios o condiciones previstos en las reglas, y que se deban definir, revisar o actualizar periódicamente. Una vez publicadas por el Operador del Mercado, se notificarán al MITERD, a la CNMC y al Comité de Agentes.

Asimismo, el Operador del Mercado podrá elaborar Guías de Usuario para la eficaz operación y la adecuada utilización por los agentes de los sistemas informáticos y la plataforma del mercado que la normal operación del mismo requiera. Dichas Guías de Usuario serán notificadas al MITERD, a la CNMC y al Comité de Agentes.

11. Responsabilidad y fuerza mayor

El Operador del Mercado no responderá de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los agentes o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de las presentes Reglas del Mercado Organizado de Gas y de los sistemas de información y comunicación de terceros utilizados para el intercambio de información con la plataforma del mercado. Tampoco responderá el Operador del Mercado de consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado gasista ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo.

A los efectos de estas reglas, se considerarán como causas de fuerza mayor aquellos sucesos que no hubiesen podido preverse o que previstos fueran inevitables, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1.105 del Código Civil.

A título enunciativo, tendrá la consideración de fuerza mayor, el fallo en la plataforma del mercado derivado de cualquier suceso imprevisible o que, en caso de que hubiera podido preverse, resultara inevitable.

Los agentes no podrán declarar fuerza mayor en relación con los compromisos de entrega o retirada de gas adquiridos a través del mercado, sin perjuicio de las medidas que pudiera tomar el Gobierno en caso de declaración de una situación de emergencia, conforme a lo establecido en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos.

12. Legislación aplicable y solución de conflictos

1. Serán de aplicación a estas Reglas del Mercado Organizado de Gas las leyes españolas.

2. Los conflictos que puedan surgir, en relación con la operación en el mercado y la gestión de garantías, se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. Las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, decidirán todas las cuestiones planteadas, pondrán fin a la vía administrativa y serán recurribles ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

4. La Comisión de los Mercados y la Competencia velará por el efectivo cumplimiento de las resoluciones que dicte, en virtud de lo establecido en el presente artículo.

5. Sin perjuicio de lo anterior, las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, y que no puedan ser objeto de procedimiento de resolución de conflictos en los términos señalados en el párrafo anterior, podrán ser sometidas al arbitraje de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

6. El idioma en que se desarrollará el arbitraje será el español.

7. El arbitraje se desarrollará en la ciudad en la que tenga su sede la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

8. El laudo arbitral que dicte la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá carácter definitivo y obligatorio para las Partes. En este sentido, ambas Partes deberán comprometerse a aceptar y cumplir íntegramente el contenido del laudo que en su día se dicte.

9. En todo lo no previsto en la presente cláusula será de aplicación lo establecido en la Ley 3/2013, de 4 de junio, y en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y, con carácter supletorio, lo dispuesto en la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje.

13. Tratamiento de datos de carácter personal

De conformidad con el artículo 13 del Reglamento (UE) 2016/679 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de abril de 2016, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales y a la libre circulación de estos datos y por el que se deroga la Directiva 95/46/CE (en adelante Reglamento General de Protección de Datos: «RGPD»), los datos de carácter personal proporcionados inicialmente por los Agentes y los que los agentes en cualquier momento faciliten, serán incorporados a un Registro de Actividades del tratamiento titularidad de MIBGAS, SA, en su calidad de Operador del Mercado. El agente en cualquier momento podrá modificar sus datos personales con el fin de que la información contenida en sus ficheros esté en todo momento actualizada y no contenga errores.

MIBGAS, SA necesita tratar dichos datos para la ejecución del Contrato de Adhesión, por lo que el tratamiento de tales datos personales se considera legítimo de conformidad con el artículo 6.1.b del RGPD. En particular, MIBGAS, SA tratará estos datos personales para las siguientes finalidades:

– El registro y seguimiento de los agentes de Mercado, asegurando las conexiones dentro del Mercado Organizado de Gas.

– El mantenimiento de niveles adecuados de seguridad en el tráfico comercial de la empresa.

Los datos serán conservados en todo caso mientras perdure la relación comercial con el agente del mercado. En el momento en que dicha relación finalice, MIBGAS, SA mantendrá dichos datos debidamente bloqueados con el único fin de atender las responsabilidades de cualquier índole que pudieran surgir durante un periodo de 5 años. Una vez prescriban tales responsabilidades, sus datos personales serán suprimidos. En caso de que el agente proporcione datos de carácter personal referentes a personas distintas a las que efectúan una solicitud, el agente garantiza que tales personas han consentido la entrega de sus datos a MIBGAS, SA para tal objeto.

El agente queda informado también de que, entre los citados datos personales, puede realizarse una grabación de seguridad de las conversaciones telefónicas de las personas físicas que en cada momento intervengan en representación del agente. Por ello, el agente también garantiza que tales personas le han consentido la entrega de sus datos a MIBGAS, SA

MIBGAS, SA tratará sus datos personales de manera absolutamente confidencial. Asimismo, ha implantado medidas técnicas y organizativas adecuadas para garantizar la seguridad de sus datos personales y evitar su destrucción, pérdida, acceso ilícito o alteración ilícita. A la hora de determinar estas medidas, se han tenido en cuenta criterios como el alcance, el contexto y los fines del tratamiento; el estado de la técnica y los riesgos existentes.

Asimismo, el agente presta su consentimiento para que los datos personales sean cedidos a las siguientes entidades, que los utilizarán para sus propios fines:

– ENAGAS GTS, SA (ENAGAS) con el fin del cumplimiento de sus funciones en su calidad de operador del sistema español.

– Otros Operadores del Sistema o del Mercado con el fin del cumplimiento de sus respectivas funciones y de una óptima gestión de sus respectivos sistemas de información.

– A los reguladores competentes.

El agente de Mercado podrá, en cualquier momento, ejercitar los derechos de acceso, rectificación, oposición, supresión, limitación, portabilidad y presentación de reclamaciones, ante MIBGAS, SA.

Dichos derechos podrán ejercitarse mediante comunicación escrita dirigida a la sede de MIBGAS, SA, sita en calle Alfonso XI, 6, 28014 Madrid, así como por correo electrónico a: info@mibgas.es. En este sentido, deberá proporcionarse la siguiente información: nombre y apellidos del interesado, domicilio a efectos de notificaciones, fotocopia del Documento Nacional de Identidad, pasaporte o cualquier otro documento identificativo, y petición en que se concrete la solicitud. En caso de que tal solicitud no reúna los requisitos necesarios, MIBGAS, SA podrá requerir su subsanación.

Si el agente considera que su solicitud no ha sido atendida correctamente, podrá presentar una reclamación ante la autoridad de control en materia de protección de datos, la Agencia Española de Protección de Datos (http://www.agpd.es).

14. Modificaciones de las reglas del mercado

La adhesión de cada agente a las reglas del Mercado lo es, también, a las modificaciones que puedan introducirse en las mismas en virtud de lo establecido en esta regla.

ANEXO II

Contrato de adhesión a las reglas del mercado organizado de gas

De una parte MIBGAS SA (MIBGAS).

De otra parte el agente, que se identifica a continuación:

Identificación del agente

1. Nombre o denominación social: .....
2. CIF: .....
3. Domicilio: .....
4. Representación: Don/Doña ....., en representación de ....., en virtud de poderes y facultades que expresamente declara válidos, suficientes, vigentes y no revocados.
5. Carácter: (Comercializador de gas natural, Transportista de gas natural, Consumidor directos en mercado…)

EXPONEN

Las partes supradichas, al amparo de lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y lo dispuesto en la normativa de desarrollo acuerdan suscribir el siguiente Contrato de Adhesión con arreglo a las siguientes

CLÁUSULAS

Primera. *Objeto del contrato: aceptación y adhesión a las Reglas del Mercado Organizado de Gas.*

Es objeto del presente contrato la adhesión del agente referido anteriormente a las Reglas del Mercado Organizado de Gas.

El agente declara conocer y aceptar libre, irrevocable e incondicionalmente las Reglas del Mercado Organizado de Gas, aprobadas por la correspondiente Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, así como todos sus términos y condiciones y se compromete a cumplirlas sin reservas, restricciones ni condicionamientos.

En particular, y sin perjuicio de las demás obligaciones que, en su caso, correspondan al agente conforme a lo establecido en la normativa aplicable, el agente declara conocer expresamente y se compromete al cumplimiento de lo establecido en materia de garantías que deben prestar quienes realicen transacciones de gas y, en su caso, la ejecución de las mismas; las características de las ofertas de venta y compra de los diferentes productos que

se negocien en el Mercado Organizado de Gas; el formato y los medios de comunicación de las ofertas de venta y compra de dichos productos; la determinación del método de casación de ofertas y la determinación del precio de dichas transacciones, su liquidación y pago, así como las correspondientes obligaciones administrativas y fiscales que se deriven de su participación en el Mercado Organizado del Gas.

El agente manifiesta su voluntad de someterse a todas las disposiciones de la legislación vigente que regulen el funcionamiento del Mercado Organizado, así como a cualquier modificación futura que puedan introducirse en la regulación del Mercado Organizado.

Segunda. *Confidencialidad.*

El agente y el Operador del Mercado se obligan a observar confidencialidad respecto de aquellas informaciones que tengan tal carácter y a las que hayan podido tener acceso como consecuencia de su participación en el Mercado Organizado de Gas en los términos y con el alcance recogido en las correspondientes reglas del mercado.

Tercera. *Legislación y jurisdicción aplicable.*

Serán de aplicación al presente Contrato de Adhesión las Leyes españolas.

Los conflictos que puedan surgir en la aplicación del presente Contrato se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b.2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, las controversias, desacuerdos, reclamaciones y diferencias que puedan surgir en esta materia, respetando las competencias de la CNMC, que no deban ser objeto de conflicto en los términos señalados en los párrafos anteriores, se someten con renuncia a cualquier otro Juez o Tribunal que pudiera resultar competente, o al arbitraje de dicha Comisión, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.1.b de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados de la Competencia, o al arbitraje de derecho que se celebrará en la ciudad de Madrid, por tres árbitros, de conformidad con las reglas UNCITRAL y con la Ley 60/2003 de 23 de diciembre de Arbitraje y, por consiguiente, con sometimiento expreso al Laudo que se dicte. Las partes deberán ponerse de acuerdo con el sistema de arbitraje a seguir, es decir si se acude a la CNMC o a los tres árbitros conforme a las reglas del UNCITRAL para dicho proceso arbitral. En caso de que trascurridos 1 mes no sea posible alcanzar dicho acuerdo, queda expedita la vía jurisdiccional para la parte interesada.

Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas que, por imperativo legal, no puedan someterse arbitraje, a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro Juez o Tribunal que pudiera resultar competente.

Aceptación por MIBGAS, SA de la adhesión del agente descrito en el encabezamiento de este documento al presente Contrato y a las Reglas del Mercado Organizado de Gas

MIBGAS, SA (MIBGAS), domiciliado en la calle Alfonso, XI, n.º 6, 28014 Madrid, acepta la adhesión que formula el agente identificado en el encabezamiento de este documento a las Reglas del Mercado Organizado de Gas, en los términos y condiciones expresados en el presente Contrato de Adhesión.

Madrid, ... de ..... de 20.....

El Agente MIBGAS SA (MIBGAS)

§ 15

Resolución de 12 de julio de 2023, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de compra de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 173, de 21 de julio de 2023
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2023-16818

El artículo 14.2 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural, determinó que, previa habilitación del entonces Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podría negociar en el mercado organizado el gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, lo que incluye el gas de operación que alimenta estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida y almacenamientos subterráneos, así como el gas talón y colchón de los gasoductos de transporte, plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos.

Conforme lo anterior se dictó la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2016, que en su artículo 7 determinó que el Gestor Técnico del Sistema (GTS) será el responsable de adquirir en el mercado organizado el gas natural destinado a gas de operación de instalaciones de transporte y almacenamientos subterráneos, así como la parte de gas de operación de las plantas de regasificación sufragado por el sistema gasista y el gas colchón y el gas mínimo de llenado de las instalaciones. El gas de operación de las plantas de regasificación que no fuese sufragado por el sistema podrá ser adquirido directamente en el mercado por los titulares de las instalaciones o a través del GTS.

El citado artículo dispone además que la adquisición del gas se realizará en el mercado organizado mediante productos normalizados de transferencia de titularidad del gas con plazo de entrega hasta el último día del mes siguiente, en las condiciones que se establezcan mediante resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía.

Conforme a la habilitación anterior, la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía dictó la resolución de 23 de diciembre de 2015, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación, y la resolución de 6 de junio de 2016, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado de gas. Esta última, en sus apartados segundo y tercero, reguló el procedimiento de compra del gas colchón del almacenamiento subterráneo «Yela» y del gas talón de las instalaciones de transporte.

Dichas resoluciones especificaron los productos que debían emplearse en la adquisición del gas; mientras que la resolución de 23 de diciembre de 2015 concentró la compra de gas de operación en la subasta de apertura del producto diario «D+1», la resolución de 6 de junio de 2016 repartió las compras de gas colchón entre la subasta de apertura y el mercado

continuo, empleando tanto el producto «D+1» como el producto mes siguiente «M+1», de acuerdo al nivel de liquidez del mercado de dichos productos.

El actual nivel de liquidez de los productos «D+1» y «M+1» aconseja dar libertad al GTS a la hora de planificar la adquisición del gas para minimizar el coste incurrido. Por otra parte, la actual obligación de adquirir el gas en la subasta de apertura podría contribuir a elevar artificialmente los precios del inicio del mercado continuo e influir negativamente en su desarrollo durante el resto del día.

Por último, la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema gasista, modificada por la Circular 2/2023, de 28 de febrero, incluye la posibilidad de establecer incentivos a la gestión eficiente, entre los que se podría incluir el coste de compra del gas de operación y del gas destinado a nivel mínimo de llenado.

En consecuencia, mediante la presente resolución se habilita al GTS para elegir, dentro de aquellos con plazo de entrega igual o inferior al «fin de semana», los productos y la sesión de negociación a emplear en la adquisición del gas de operación y el gas destinado a nivel mínimo de llenado de instalaciones. Se descartan productos con plazos de entrega superior al objeto de evitar el coste asociado a la cámara de compensación de OMIclear.

Asimismo, se aprovecha la disposición para agrupar el contenido de las citadas resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía de 23 de diciembre de 2015 y de 6 de junio de 2016, al objeto de facilitar su aplicación.

La presente ordenación del procedimiento de compra de gas natural por parte del GTS se dicta sin perjuicio de las competencias otorgadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural.

Conforme lo dispuesto en el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, la propuesta de resolución fue sometida al procedimiento de audiencia en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, pudiéndose presentar alegaciones entre el 21 de abril y el 16 de mayo de 2023, las cuales han sido tenidas en consideración para la elaboración de la disposición.

Conforme lo dispuesto en el artículo 133.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, se ha omitido el trámite de consulta pública previa, ya que la propuesta de norma no causa el impacto significativo en la actividad económica, no impone obligaciones relevantes a los destinatarios y regula únicamente aspectos muy parciales del sector del gas natural.

Conforme lo dispuesto en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la propuesta de resolución ha sido objeto de informe de la citada comisión, que fue aprobado por su Sala de Supervisión Regulatoria el 8 de junio de 2023 y para cuya elaboración se tuvieron en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

A la vista de todo lo anterior, esta Secretaría de Estado resuelve lo siguiente:

Primero. *Objeto.*

Mediante esta resolución se determina el procedimiento de adquisición del gas natural necesario para la operación y nivel mínimo de llenado de las instalaciones gasistas por parte del Gestor Técnico del Sistema (GTS) en el mercado organizado de gas natural español, conforme con la habilitación al efecto incluida en el artículo 7.5 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016.

Segundo. *Procedimiento de adquisición.*

1. El gas natural referido en el apartado primero será adquirido en el mercado organizado español en cualquiera de las sesiones de negociación, tanto en la subasta de apertura como en el mercado continuo, mediante la compra de productos intradiario, diarios y fin de semana con entrega en el Punto Virtual de Balance.

2. El GTS deberá contar con carteras de negociación diferentes para el gas de operación y para el gas destinado a nivel mínimo de llenado de las instalaciones.

Tercero. *Comunicación de las necesidades de gas.*

1. Las necesidades anuales de gas natural destinado a nivel mínimo de llenado y a gas de operación, salvo el de estaciones de compresión, así como una previsión del programa mensual de adquisiciones, serán comunicadas por los titulares de instalaciones al GTS, conforme el calendario establecido en el artículo 7.5 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre. La comunicación del titular informará si el gas talón de las instalaciones de transporte y plantas de regasificación será adquirido directamente por el titular o por el GTS.

2. Las necesidades de gas de operación de las estaciones de compresión serán estimadas por el GTS.

3. Conforme lo dispuesto en el artículo 7.3 de la precitada orden, mediante resolución de la persona titular de la Dirección General de Política Energética y Minas se determinará el volumen de gas natural a adquirir para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las instalaciones de la red básica.

4. Una vez aprobada la cantidad anual de gas destinado a nivel mínimo de llenado, el GTS y el operador del mercado publicarán en su página web el programa mensual de compras del gas de operación y de gas destinado a nivel mínimo de llenado.

5. Semanalmente, y antes de las 12h a.m. del martes, los titulares de instalaciones enviarán al GTS de gas las necesidades de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado a adquirir durante los siete días siguientes.

6. Antes de las 8h p.m. del martes, el GTS comunicará al operador del mercado el programa semanal de compras diarias. Este programa será publicado en la página web del GTS y del operador del mercado. Los titulares de las instalaciones podrán actualizar al GTS las necesidades diarias durante la semana hasta las 8 a.m. del día anterior al de consumo, estas actualizaciones deberán reflejarse en la programación publicada.

Cuarto. *Precios y supervisión.*

1. El Operador del Mercado publicará en su página web la cantidad y precio medio de compra diario del gas natural adquirido por el GTS, desglosando gas de operación y de gas destinado a nivel mínimo de llenado.

2. Asimismo, el Operador del Mercado pondrá a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del GTS la información relativa a las transacciones casadas con el detalle del producto, sesión de negociación, cantidad y precio.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, conforme a sus competencias de supervisión de los mercados y sectores económicos establecidas en el artículo 5 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, supervisará el procedimiento de adquisición y podrá exigir cuanta información considere necesaria en relación con las adquisiciones de gas al Operador del Mercado Organizado de gas, al GTS y a los titulares de instalaciones que hubieran adquirido el gas directamente en el mercado.

Quinto. *Gas adquirido directamente por los titulares de instalaciones.*

Los titulares de instalaciones que adquieran directamente en el mercado el gas colchón, el gas destinado a nivel mínimo de sus instalaciones y el gas de operación no sufragado por el sistema podrán utilizar cualquiera de los productos negociados en el mercado, en cualquiera de las sesiones de negociación.

Sexto. *Derogación.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o menor rango se opongan a la presente disposición, en particular, la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 23 de diciembre de 2015, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación y los apartados segundo y tercero de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, de 6 de junio de 2016, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el mercado organizado de gas.

Séptimo. *Eficacia.*

La presente resolución entrará en vigor a los diez días de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 16

Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 111, de 7 de mayo de 2009
Última modificación: 13 de julio de 2013
Referencia: BOE-A-2009-7581

[. . .]

Disposición adicional segunda. *Designación de los comercializadores de último recurso de gas natural.*

1. Las empresas comercializadoras de gas natural que asumirán la obligación de suministro de último recurso en el territorio peninsular y Baleares desde el momento de su integración en el sistema gasista, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, serán:

Endesa Energía, S. A.
Gas Natural Servicios, S. A.
Iberdrola, S. A.
Naturgas Energía Comercializadora, S. A. U.
Unión Fenosa Comercial, S. L.

2. La empresa comercializadora que asumirá la obligación de suministro de último recurso en las Islas Canarias, desde el momento de la entrada del gas natural, será Endesa Energía, S. A.

3. El Gobierno podrá revisar las empresas que asuman la obligación de suministro de último recurso conforme a lo dispuesto en el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

[. . .]

§ 17

Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 50, de 26 de febrero de 2010
Última modificación: 30 de marzo de 2022
Referencia: BOE-A-2010-3098

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, modificada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece la desaparición del sistema de tarifas y la creación de una tarifa de último recurso. Este nuevo modelo, en el que el gas natural pasa a ser suministrado exclusivamente por los comercializadores, requiere la adaptación de toda la normativa actualmente en vigor que desarrolla la ley.

Resulta necesario especificar el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, así como introducir las medidas pertinentes para la aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, en lo que se refiere a la determinación de los precios que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador. Finalmente, se establecen medidas a aplicar por las empresas distribuidoras y comercializadoras para que el traspaso al suministro de último recurso sea compatible con el fomento de la competencia.

La sentencia del Tribunal Supremo, de fecha 21 de abril de 2009, anuló el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. Asimismo, el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, en su disposición adicional segunda designó a los comercializadores de último recurso. En consecuencia, procede la aprobación de este real decreto que regula las cuestiones citadas en los párrafos anteriores.

Con el fin de incidir en la validez de las formas de contratación incluidas en el artículo 44 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, se incluye la disposición final primera para puntualizar las formas de constatación de la conformidad del cliente al cambio de suministrador. Esta modificación no supone un cambio de criterio ni una innovación normativa, simplemente pretende garantizar la correcta aplicación de los mecanismos ya previstos en el citado Real Decreto así como en la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso, todo ello con el fin de hacer efectivo el cambio de suministrador.

Este real decreto tiene carácter básico y se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuyen al Estado competencia exclusiva sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y bases del régimen minero y energético. Dado el contenido de dicha regulación, el instrumento adecuado para su aprobación es el real decreto.

Se ha evacuado el trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, cuyas observaciones y comentarios, de acuerdo con lo establecido en el 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, se han tomado en consideración para la elaboración del correspondiente informe de dicha Comisión. Ésta, de conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional undécima, apartado tercero.1, función segunda de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, ha evacuado informe.

Igualmente, este real decreto ha sido informado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en su reunión del día 4 de febrero de 2010.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 5 de febrero de 2010,

DISPONGO:

Artículo 1. *Régimen jurídico de los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso.*

1. A todos los efectos, los consumidores acogidos a tarifa de último recurso serán considerados como consumidores en el mercado liberalizado.

2. A todos los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso de gas natural le serán de aplicación los preceptos relativos al suministro a tarifa establecidos en el título III del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, en tanto no se adapte dicho real decreto a lo establecido en la Ley 12/2007, de 2 de julio.

Artículo 2. *Derechos y obligaciones de los suministradores de último recurso.*

1. Además de los derechos y obligaciones establecidos para los comercializadores en el artículo 81 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el comercializador de último recurso tendrá la obligación de atender las solicitudes de suministro de gas de aquellos consumidores que tengan derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, según el calendario establecido en la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

2. La tarifa de último recurso será el precio máximo y mínimo que cobrarán los comercializadores de último recurso a los consumidores que, teniendo derecho a acogerse a ella, efectivamente se acojan a la misma. según lo establecido en el artículo 93.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Se entenderá que un consumidor se acoge a la tarifa de último recurso cuando sea suministrado por un comercializador de último recurso. Acogerse a la tarifa de último recurso en ningún caso podrá estar condicionado a la contratación de servicios cualesquiera diferentes al suministro de gas natural ofrecidos por la comercializadora de último recurso.

Los comercializadores de último recurso de gas natural que estuvieran aplicando descuentos o condiciones comerciales equivalentes a alguno de sus clientes, dispondrán como máximo hasta el 1 de junio de 2010 para cumplir con lo establecido en el párrafo anterior. A estos efectos notificarán al Director General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, las medidas que prevén adoptar en relación a estos contratos y enviarán una carta informativa a los clientes afectados informándoles del cambio normativo y de las medidas adoptadas..

3. Adicionalmente, el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución, o en el caso de que no exista, el comercializador de último recurso con mayor cuota de mercado en la comunidad autónoma, deberá atender el suministro de aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas.

Esta obligación se extiende únicamente durante el plazo de un mes desde la finalización del contrato del cliente.

Transcurrido dicho plazo sin que el consumidor disponga de un contrato en vigor de suministro con un comercializador, se procederá según lo previsto en el artículo 55 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

En el caso de que el consumidor se trate de un servicio esencial, de acuerdo con lo previsto en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, la obligación de suministro del comercializador de último recurso, se extenderá hasta que el consumidor disponga de un contrato de suministro en vigor con una comercializadora.

4. El comercializador de último recurso quedará exceptuado de la obligación de atender las solicitudes de suministro de determinados consumidores, establecida en el apartado 3 anterior, cuando el contrato de suministro previo hubiera sido rescindido por impago. En estos casos, el distribuidor aplicará a dichos consumidores lo dispuesto respecto de la suspensión del suministro en el artículo 57 del capítulo VIII del título III del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

5. Los comercializadores de último recurso llevarán en su contabilidad cuentas separadas, diferenciando los ingresos y los gastos estrictamente imputables al suministro realizado a aquellos consumidores acogidos a la tarifa de último recurso.

6. Por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se regulará el régimen transitorio de adaptación para los consumidores que, como consecuencia de cambios del umbral máximo de consumo del suministro de último recurso dejen de tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso.

Durante dicho régimen transitorio, los comercializadores de último recurso informarán adecuadamente a los consumidores sobre, al menos, los siguientes elementos: la desaparición de determinadas tarifas de último recurso, la duración del periodo transitorio, las tarifas que se aplicarán durante el mismo y la necesidad de realizar un contrato de suministro de gas a precio libre.

7. En el caso de que un consumidor conectado a redes de presión de servicio menor o igual a 4 bares y acogido a la tarifa de último recurso vigente, excediese el límite máximo establecido para acogerse a las mismas, sin que hubiese formalizado un nuevo contrato de suministro con un comercializador a precio libre, el comercializador de último recurso que le estuviera suministrando deberá seguir atendiéndole durante un periodo máximo de tres meses. El precio a pagar por dicho suministro será la tarifa de último recurso que le hubiera sido aplicada con anterioridad.

Transcurrido dicho plazo sin que el consumidor disponga de un contrato de suministro en vigor con un comercializador, se le aplicará lo establecido en el apartado 3 de este artículo.

El comercializador de último recurso deberá notificar al consumidor, en la primera factura, la necesidad de realizar un contrato de suministro de gas con cualquiera de los comercializadores autorizados, incluyendo la relación de comercializadores publicada en la página web de la Comisión Nacional de Energía al efecto. Además se le indicará que, si transcurrido dicho plazo de tres meses, no se hubiese subscrito dicho contrato y continuase consumiendo gas, únicamente se le suministrará durante un mes adicional al precio correspondiente a los consumidores sin derecho a TUR y sin contrato de suministro a precio libre.

Artículo 3. *Medidas de promoción de la competencia.*

1. En el plazo de 15 días desde la entrada en vigor del presente real decreto, las empresas distribuidoras deberán facilitar, a través de su página web y cada vez que sean requeridas por un consumidor, el listado de empresas comercializadoras facilitado por la Comisión Nacional de Energía con sus respectivos números de teléfono de atención al cliente y direcciones de página web, especificando cuáles han asumido la obligación de suministro de último recurso.

2. Los comercializadores deberán publicar y mantener actualizados, en su página web, los precios de venta del suministro de gas natural y todas las condiciones contractuales de los servicios de suministro de gas de las ofertas de suministro que sean de aplicación a consumidores conectados a redes de presión de servicio menor o igual a 4 bares.

En caso de que un comercializador no tenga ninguna oferta de suministro de gas para este segmento de mercado, también indicará esta circunstancia en su página web. El acceso a esta información será libre sin requerir registro previo.

Para facilitar a los consumidores la comparación entre las ofertas de los distintos proveedores, los comercializadores deberán publicar en su página web unas fichas resumen con las condiciones principales de sus ofertas de suministro de gas a los consumidores de menos de 50.000 kWh/año, de acuerdo con un formato estándar, que deberá ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía mediante resolución, en un plazo de seis meses. Dichas fichas serán publicadas en la página web de la Comisión Nacional de Energía.

3. Para promover la contratación electrónica, la Oficina de Cambio de Suministrador elaborará, en un plazo máximo de tres meses y en colaboración con la Comisión Nacional de Energía, una propuesta de procedimiento para el desarrollo de la contratación electrónica del suministro de gas, para su aprobación por el Director General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Disposición adicional única. *Listado de comercializadores.*

1. En el plazo de siete días desde la entrada en vigor del presente real decreto, las empresas comercializadoras deberán remitir su número de teléfono de atención al cliente y dirección de página web a la Comisión Nacional de Energía, para ser incluidos en el listado de comercializadores a que hace referencia el artículo 3.

2. La Comisión Nacional de Energía deberá publicar y mantener actualizado dicho listado en su página web antes de que transcurran 10 días desde la entrada en vigor del presente real decreto.

Disposición final primera. *Cambio de suministrador.*

Se modifica el artículo 44 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, añadiendo el apartado 6 siguiente:

> «6. En el caso de los suministros a presiones iguales o inferiores a 4 bares, se entenderá que el cliente ha dado su conformidad expresa para el cambio de suministrador siempre que ésta sea efectuada por cualquier medio que permita tener constancia de la misma, lo que incluirá tanto la contratación por escrito, como la contratación telefónica o la electrónica, reguladas por el Real Decreto 1906/1999, de 17 de diciembre, por el que se regula la contratación telefónica o electrónica con condiciones generales en desarrollo del artículo 5.3 de la Ley 7/1998, de 13 de abril, de condiciones generales de la contratación. Todo ello sin perjuicio del cumplimiento de lo dispuesto en los apartados 1, 2 y 3 del presente artículo.
>
> El comercializador deberá disponer en todo momento de la documentación que acredite la voluntad del cliente de cambiar de suministrador a su favor, si bien, a efectos de validar el cambio, podrá ser suficiente el dar traslado en soporte electrónico de la voluntad inequívoca del cliente.
>
> La Oficina de Cambios de Suministrador podrá exigir al comercializador toda la documentación que precise para asegurar la adecuada aplicación del proceso y su autenticidad.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Este real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuyen al Estado competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen minero y energético.

Disposición final tercera. *Habilitación.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones de desarrollo que resulten indispensables para asegurar la adecuada aplicación de este real decreto.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 18

Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 182, de 31 de julio de 2007
Última modificación: 29 de diciembre de 2007
Referencia: BOE-A-2007-14593

La disposición transitoria cuarta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, determina que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio establecerá el mecanismo de traspaso de clientes, con contrato en vigor en el mercado a tarifa, a las empresas comercializadoras que se determinen.

Este mecanismo comenzará a aplicarse el día 1 de septiembre de 2007, cuando los distribuidores informarán a los consumidores acerca de la nueva situación, facilitándoles el acceso a la información de las distintas empresas comercializadoras disponibles. Deberán, asimismo, indicar aquéllas que asumirán el suministro de último recurso y que, por tanto, no solamente estarán obligadas a suministrar a todos los consumidores que, según la Ley 34/1998, de 7 de octubre, tengan derecho a ello, sino que además, deberán hacerlo a un precio máximo fijado por el Ministerio.

El mecanismo de traspaso de clientes se ejecutará manteniendo el sistema actualmente vigente de aprovisionamiento y suministro regulado por parte de los distribuidores hasta el día 1 de julio de 2008, con objeto de minimizar los riesgos para la gestión del sistema.

El Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio de 2007, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural determina qué comercializadores asumirán la obligación de suministro de último recurso, de acuerdo con la habilitación del artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden el establecimiento del mecanismo de traspaso al suministro de último recurso de gas natural de los clientes que tengan un contrato en vigor en el mercado a tarifa y que, por tanto, estén siendo suministrados por un distribuidor. Dicho suministro de último recurso será llevado a cabo por los comercializadores de último recurso designados al efecto, de acuerdo con lo establecido en el artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Artículo 2. *Aprovisionamiento y suministro.*

El sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa por parte de las empresas distribuidoras vigente antes de la entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, quedará extinguido el día 1 de julio de 2008, en todos sus términos.

Artículo 3. *Notificación de traspaso.*

Las empresas distribuidoras de gas natural deberán incluir en todas las facturas que remitan a sus clientes con contrato en vigor en el mercado a tarifa desde el día 1 de septiembre de 2007 hasta el día 1 de enero de 2008, la carta que figura en el Anexo de esta orden.

Artículo 4. *Inicio del suministro de último recurso.*

1. A partir del día 1 de julio de 2008, los consumidores suministrados por un distribuidor que no hayan optado por elegir empresa comercializadora pasarán a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora. Dicho comercializador sucederá a la empresa distribuidora con los derechos y obligaciones establecidos en el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

En el caso de que el grupo empresarial de la distribuidora carezca de empresa comercializadora, pasarán a ser suministrados por la comercializadora del grupo empresarial de la distribuidora con mayor cuota de mercado en la comunidad autónoma.

2. En los casos en que la empresa distribuidora con mayor participación en la Comunidad Autónoma no pertenezca a ningún grupo empresarial que cuente con empresa comercializadora de último recurso, la empresa distribuidora podrá elegir la empresa comercializadora de último recurso a la que le serán transferidos los clientes que no hubiesen optado por otra comercializadora, entre las empresas relacionadas en el artículo 1 del Real decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de gas natural.

La empresa distribuidora deberá comunicar la empresa seleccionada a la empresa comercializadora y a la Dirección General de Política Energética y Minas antes de que transcurra un mes desde la modificación de la presente disposición.

Asimismo, la empresa distribuidora deberá comunicar a sus clientes la empresa comercializadora de último recurso a la que serán traspasados, en caso de no optar por otro comercializador, en la primera factura que les remitan.

En el caso de que en el plazo indicado no haya sido comunicada la selección de la empresa comercializadora a la Dirección General de Política Energética y Minas, los consumidores de estas empresas distribuidoras que no hayan optado por otro comercializador se transferirán a la empresa comercializadora que se detalla en el siguiente cuadro:

Empresa Distribuidora	Empresa comercializadora de último recurso
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S. A.	Endesa Energía, S.A.
Gas Mérida, S. A.	Endesa Energía, S.A.

3. Los comercializadores de último recurso deberán formalizar y adaptar los contratos al nuevo marco legal antes del día 1 de julio de 2009.

4. Los clientes que hayan sido traspasados a la empresa comercializadora de último recurso del grupo empresarial de su empresa distribuidora podrán darse de baja en el suministro sin coste alguno, comunicándolo a la empresa comercializadora con una anticipación mínima de 6 días hábiles a la fecha en que desee la baja del suministro, en aplicación de lo previsto en el artículo 37.4 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

5. El día 1 de julio de 2008 se entenderán automáticamente extinguidos los contratos de suministro a tarifa realizados entre los distribuidores y los consumidores, en el caso de que éstos hayan optado por suministrarse mediante contratos con cualquier empresa comercializadora distinta del suministrador de último recurso que les corresponda.

Artículo 5. *Facturación de suministros a tarifa pendientes.*

Los comercializadores de último recurso incluirán en su factura los suministros a tarifa pendientes de facturación de los consumidores que les hayan sido trasferidos, de acuerdo con las tarifas aplicables en cada momento.

En el plazo de un mes desde la fecha de facturación, los comercializadores de último recurso abonarán a los distribuidores las cantidades que resulten de la aplicación de las tarifas en vigor a los suministros a tarifa pendientes de aplicación.

Los consumos imputables a cada sujeto se calcularán mediante un prorrateo del importe total de la factura, con base en la lectura de los equipos de medida instalados al efecto, en función de los días que haya suministrado cada uno.

Artículo 6. *Alcance del suministro de último recurso.*

1. Los comercializadores de último recurso y, en su caso, los distribuidores deberán comunicar a sus clientes, al menos con cinco meses de antelación a la fecha prevista, cuándo les será de aplicación lo dispuesto en el calendario establecido en la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio.

2. A los efectos de la aplicación de dicho calendario, serán considerados los consumos anuales del año natural inmediatamente anterior.

Artículo 7. *Capacidad reservada y gas propiedad de ENAGAS.*

1. La capacidad reservada por ENAGAS en las instalaciones de regasificación y transporte quedará disponible el día 1 de julio de 2008.

Se habilita al Secretario General de Energía para establecer, en su caso, los mecanismos de reasignación de dicha capacidad.

2. La capacidad liberada por ENAGAS en los almacenamientos subterráneos quedará disponible el día 1 de abril de 2008.

La reasignación de dicha capacidad para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2008 y el 31 de marzo de 2009 tendrá en cuenta las necesidades asociadas al traspaso de clientes previsto en la presente orden.

3. Por resolución del Secretario General de Energía se establecerá el procedimiento de liquidación del excedente de gas que, a fecha 1 de abril de 2008, sea propiedad o esté a disposición de ENAGAS. En cualquier caso, las eventuales plusvalías obtenidas con su venta se considerarán ingresos liquidables del sistema. Se procederá, asimismo, a liquidar los peajes que se determinen, una vez extinguida la afectación de dicho gas al mercado a tarifa.

Artículo 8. *Programaciones y nominaciones.*

En el plazo de 15 días desde la entrada en vigor de la presente orden, los comercializadores de último recurso deberán remitir las programaciones anuales para el uso de las infraestructuras de transporte y distribución que correspondan, en el caso de que el plazo máximo de remisión ya hubiera finalizado.

Disposición adicional primera. *Conformidad del cliente al cambio de suministrador.*

Se entenderá que el cliente ha dado su conformidad expresa siempre que ésta sea acreditada por cualquier medio contrastable que permita garantizar la identidad del mismo, a los efectos de lo previsto en el artículo 44.2.d) del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

El comercializador deberá disponer en todo momento de la documentación que acredite la voluntad del cliente de cambiar de suministrador a su favor, si bien, a efectos de validar el

cambio, podrá ser suficiente el dar traslado en soporte electrónico de la voluntad inequívoca del cliente.

La Oficina de Cambios de Suministrador podrá exigir al comercializador toda la documentación que precise para asegurar la adecuada aplicación del proceso.

Disposición adicional segunda. *Publicidad.*

La Comisión Nacional de Energía llevará a cabo las medidas necesarias para informar a los consumidores sobre el nuevo funcionamiento del sistema gasista. A tal efecto, publicará una página informativa específica en su página web.

Disposición transitoria única. *Traspaso de clientes.*

1. Desde la entrada en vigor de la presente orden hasta el día 1 de julio de 2008, las empresas comercializadoras sólo podrán formalizar contratos de suministro con el consentimiento expreso y por escrito del cliente, en el caso de que éste estuviera siendo suministrado en el mercado a tarifa por el distribuidor del mismo grupo empresarial.

2. El incumplimiento de esta disposición será considerado infracción administrativa a los efectos señalados en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, sin perjuicio de que pueda ser, en su caso, una infracción de las previstas en la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.

Disposición final primera. *Habilitación para la aplicación y ejecución.*

Se habilita al Secretario General de Energía para dictar, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, las resoluciones necesarias para la aplicación y ejecución de lo dispuesto en esta orden.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Carta a remitir a los consumidores

Estimado cliente:

Como consecuencia de la nueva normativa europea, el próximo 1 de julio de 2008, las empresas distribuidoras debemos proceder a transferir nuestra cartera de clientes a una empresa comercializadora de gas natural, quien será a partir de ahora su suministrador de gas.

El cambio de suministrador en ningún caso tendrá un coste adicional para usted, ni modificará las condiciones de calidad de las que ha disfrutado hasta ahora.

Usted tiene derecho a elegir la empresa que desea que le suministre y, a través de nuestro teléfono de atención al cliente (XXXX) y de nuestra página web (www.xxx), podremos facilitarle el listado completo de las comercializadoras disponibles.

Adicionalmente, de todas las anteriores, le indicamos a continuación las empresas comercializadoras que tienen la obligación de suministrarle a un precio que no podrá ser superior al fijado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a las que podrá dirigirse para solicitar información:

Comercializadora	Teléfono	WEB
Endesa Energía, S. A.		
Gas Natural Servicios, S. A.		
Iberdrola, S. A.		
Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.		
Unión Fenosa Comercial, S. L.		

Si usted no ha procedido a contratar con alguna comercializadora, el día 1 de julio de 2008 su suministro será automáticamente asumido por nuestra empresa comercializadora. En este caso, le comunicamos que sus datos personales serán transferidos a esta empresa con el fin de que pueda continuar con el servicio, tal y como veníamos ofreciéndoselo hasta ahora desde nuestra empresa de distribución.

A partir de ese momento, la empresa comercializadora será responsable de enviarle las facturas y gestionar los cobros por el suministro de gas natural. Por su parte, la empresa distribuidora seguirá a cargo de la lectura de contadores y de los servicios de emergencia 24 horas.

A la espera de ofrecerle el mejor servicio, reciba un cordial saludo.

Fdo.: .....

(Nombre de la empresa distribuidora)

§ 19

Orden ITC/1251/2009, de 14 de mayo, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, mediante el que se modifica el calendario al que hace referencia la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 123, de 21 de mayo de 2009
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2009-8409

El Consejo de Ministros, en su reunión de 3 de abril de 2009, a propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, adoptó el Acuerdo referenciado en el título que figura como anexo a la presente Orden.

Para general conocimiento, se procede a la publicación de dicho acuerdo que figura como anexo a la presente orden.

ANEXO

Acuerdo del Consejo de Ministros mediante el que se modifica el calendario al que hace referencia la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio

La disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, determinó el calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural, estableciendo los umbrales de consumo anual por debajo de los cuales los consumidores podían acogerse a la tarifa de último recurso. Asimismo, la citada disposición autoriza al Gobierno a modificar dichos límites de consumo para aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, si así lo recomiendan las condiciones de mercado.

En la actualidad existen un número suficiente de empresas comercializadoras de gas natural en operación, que en julio de 2008 suministraban ya un 86% de la demanda de gas natural. Además, el sistema de acceso regulado a las instalaciones y el gran esfuerzo realizado en el desarrollo de infraestructuras gasistas facilita la incorporación de nuevas empresas al mercado, garantizando un elevado nivel de competencia en el sector.

Hasta la fecha, se han liberalizado todos los suministros realizados a presiones superiores a 4 bar, y también los suministros realizados a presiones inferiores con consumos superiores a 3 GWh anuales. Este proceso de liberalización, que ha sido posible sin

menoscabo de la seguridad de suministro, ha favorecido la eficiencia en el sector y el aumento de importancia de nuevos comercializadores.

El objeto del presente acuerdo es eliminar los precios máximos de último recurso para los grandes consumidores conectados a baja presión. Con esta medida se liberalizan consumos similares a suministros que se realizan en media presión y que ya han sido liberalizados. De esta forma, se suprimen los precios máximos para aproximadamente 60.000 clientes entre los que se encuentran industrias, empresas de servicios y muy grandes consumos en baja presión. Se mantienen, por lo tanto, los precios máximos de último recurso a los que pueden acogerse los entorno a 6,8 millones de consumidores domésticos individuales.

Por otra parte, la Comisión Nacional de Energía en su informe 32/2008 sobre la propuesta de orden ministerial por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso, propone en su conclusión quinta acelerar el calendario de eliminación de tarifa, suprimiendo la tarifa de último recurso para los niveles de consumo superior a 50.000 kWh/año, es decir, las tarifas T.3 y T.4.

En consecuencia, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, el Consejo de Ministros previa deliberación celebrada el día 3 de abril de 2009, acuerda:

Modificar los límites de consumo establecidos en la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, de forma que a partir del día 1 de julio de 2009 podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 kWh.

§ 20

Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 86, de 8 de abril de 2009
Última modificación: 29 de diciembre de 2016
Referencia: BOE-A-2009-5844

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, modifica el artículo 93 de la Ley 34/98, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, definiendo la tarifa de último recurso como el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores que, de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la citada ley, hayan sido designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente para esta tarifa, tengan derecho a la misma.

Asimismo, el artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, prevé la posibilidad de establecer un mecanismo de subasta que pueda utilizarse como referencia para fijar el coste de la materia prima en el cálculo de las tarifas de último recurso. La presente orden ministerial establece este mecanismo.

La disposición transitoria quinta de la propia Ley 12/2007, de 2 de julio, establece los consumidores que quedan protegidos por el sistema de suministro de último recurso según el calendario de aplicación del suministro de último recurso.

El Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural designa, en su artículo 1, a los comercializadores de último recurso.

El artículo 25.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural. prevé que el Ministro, mediante orden y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, y de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

De acuerdo a lo anterior, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, dictó la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008 y, posteriormente, la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, que determinó ésta a partir del 12 de octubre de 2008.

Por otra parte, en la disposición adicional primera de esta orden se refiere a la designación de la entidad responsable de la organización de las subastas necesarias para el

funcionamiento del sistema gasista. Se designa al Operador del Mercado Ibérico-Polo Español, S.A., a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U., como responsable para la organización de determinadas subastas que son imprescindibles para el adecuado funcionamiento del sistema gasista. Esta designación se realiza sin perjuicio de otros mecanismos de negociación que tengan por objeto la compraventa de gas natural o de capacidad de las instalaciones, que podrá realizarse libremente.

Asimismo, en la disposición final primera se reemplaza una de las cotizaciones que ha dejado de publicarse, empleada para la revisión del término variable de la tarifa de último recurso, regulada en la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural.

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva para determinar las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y las bases del régimen minero y energético.

A este respecto cabe señalar que, por el contenido de sus disposiciones, la ley no resulta un instrumento idóneo para las determinaciones que se aprueban mediante esta orden y por eso las propias normas legales se remitieron a lo que se dispusiera reglamentariamente. Además, sólo tiene sentido que las determinaciones de que se trata se efectúen por normas reglamentarias estatales.

Se ha evacuado el preceptivo trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, cuyas observaciones y comentarios, de acuerdo con lo establecido en el 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía se han tomado en consideración para la elaboración del correspondiente informe de dicha Comisión. Esta, de conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional undécima, apartado tercero, 1, funciones segunda y cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, ha evacuado su preceptivo informe con fecha 26 de febrero de 2009.

Mediante acuerdo de 26 de marzo de 2009, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de la presente orden el establecimiento del procedimiento de subasta para la adquisición por parte de los comercializadores de último recurso de determinadas cantidades de gas natural para el suministro a los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso.

2. Los precios resultantes de las subastas servirán como referencia para la actualización de las tarifas de último recurso, según lo establecido en el artículo 93.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 2. *Ámbito de la aplicación.*

Esta orden será de aplicación a determinadas adquisiciones de gas natural que realizarán los comercializadores de último recurso, que actuarán como compradores, por las cantidades de gas que se especifiquen.

CAPÍTULO II

Objeto y participantes en la subasta

Artículo 3. *Objeto de la subasta.*

1. Los productos objeto de cada subasta podrán incluir cantidades de gas con las siguientes características:

a) Gas de base, definido como una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente, con la flexibilidad que se determine.
b) Gas de invierno, definido como cantidades preestablecidas de gas a entregar en determinados meses, con la flexibilidad que se determine.
c) Gas modulado, definido como cantidades de gas a entregar a petición de los comercializadores de último recurso dentro de unos umbrales predeterminados y en las condiciones que se determine.

2. El punto de entrega será el almacenamiento para la operación comercial de la red de transporte (AOC).
3. Por resolución del Secretario General de Energía se precisarán las características concretas de cada producto que incluirán, al menos, la flexibilidad diaria y el plazo de preaviso para la entrega.

Artículo 4. *Participantes.*

Podrán participar en la subasta los comercializadores que hayan superado el proceso de precalificación y calificación a que hace referencia el artículo siguiente.

Artículo 5. *Precalificación y calificación.*

1. La participación en la subasta como vendedores requerirá la precalificación y la calificación, con carácter previo a la celebración de la misma.
2. Los sujetos habilitados que estén inicialmente interesados en participar en la subasta como vendedores, deberán formular una solicitud de precalificación ante la entidad organizadora. La precalificación supondrá el derecho a recibir información relacionada con la subasta, a participar en las sesiones de formación, y a solicitar con posterioridad la calificación.
3. Los sujetos que hubieran sido precalificados y que finalmente estén interesados en participar en la subasta como vendedores, deberán solicitar la calificación de acuerdo con las reglas para la realización de las subastas.

Artículo 6. *Obligaciones del vendedor.*

El vendedor estará obligado a:

1. Adherirse al contrato marco con anterioridad a la celebración de la subasta.
2. Suministrar a cada comercializador de último recurso el gas natural comprometido, en las condiciones establecidas y durante el período de vigencia del contrato.
3. Disponer de los contratos de acceso a las instalaciones y pagar los peajes y cánones necesarios para transportar el gas natural hasta el punto de entrega (AOC).
4. Depositar las fianzas o garantías que, en su caso, se requieran en el contrato marco.

Artículo 7. *Obligaciones del comprador.*

El comprador estará obligado a:

1. Adherirse al contrato marco por la parte correspondiente de consumo con anterioridad a la celebración de la subasta.
2. Informar a la entidad responsable de la organización de la subasta de los consumos históricos y previstos que estuvieran asociados a los productos que se subasten.
3. Informar a los vendedores, con la anticipación y condiciones que se establezcan en el contrato marco, de las cantidades a entregar.

4. Abonar al vendedor la contraprestación correspondiente en los plazos y condiciones que se establezcan.

5. Pagar los peajes necesarios para transportar el gas natural desde el AOC a los puntos de consumo de sus clientes.

6. Depositar las fianzas o garantías que, en su caso, se requieran en el contrato marco.

7. Si la cantidad de gas adquirida por un comercializador de último recurso mediante el procedimiento de subasta regulado en la presente orden fuera inferior a la demanda de sus consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, será responsabilidad del comercializador de último recurso el adquirir el resto del gas mediante cualquier otra forma de contratación. En caso de que fuera superior, el comercializador de último recurso destinará los excesos de gas a otros fines distintos del suministro a los consumidores con derecho a acogerse al suministro de último recurso.

Artículo 8. *Derechos del vendedor.*

El vendedor tendrá derecho a:

1. Facturar y cobrar al comprador el importe del producto.

2. Exigir, en su caso, fianzas y garantías a los compradores para el cumplimiento de los compromisos en las condiciones que se especifiquen en el contrato marco.

Artículo 9. *Derechos del comprador.*

El comprador tendrá derecho a:

1. Exigir, en su caso, fianzas y garantías a los vendedores para el cumplimiento de los compromisos en las condiciones que se especifiquen en el contrato marco.

2. Adquirir, en condiciones de mercado, el gas necesario para suministrar a sus clientes que no esté cubierto por el gas adquirido por el procedimiento de subasta.

Artículo 10. *Cesión.*

Los contratos de suministro que se firmen como consecuencia de la celebración de una subasta podrán ser cedidos a terceros por cualquiera de las partes, total o parcialmente, en las condiciones que se establezcan en el contrato marco, previa comunicación a la Secretaría General de Energía y a la Comisión Nacional de Energía.

CAPÍTULO III

Preparación, gestión y supervisión de la subasta

Artículo 11. *Mecanismo de asignación del gas y determinación del precio.*

1. La cantidad de gas a suministrar será asignada a través de un procedimiento de subasta en el que, partiendo de un precio de salida, se proceda a una reducción progresiva del precio hasta llegar al equilibrio entre la oferta y la demanda.

2. Por resolución de la Secretaría General de Energía, se establecerán:

a) Las cantidades de gas natural a adquirir, por los comercializadores de último recurso, para cada subasta y tipo de producto.

b) La fórmula de precios asociada a cada producto objeto de la subasta, que podrá estar referenciada a la cotización del petróleo y productos derivados en los mercados internacionales y al cambio del dólar respecto al euro. Los precios podrán revisarse en función de las variaciones de los cánones y peajes de acceso.

c) Los precios de salida, que serán fijados tras el análisis de las ofertas indicativas resultantes del proceso de calificación de los vendedores.

d) Las reglas a aplicar en la subasta y el contrato marco que formalice los compromisos entre las partes. Estas reglas se basarán en los principios establecidos en el anexo de la presente orden.

e) La fecha de celebración de cada subasta, que tendrá lugar preferentemente cinco meses antes del período de entrega.

3. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento del cierre de la subasta y una vez sea confirmado por parte de la entidad responsable de la supervisión que el proceso se ha realizado de forma transparente, competitiva y no discriminatoria, la entidad responsable de la ejecución de la subasta comunicará los resultados a la Secretaría General de Energía, a la Comisión Nacional de Energía, a los comercializadores participantes, y a los compradores, incluyendo el nombre de los vendedores que resulten adjudicatarios, la cantidad total adjudicada y el precio de suministro.

Los resultados de cada subasta serán vinculantes para todos los comercializadores de último recurso y para los vendedores que hayan participado en la misma.

4. Si la subasta se declarase desierta los comercializadores de último recurso, deberán aprovisionarse de gas natural en el mercado.

Artículo 12. *Entidad responsable de la realización de las subastas.*

1. La entidad responsable de la realización de las subastas deberá elaborar una propuesta de contrato marco y de la reglas de aplicación a la subasta, que deberán adaptarse a los criterios generales establecidos en el anexo de la presente orden, y que finalmente habrán de ser aprobados por resolución del Secretario General de Energía.

2. Asimismo, se encargará de informar a los potenciales vendedores del trámite para la calificación, y del procedimiento para la ejecución de la subasta. Además, comunicará los resultados una vez estos hayan sido validados, y proporcionará toda aquella información que sea necesaria a la entidad responsable de la supervisión de la subasta.

Artículo 13. *Entidad supervisora de las subastas.*

1. La Comisión Nacional de Energía será la entidad supervisora de la subasta. A estos efectos, designará a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución, con plenos poderes, en la función de supervisión de la subasta y, especialmente, a los efectos de confirmar que el proceso se ha realizado de forma transparente, competitiva y no discriminatoria y de validación de los resultados.

2. La Comisión Nacional de Energía elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría General de Energía. Asimismo, en dicho informe la Comisión Nacional de Energía evaluará las diferencias que se hubieran producido entre las previsiones de consumo, realizadas por los comercializadores de último recurso, y el consumo finalmente efectuado.

Disposición adicional primera. *Organización de subastas.*

(Derogada).

Disposición adicional segunda. *Cánones de almacenamiento subterráneo y peajes aplicables.*

1. Los cánones de almacenamiento subterráneo se determinarán para períodos de 12 meses que coincidirán con el período de asignación de la capacidad de almacenamiento. De esta forma, cualquier modificación que tenga lugar entrará en vigor el 1 de abril de cada año.

2. Serán de aplicación los peajes en vigor en cada momento.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural.*

Se modifica el artículo 2.5 de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, añadiendo, al final del mismo, el texto que se indica a continuación:

> «El Director General de Política Energética y Minas determinará las variaciones de los términos variables utilizando referencias alternativas si alguna de ellas dejara de publicarse. En el caso de la cotización GO_ARA, ésta se reemplazará por el valor GO_GL en el momento en que cese su publicación.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

Se modifica el artículo 9 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad que queda redactado con el texto que se indica a continuación:

> «Por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se establecerá la capacidad de almacenamiento objeto de la subasta, el plazo para la presentación de ofertas y la fecha de la misma, que se celebrará preferentemente antes del día 27 de marzo.»

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

CRITERIOS GENERALES QUE HAN DE REGIR LAS REGLAS DE APLICACIÓN EN LAS SUBASTAS

1. La convocatoria será pública y dirigida a cualquier sujeto que cumpla con los requisitos establecidos.

2. La Comisión Nacional de Energía supervisará la gestión de las subastas y certificará que se desarrollan de forma transparente, objetiva, competitiva y no discriminatoria.

3. En la información que la entidad responsable de la ejecución de la subasta distribuirá a todos los sujetos que muestren interés en la fase inicial, se incluirá:

a) Una descripción de los productos objeto de subasta.

b) Una breve descripción del procedimiento de subasta, el cual consistirá en una subasta «de reloj» de precio descendente.

c) Información relevante sobre consumos históricos y previstos asociados a los productos que se subasten.

d) Las fechas y plazos orientativos para cada una de las diferentes etapas de la subasta (precalificación, calificación, formación, subasta y perfeccionamiento).

e) Los requisitos de precalificación y calificación.

4. El proceso de precalificación se limitará a los sujetos habilitados definidos en el artículo 3 de la presente orden y requerirá la firma de compromisos de confidencialidad y no colusión.

5. En la información que la entidad responsable de la ejecución de la subasta distribuirá a todos los sujetos que hayan pasado el proceso de precalificación, se incluirá:

a) El borrador de las reglas de la subasta.

b) El borrador de contrato marco.

c) Los documentos y garantías iniciales a aportar por los sujetos en el proceso de calificación.

d) El rango de precios de salida para los cuales los sujetos deberán presentar ofertas indicativas. Las ofertas indicativas serán ofertas no vinculantes y con carácter confidencial, mediante las que los vendedores revelarán una valoración del producto previa a la celebración de la subasta.

6. Se ofrecerá a los sujetos precalificados la oportunidad de presentar comentarios al borrador de las reglas de la subasta y al del contrato marco. La versión final de dichos documentos será aprobada por Resolución del Secretario General de Energía.

7. El proceso de calificación de los sujetos precalificados requerirá que éstos presenten:

a) Un documento aceptando las reglas de la subasta.

b) Una declaración de los volúmenes máximos por los que desean pujar.

c) La presentación de los avales que se requieran asociados a dichos volúmenes máximos.

d) La comunicación de los volúmenes de oferta indicativa en los niveles inferior y superior del rango de precios de salida señalados por el gestor de la subasta.

e) El documento de adhesión al contrato marco firmado, que sólo tendrá validez si resultase adjudicatario de la subasta.

8. Los sujetos que resulten calificados recibirán por parte de la entidad responsable de la realización de la subasta toda aquella información sobre el mercado que resulte relevante para que el proceso se desarrolle de forma transparente, objetiva, competitiva y no discriminatoria.

9. Si el número de sujetos calificados se considerase insuficiente o existiesen argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva, la Secretaría General de Energía, previa comunicación a los representantes de la Comisión Nacional de Energía, declarará suspendida la subasta.

10. Con el fin de familiarizar a los sujetos con el formato y sistemas de la subasta, se celebrarán sesiones de formación al menos tres días antes de la ejecución de la misma. Dichas sesiones de formación incluirán sesiones informativas (en modo de seminario) y de prueba de sistemas y procedimientos.

11. La subasta será organizada telemáticamente.

12. El precio de salida de la subasta será fijado de modo que sea superior al precio de cierre esperado, con el fin de asegurar que al inicio de la subasta exista un nivel de presión competitiva adecuado. El precio de cualquier producto no podrá incrementarse entre una ronda y la siguiente.

13. Podrá establecerse un precio de reserva por encima del cual la subasta quedará desierta.

14. La cantidad precisa de exceso de oferta en cada ronda y para cada producto se mantendrá confidencial, aportándose únicamente información aproximativa (como un rango del monto de exceso global).

15. La fórmula de reducción de precio entre rondas se basará en el exceso de oferta en cada producto. Dicha fórmula será confidencial y podrá contener un elemento de aleatoriedad o discrecionalidad de forma que se evite que los sujetos puedan inferir la cantidad precisa de exceso de oferta en cada producto.

16. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de la subasta, la Comisión Nacional de Energía deberá validar los resultados, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma.

§ 21

Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 151, de 23 de junio de 2009
Última modificación: 25 de septiembre de 2024
Referencia: BOE-A-2009-10329

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, modificó el artículo 93 de la referida Ley del sector de hidrocarburos, definiendo la tarifa de último recurso.

El Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009, mediante el que se modifica el calendario previsto inicialmente en la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece que a partir del 1 de julio de 2009 tendrán derecho al suministro de último recurso los consumidores conectados a presiones inferiores a 4 bar, con consumos anuales no superiores a 50.000 kWh/año.

Por su parte, el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, designa, en su disposición adicional segunda a las empresas comercializadoras que debían asumir la obligación de suministro de último recurso en el territorio peninsular y Baleares.

En desarrollo de la Ley del sector de hidrocarburos, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, establece en su artículo 25.1 que el Ministro, mediante orden y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural. Asimismo, este artículo dispone que en dichas órdenes se establecerán los valores concretos de las tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización de los mismos.

En cumplimiento de lo anterior, el Ministro de Industria Turismo y Comercio dictó la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, donde se determina la forma de cálculo de dicha tarifa a partir del 12 de octubre de 2008, la cual debía adaptarse conforme se desarrollara el procedimiento de subasta para la determinación del coste del gas natural considerado. Asimismo, dispone en sus artículos 4 y 5 las condiciones generales aplicables al suministro y las unidades de facturación y medida.

La presente orden establece la forma de cálculo de la tarifa de último recurso, incorporando los resultados del referido procedimiento de subasta, junto con referencias internacionales indicativas del coste de aprovisionamiento de gas natural.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, dispone el régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares, de manera que hasta la finalización y puesta en marcha de las instalaciones que permitan el suministro de gas natural las empresas distribuidoras podrán efectuar el suministro de gases manufacturados. La presente orden determina las tarifas aplicables al suministro de gases manufacturados en territorios insulares hasta la llegada del gas natural, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 25.1 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Se ha evacuado el trámite de audiencia a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, cuyas observaciones y comentarios, de acuerdo con lo establecido en el 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, se han tomado en consideración para la elaboración del correspondiente informe de dicha Comisión, elaborado de conformidad con la disposición adicional undécima, apartado tercero, 1, funciones segunda y cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Mediante acuerdo de 18 de junio de 2009, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación de la metodología para el cálculo de la tarifa de último recurso.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La presente orden será de aplicación al suministro de gas natural que realicen los comercializadores de último recurso a los consumidores que cumplan los requisitos establecidos en la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

CAPÍTULO II

Definición y estructura de las tarifas de último recurso

Artículo 3. *Tarifas de último recurso.*

Las tarifas de último recurso se aplicarán en función del consumo anual, teniendo en cuenta la estructura de los peajes de acceso a redes locales establecidos por la normativa vigente.

Artículo 4. *Estructura general de las tarifas de último recurso.*

1. Las tarifas de último recurso se componen de un término de facturación fijo, expresado en €/mes, y un término de facturación variable por unidad de energía, expresado en cts/kWh.

2. Las tarifas de último recurso se determinarán sin incluir los impuestos, recargos y gravámenes sobre el consumo y suministro, ni tampoco los alquileres de equipos de medida, los derechos de acometida, derechos de alta, ni aquellos otros servicios cuya repercusión sobre el usuario esté autorizada por la normativa vigente.

CAPÍTULO III

Procedimiento de cálculo de las tarifas de último recurso

Artículo 5. *Determinación de la tarifa de último recurso.*

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 93.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el artículo 26.2 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del gas natural, el sistema de cálculo de la tarifa de último recurso incluirá de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes, cánones y cargos en vigor, los costes de comercialización, los costes derivados de la seguridad de suministro, el coste del Gestor Técnico del Sistema y las tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos conforme el anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. En cada término de las tarifas y en los puntos donde sean de aplicación cargos, estos se adicionarán a los peajes y cánones en vigor.

3. Al inicio del año de gas se adicionará al término fijo de cada peaje la media de las primas resultantes de las subastas de capacidad anual correspondientes al año de gas de aplicación, celebradas con anterioridad, ponderando cada una de las primas por la capacidad adjudicada en cada subasta.

En el caso de los procesos anuales de asignación de slots para descarga de buques, se tomará el valor medio de las primas de cada mes del año de gas de aplicación, ponderadas por el número de slots asignados cada mes.

4. El término fijo de la tarifa se determinará como la suma de los siguientes términos:

a) Término fijo del peaje de red local aplicable en función del escalón de consumo de la tarifa.
b) Coste del término fijo del peaje de entrada a la red de transporte troncal.
c) Término fijo del peaje de salida de la red de transporte troncal.
d) Coste del término fijo del peaje de regasificación.
e) Coste del término fijo del peaje de almacenamiento de GNL.
f) Término fijo del peaje de otros costes de regasificación.
g) Coste fijo de comercialización.

5. El término variable de la tarifa se determinará como la suma de los siguientes términos:

a) Término variable del peaje de red local en función del nivel de consumo de la tarifa.
b) Coste del término variable del peaje de entrada a la red de transporte troncal.
c) Coste del término variable del peaje de salida de la red de transporte troncal.
d) Coste del término variable del peaje de regasificación.
e) Coste del término variable del peaje de almacenamiento de GNL.
f) Coste del término variable del peaje de otros costes de regasificación (TV_{OCR}).
g) Coste del peaje de descarga de buques.
h) Coste del canon del almacenamiento subterráneo.
i) Coste variable de comercialización.
j) Coste de la materia prima, que incluirá el coste asociado a las mermas y al riesgo de cantidad.

Artículo 6. *Metodología de cálculo de los peajes, cargos y cánones imputados.*

1. Coste del peaje de regasificación.

a) Término fijo, expresado en €/mes:

$$\frac{TC_R}{12}\left[\frac{C_{mi}\cdot(1+m_D)}{(1-m_T)\cdot fc\cdot 365}-\frac{E_{MAX}}{n_i}-\frac{GN_d}{n_i}\right]$$

b) Término variable, expresado en cts/kWh:

$$TV_R \cdot 100 \cdot \left[\frac{(1+m_D)\cdot \%GNL}{(1-m_T)} + \frac{40 \cdot m_A}{365}\right]$$

2. Coste del peaje de descarga de buques, expresado en cts/kWh:

$$\left[\frac{TF_{descarga}\cdot 100}{Tm_{buque}\cdot fconv} + TV_{descarga} \cdot 100\right] \cdot \left[\frac{(1+m_D)\cdot \%GNL}{(1-m_R)\cdot(1-m_T)} + \frac{40\cdot m_A}{365\cdot(1-m_R)}\right]$$

3. Coste del canon de almacenamiento subterráneo, expresado en cts/kWh:

$$\frac{100 \cdot 60 \cdot CMas}{365} + \frac{40 \cdot 100 \cdot [T_{vi} + T_{ve} \cdot (1-m_A)]}{365}$$

4. Coste del peaje de almacenamiento de GNL.

a) Término fijo, expresado en €/mes:

$$\left[\frac{Tm_{buque} \cdot f_{conv} \cdot (1-m_r) \cdot TF_{GNL}}{12}\right] \cdot \frac{1}{\sum_{i=1}^{N} n_i}$$

b) Término variable, expresado en cts/kWh:

$$\left[\frac{TV_{GNL} \cdot 365 \cdot 100 \cdot Tm_{buque}}{2} \cdot f_{conv} \cdot (1-m_r)\right] \cdot \frac{1}{\sum_{i=1}^{N} C_{mi} \cdot n_i}$$

5. Coste del peaje de entrada a la red de transporte troncal.

a) Término fijo, expresado en €/mes:

$$\left(\frac{Tf_{eGNL}}{12} \cdot \%GNL + \frac{Tf_{eNo_{GNL}}}{12} \cdot (1-\%GNL)\right) \cdot \left[\frac{C_{mi} \cdot (1+m_D)}{(1-m_T) \cdot 365 \cdot f_c} - \frac{E_{MAX}}{n_i}\right]$$

b) Término variable, expresado en cts/kWh:

$$Tv_{eRT} \cdot 100 \cdot \left[\frac{(1+m_D)}{(1-m_T)} + \frac{40 \cdot (1-m_A)}{365}\right]$$

6. Coste del término variable del peaje de salida de la red de transporte troncal, expresado en cts/kWh.

$$Tv_{sRT} \cdot 100 \cdot (1 + \frac{40}{365})$$

7. A continuación, se definen los parámetros empleados en los apartados anteriores:

– TC_R y TV_R: términos fijo y variable del peaje de regasificación en vigor, expresados en €/(kWh/día)/año y €/kWh, respectivamente.

– Tf_{eGNL}: término fijo medio del peaje de entrada a la red de transporte troncal por plantas de regasificación, expresado en €/(kWh/día)/año.

– Tf_{eNo_GNL}: término fijo medio de los peajes de entrada a la red de transporte troncal excluidas las entradas desde plantas de regasificación, ponderado por los volúmenes de entrada en los distintos puntos de la red, expresado en €/(kWh/día)/año.

– Tv_{eRT}: término variable del peaje de entrada a la red de transporte troncal, expresado en €/kWh.

– Tf_{sRT}: término fijo del peaje de salida de la red de transporte troncal, expresado en €/(kWh/dia)/año.

– Tv_{sRT}: término variable del peaje de salida de la red de transporte troncal, expresado en €/kWh.

– $TF_{descarga}$: término fijo medio de descarga de buques, calculado como la media de los términos fijos del peaje de descarga de buques para todos los tamaños, ponderada por el número de buques en cada tamaño, expresado en €/buque.

– $TV_{descarga}$: término variable de descarga de buques correspondiente al tamaño medio de buque (Tmbuque), expresado en €/kWh.

– Tmbuque: tamaño medio de buque, expresado en m3.

– *CMas, Tvi, Tve*: donde CMas es el coste medio de almacenamiento anual, calculado multiplicando el volumen por el coste promedio de almacenamiento expresado en €/(kWh/dia)/año, mientras que Tvi y Tve son los cánones de inyección y extracción expresados en €/(kWh/día)/día. El término CMas se actualizará conjuntamente con las revisiones de peajes y cánones, excepcionalmente en el año 2022 el valor se actualizará en la revisión de la tarifa de último recurso de 1 de julio.

– TF_{GNL}: término fijo del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/(kWh/dia)/año.

– TV_{GNL}: término variable del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/kWh.

– Tf_{oc}: Término fijo del peaje de otros costes de regasificación, expresado en €/(kWh/día)/año.

– TV_{oc}: Término variable del peaje de otros costes de regasificación, expresado en €/kWh.

– C_{mi}: consumo anual medio por cliente de cada tarifa, expresado en kWh.

– f_c: factor de carga de los consumidores TUR.

– mT, mD, mA, mR: mermas de transporte, distribución, almacenamiento subterráneo y regasificación en vigor, expresadas en tanto por uno.

– % GNL: porcentaje de aprovisionamientos en forma de GNL.

– f_{conv}: factor de conversión de m3 de GNL a kWh.

– E_{MAX}: emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos, expresada en kWh.

– n_i: número de consumidores correspondientes a cada tarifa

– GNd: cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso.

Artículo 7. *Costes de comercialización.*

Los términos fijo y variable del coste de comercialización aplicable a todas las tarifas de último recurso se establecen en 1,42 €/mes y 0,083 cts/kWh, respectivamente.

Artículo 8. *Determinación del coste de la materia prima.*

El coste de la materia prima Cn se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Cn\ (cts\ /\ kWh) = [\alpha \times REn + (1 - \alpha) \times RBn] \times (1 + PRQ) \times (1 + MERM)$$

donde:

– α: Ponderación del gas estacional, tendrá valor de 0,579 en el primer trimestre, 0,467 en el cuarto y 0 en los trimestres segundo y tercero.

– REn: Referencia internacional del gas estacional, expresada en cent€/kWh, que se determina como promedio de las cotizaciones de los futuros mensuales del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre "n". Se tomarán los valores publicados por el Intercontinental Exchange (ICE) "UK Natural Gas (monthly)" desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre "n", ambos incluidos, y para cada día se tomará la media aritmética de los "settlement prices" publicados para cada uno de los tres meses del trimestre. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de pence/therm a cent€/kWh utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo, y aplicando el factor de conversión de 29,307 kWh/therm.

– RBn: Referencia internacional del gas de base, expresada en cts€/kWh y calculada mediante la siguiente fórmula:

$$RB_n = \frac{0{,}666814 + 0{,}025324 \cdot Brent_n}{E_n}$$

donde:

– Brentn: Media semestral expresada en $/barril de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia "n". Para su cálculo se utilizarán las medias mensuales expresadas en $/Bbl y publicadas en el "Platts Oilgram Price Report" o en el "Platts nPLCrude". En ausencia de valores mensuales publicados, se tomará la media diaria de las cotizaciones baja y alta del "Brent Dated" publicada diariamente en el "Platts POM" o "nPLCRUDE". Para el último mes se tomarán las cotizaciones correspondientes a los días 1 a 20 inclusive.

– En: Cambio medio $/€ en el trimestre anterior al del mes de cálculo, calculado a partir de las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas por el Banco de España o el Banco Central Europeo. Para el último mes del período se considerarán exclusivamente las cotizaciones del día 1 al 20 inclusive.

– MERM: Coeficiente de mermas se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula, en la que se utilizan parámetros definidos en el artículo seis:

$$MERM = mD + mT + mR \times \%\ GNL.$$

– PRQ: Prima por riesgo de cantidad, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.

Artículo 9. *Prima por riesgo de cantidad.*

La prima por riesgo de cantidad (PRQ) refleja el sobrecoste que para los comercializadores de último recurso supone la existencia de una correlación positiva entre el volumen real de gas natural que tienen obligación de suministrar y el precio de la energía en el mercado.

Tomará el valor de 0 para el segundo y tercer trimestre del año y se determinará para el primer y cuarto trimestre del año de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PRQ = (MD_p \times CO_c + MD_n \times CO_p) / F3$$

Siendo:

– MDp: Máximo desvío positivo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,26.

– MDn: Máximo desvío negativo histórico respecto a la demanda estimada. Tendrá el valor de 0,34.

– COc: Media aritmética del coste de la opción call del gas natural del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia del día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia y calculada como sigue:

$$CO = \frac{1}{3} \times \sum_{n=1}^{3} \frac{CO_{sup\,n} \times (Fut_n - T_{inf\,n}) + CO_{inf\,n} \times (T_{sup\,n} - Fut_n)}{(T_{sup\,n} - T_{inf\,n})}$$

Siendo:

▪ CO el coste de la opción call.

▪ Futn: La cotización del futuro de gas natural NBP para el mes n del trimestre de referencia en el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ Tsupn: El precio de ejecución de la opción call del mes n del trimestre de referencia inmediatamente superior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ Tinfn: El precio de ejecución de la opción call del mes n del trimestre de referencia inmediatamente inferior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ COsupn: La cotización de la opción call del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tsupn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ COinfn: La cotización de la opción call del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tinfn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

– COp: Media aritmética del coste de la opción put del gas natural del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia del día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia y calculada como sigue:

$$CO = \frac{1}{3} \times \sum_{n=1}^{3} \frac{CO_{sup\,n} \times (Fut_n - T_{inf\,n}) + CO_{inf\,n} \times (T_{sup\,n} - Fut_n)}{(T_{sup\,n} - T_{inf\,n})}$$

Siendo:

▪ CO el coste de la opción put.

▪ Futn: La cotización del futuro de gas natural NBP para el mes n del trimestre de referencia en el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ Tsupn: El precio de ejecución de la opción put del mes n del trimestre de referencia inmediatamente superior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ Tinfn: El precio de ejecución de la opción put del mes n del trimestre de referencia inmediatamente inferior al valor de Futn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ COsupn: La cotización de la opción put del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tsupn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

▪ COinfn: La cotización de la opción put del mes n del trimestre de referencia a un precio de ejecución Tinfn para el día de cálculo en el "Intercontinental Exchange" (ICE).

– F3: valor medio de los futuros del gas natural del "National Balancing Point" (NBP) del Reino Unido para entregas en los tres meses del trimestre de referencia. Se tomarán los valores publicados por el Intercontinental Exchange (ICE) desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre de referencia, ambos incluidos.

Artículo 10. *Actualización de los términos de la tarifa.*

1. Los términos fijos y variables de las tarifas se actualizarán en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema y cargos o en los coeficientes de mermas en vigor.

Asimismo, el término variable se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima Cn, de acuerdo al valor obtenido de la aplicación de la fórmula del artículo 8, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento.

El valor promedio de las primas de las subastas de asignación de capacidad se actualizará el 1 de octubre de cada año.

2. Las revisiones se realizarán mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. Las condiciones generales aplicables al suministro, así como las unidades de facturación y medida, son las establecidas en los artículos 4 y 5 de la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre.

3. Los siguientes parámetros definidos en el apartado 5 del artículo 6: Tmbuque, Cmi, f_c, %GNL, f_{conv}, E_{MAX}, GNd, número de consumidores TUR.1, TUR.2 y TUR.3 (ni) se actualizarán con carácter anual, antes del 1 de octubre, mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

4. Las resoluciones de actualización de los términos de la tarifa de último recurso deberán incluir la publicación de los valores de todos los términos que componen la fórmula del coste de la materia prima empleados para su actualización: referencia internacional del gas de base (RBn), media semestral del crudo Brent ($Brent_n$), tipo de cambio euro-dólar considerado (En), así como el valor final resultante del coste de materia prima (Cn). En el caso de los trimestres primero y cuarto se publicarán los valores de la referencia internacional del gas estacional (REn), la prima de riesgo por cantidad (PRQ) y el promedio de las cotizaciones del National Balancing Point (NBP) utilizadas.

Artículo 11. *Remisión de información.*

(Suprimido)

Artículo 12. *Declaración responsable.*

Lo titulares de puntos de suministro incluidos en los apartados 1.b y 1.c del artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que se quieran acoger a la tarifa de último recurso, deberán presentar en el momento de la solicitud la declaración responsable que se adjunta en el anexo III, firmada por el titular del punto de suministro.

El incumplimiento de los requisitos establecidos en la presente documentación o la falsedad en la declaración responsable dará lugar a una refacturación del consumo efectuado desde la contratación de la tarifa de último recurso, aplicando un recargo igual a la tarifa en vigor.

Disposición adicional única. *Tarifas de gases manufacturados por canalización en territorios insulares.*

1. Las tarifas a aplicar por las empresas distribuidoras de gases manufacturados por canalización en territorios insulares seguirán la estructura de los peajes de red local definidos en la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

2. Las tarifas se determinarán por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas conforme con la metodología establecida en la presente orden, aplicándose a los clientes con consumo anual superior a 50.000 kWh/año los parámetros GNd, Emax, ni y Cmi siguientes:

	GNd (MWh)	Emax (MWh/dia)	ni	Cmi (kWh/año)
RL.4	8.063	12.625	54.243	112.240,80
RL.5	14.244	22.305	22.296	566.984,40
RL.6	6.229	9.753	3.276	2.408.509,80
RL.7	9.181	14.376	1.179	8.471.416,50
RL.8	19.215	30.087	712	25.385.287,90
RL.9	26.669	41.760	328	79.223.170,70
RL.10	49.221	77.074	170	301.804.941,20
RL.11	173.878	272.270	100	2.062.650.930,00

En los escalones en que sea necesario se sustituirá el término fijo expresado en caudal por el equivalente en €/cliente/año que garantice ingresos equivalentes de acuerdo a las previsiones de demanda.

3. La empresa distribuidora responsable del suministro de gas manufacturado remitirá a los clientes a los que vaya a comenzar a suministrar gas natural la carta que se indica en el anexo de la presente orden, con una antelación mínima de dos meses respecto al momento en que sea efectivo el suministro de gas natural en una determinada zona.

Disposición transitoria única. *Modificación del calendario de aplicación del suministro de último recurso.*

Desde el 1 de julio, en caso de que un consumidor con consumo anual superior a 50.000 kWh/año e inferior a 3 GWh/año no haya negociado con un comercializador un precio de suministro, se le aplicará el precio que se indica en la siguiente tabla:

Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año:

		2009		2010
		12 julio al 30 de septiembre	del 1 de octubre al 31 de diciembre	del 1 de enero al 31 de marzo
T. Fijo	€/Cliente/mes	46,14	48,44	50,87
T. Variable	cts/kWh	3,721758	3,907845	4,103238

Consumo superior a 100.000 kWh/año e inferior a 3 GWh/año:

		2009		2010
		12 julio al 30 de septiembre	del 1 de octubre al 31 de diciembre	del 1 de enero al 31 de marzo
T. Fijo	€/Cliente/mes	68,79	72,22	75,84
T. Variable	cts/kWh	3,447925	3,620321	3,801337

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Carta a remitir a los consumidores de gas manufacturado o gas natural en las Islas Baleares

Estimado cliente,

Una vez que se inicie el suministro de gas natural en su zona de distribución y como consecuencia de la aplicación de la normativa europea, las empresas distribuidoras debemos proceder a transferir nuestra cartera de clientes a una empresa comercializadora de gas natural, quien será a partir de ahora su suministrador de gas.

El cambio de suministrador en ningún caso tendrá un coste adicional para usted, ni modificará las condiciones de calidad de las que ha disfrutado hasta ahora.

Usted tiene derecho a elegir la empresa comercializadora de gas que desee que le suministre. Adicionalmente, de todas las anteriores, le indicamos a continuación las empresas comercializadoras que tienen la obligación de suministrarle a un precio establecido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a las que podrá dirigirse para solicitar información:

	Teléfono	Página web
Endesa Energia, S.A.	902 502 040	www.endesaonline.com
Gas Natural Servicios SDG, S.A.	900 700 365	www.gasnatural.com
Iberdrola, S.A	901 202 020	www.iberdrola.es
Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.	902 860 860	www.naturgasenergia.com
Union Fenosa Comercial, S.L.	901 380 220	www.unionfenosa.es

Si usted no ha procedido a contratar con alguna comercializadora, el día en que se inicie el suministro de gas natural su suministro será automáticamente asumido por nuestra empresa comercializadora. En este caso, le comunicamos que sus datos personales serán transferidos a esta empresa con el fin de que pueda continuar con el servicio, tal y como veníamos ofreciéndoselo hasta ahora desde nuestra empresa de distribución.

A partir de ese momento, la empresa comercializadora será responsable de enviarle las facturas y gestionar los cobros por el suministro de gas natural. Por su parte, la empresa distribuidora seguirá a cargo de la lectura de contadores y de los servicios de emergencia 24 horas.

A la espera de ofrecerle el mejor servicio.

Reciba un cordial saludo.

Fdo.: ……

(Nombre de la empresa distribuidora)

NOTA: El listado que aparece en la tabla anterior se actualizará en función de los cambios que se produzcan.

§ 22

Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 215, de 7 de septiembre de 2001
Última modificación: 30 de diciembre de 2020
Referencia: BOE-A-2001-17027

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece en su disposición final segunda, que el Gobierno, en el ámbito de sus competencias, aprobará mediante Real Decreto las normas de desarrollo de la Ley.

El Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, establece en su artículo 8 que el Gobierno, mediante Real Decreto, aprobará en el plazo de seis meses un sistema económico integrado del sector de gas natural, que incluya el modelo para el cálculo de las tarifas de gas natural y de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista, el sistema para determinar la remuneración que corresponda a cada uno de los titulares de las instalaciones gasistas y el procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los distintos agentes que actúan en el sector gasista.

La regulación objeto del presente Real Decreto pretende conjugar tres objetivos de la política energética y su aplicación al sector del gas natural, que se concretan en garantizar un desarrollo suficiente de las infraestructuras mediante un sistema de retribuciones que permita una adecuada rentabilidad de las inversiones, diseñar un sistema de tarifas, peajes y cánones basado en costes, con el fin de imputar a cada consumidor los costes en que incurra el sistema relativos a su consumo y por último regular el acceso de terceros a la red, de forma que su aplicación sea objetiva, transparente y no discriminatoria.

La consecución de estos objetivos permitirá la seguridad de suministro y una liberalización efectiva en el sector, lo que conducirá a un servicio al consumidor final con la máxima calidad y precios competitivos.

El Real Decreto, regula todos los aspectos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, estableciendo, en primer lugar, las instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros y los sujetos con derecho de acceso. Asimismo, establece el procedimiento a seguir para solicitar y contratar el acceso a instalaciones de terceros, simplificando el procedimiento actual, al limitar el número de contratos que deben realizarse. Recoge las posibles causas de denegación del acceso y desarrolla los derechos y obligaciones relativas al acceso de terceros de los diferentes sujetos afectados por el mismo.

Con el fin de garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema, se desarrollan las líneas básicas que deben contener las Normas de Gestión Técnica del Sistema, elemento fundamental para el buen funcionamiento del mismo.

En lo que respecta al sistema económico integrado del sector, se desarrolla el capítulo VII, del Título IV de la Ley del Sector de Hidrocarburos, estableciendo en primer lugar, la retribución de las actividades reguladas. Se configura el procedimiento de cálculo de las retribuciones para cada una de dichas actividades. La retribución de la actividad de regasificación y almacenamiento de gas natural licuado se establece a través del cobro de los correspondientes peajes y cánones. En el caso de las instalaciones de almacenamiento de gas natural y transporte, la retribución se calcula de forma individual para cada instalación y para las instalaciones de distribución, la retribución se calcula para el conjunto de la actividad de cada empresa distribuidora.

En lo que respecta a las tarifas, peajes y cánones, se establecen los criterios generales para su determinación y la estructura de los mismos. Respecto a los peajes y cánones actuales hay que destacar que se extiende el peaje de regasificación a la carga de cisternas en plantas de regasificación y se incluye un nuevo canon de almacenamiento de gas natural licuado (GNL). Asimismo se establece un único peaje para el transporte y la distribución, en función de la presión a la que estén conectadas las instalaciones del consumidor y del volumen anual de gas consumido.

En el sistema de tarifas, se opta por un sistema basado en costes, de acuerdo con lo previsto en el artículo 8 del Real Decreto-ley 6/2000, y en su estructura se mantiene un paralelismo con la estructura de peajes de transporte y distribución. Es decir, se abandona el sistema de usos y se aplica una estructura basada en niveles de presión y volumen de consumo.

Por último, se establece el procedimiento de liquidaciones.

Tal y como dispone la disposición final primera de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, la presente norma tiene carácter básico, de acuerdo con el artículo 149.1, 13.ª y 25.ª, de la Constitución, que atribuye al Estado competencias exclusivas sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre las bases del régimen energético.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el presente Real Decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 3 de agosto de 2001,

D I S P O N G O :

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto tiene por objeto regular el funcionamiento del sistema gasista, en lo que se refiere al acceso de terceros a las instalaciones, determinando los criterios generales que deben regir el funcionamiento técnico del sistema, la retribución de las actividades reguladas, el sistema de tarifas, peajes y cánones, así como el procedimiento de liquidaciones.

El presente Real Decreto se dicta en desarrollo de lo dispuesto en el Título IV de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural, coordinando la actividad de todos los sujetos que actúan en el sistema, respetando los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Quedan incluidas en el ámbito de aplicación del presente Real Decreto las actividades reguladas de regasificación, transporte, almacenamiento y distribución.

2. Quedan excluidas del ámbito de aplicación del presente Real Decreto, las actividades relacionadas con el suministro de gases licuados del petróleo por canalización.

3. El sistema de tarifas de gas natural será también de aplicación a la distribución por canalización de los gases indicados en el artículo 56 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

CAPÍTULO II

Acceso de terceros a las instalaciones gasistas

Artículo 3. *Instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros.*

(Derogado)

Artículo 4. *Sujetos con derecho de acceso.*

(Derogado)

Artículo 5. *Solicitud de acceso.*

(Derogado)

Artículo 6. *Contratación del acceso a instalaciones gasistas.*

(Derogado)

Artículo 7. *Condiciones mínimas de los contratos de acceso a las instalaciones.*

(Derogado)

Artículo 8. *Causas de denegación del acceso de terceros a las instalaciones.*

(Derogado)

Artículo 9. *Solicitud para poder denegar el acceso a causa de dificultades económicas graves derivadas de contratos de compra garantizada.*

(Derogado)

Artículo 10. *Derechos y obligaciones de los titulares de las instalaciones relacionados con el acceso de terceros a las mismas.*

1. Los titulares de las instalaciones en relación con las cuales pueda ejercerse el derecho de acceso tendrán los siguientes derechos:

a) Percibir la remuneración económica que la legislación establezca.

b) Exigir, de sus respectivos titulares, que las instalaciones conectadas a las de su propiedad cumplan los requisitos técnicos de seguridad y control establecidos que permitan un sistema fiable y eficaz.

c) Exigir, de los agentes que incorporen gas al sistema, que el gas natural que se introduzca en sus instalaciones cumpla las especificaciones de calidad establecidas.

d) Exigir de los sujetos con derecho de acceso la comunicación de sus programas de consumo y de cualquier incidencia que pueda hacer variar sustancialmente dichas previsiones.

e) Acceder a los equipos de medición que sirvan para determinar la cantidad y calidad del gas que se introduce en sus instalaciones, así como estar presente en las verificaciones de la precisión de los mismos. Acceder y verificar los contadores de todos los clientes conectados a sus instalaciones.

2. Los titulares de instalaciones en relación con las cuales pueda ejercerse el derecho de acceso tendrán las siguientes obligaciones:

a) Gestionar y operar sus instalaciones, en coordinación con otros titulares de instalaciones cuando la misma sea necesaria para garantizar los servicios de acceso

contratados y en cualquier caso con el gestor técnico del sistema, y cuando la fiabilidad y seguridad del sistema interconectado lo requiera.

b) Suscribir, en condiciones transparentes, homogéneas y no discriminatorias, los contratos de acceso con los sujetos con derecho de acceso a que se refiere el artículo 4 en los términos que se recogen en el presente Real Decreto y disposiciones que lo desarrollen.

c) Realizar los servicios contratados en las cantidades y condiciones convenidas bajo las directrices del gestor técnico del sistema.

d) Disponer de los equipos de medida, en aquellos puntos intermedios del sistema gasista en que sean necesarios para el buen funcionamiento del sistema tanto desde el punto de vista técnico como del económico, de acuerdo con lo que establezcan las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Estos equipos serán, salvo acuerdo en contrario, propiedad de la empresa que realiza la entrega del gas a otra instalación.

e) Facilitar la información necesaria al gestor técnico del sistema, a los sujetos con derecho de acceso y a otros titulares de instalaciones para el correcto funcionamiento del sistema y para la evaluación de posibilidad de nuevos contratos de acceso.

f) Informar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía en la forma que ésta determine, a la Comisión Nacional de Energía y al gestor técnico del sistema, sobre datos relativos al consumo, aprovisionamiento, existencias, y capacidades contratadas y disponibles.

g) Comunicar al gestor técnico del sistema, con la debida antelación, los planes de mantenimiento e incidencias de sus instalaciones, en aquellos casos en los que se pueda ver afectada la red básica o de transporte secundario y modificar los mismos de acuerdo con las directrices de éste. Asimismo, comunicar las citadas incidencias a los sujetos que actúan en el sistema y consumidores afectados.

h) Disponer de los equipos de medida necesarios para alquilar a los consumidores conectados a sus instalaciones que así lo soliciten y proceder a su instalación y mantenimiento, siempre y cuando el consumidor esté conectado a un gasoducto cuya presión de diseño sea igual o inferior a 4 bares.

i) Proceder, por sí mismo o a través de terceros, a la lectura de los contadores de todos los consumidores conectados a sus instalaciones, y dar traslado del detalle de dichas lecturas a los comercializadores correspondientes. Además, los datos de lectura agregados por tipos de tarifas o peajes y por comercializadores se comunicarán al gestor técnico del sistema y al transportista que le suministra el gas, con el detalle necesario para la aplicación de los peajes y cánones y la realización del balance de red.

j) Asegurar que los sistemas de medición, de su propiedad, del gas suministrado mantienen la precisión exigida de acuerdo con lo que establezcan las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Para ello, gestionará la verificación periódica de sus equipos de medida de volumen y características del gas, y de las instalaciones de los puntos de suministro conectadas a sus redes, utilizando para ello los servicios de una entidad acreditada para tal fin.

k) Efectuar el cálculo del balance físico del gas que pasa por sus instalaciones, en la forma y con la periodicidad que se determine en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

l) Tener a disposición de quien lo solicite, el alcance y las condiciones económicas aplicables de los servicios específicos distintos de los regulados que puedan prestar.

m) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición.

n) Suscribir y mantener actualizadas las correspondientes pólizas de seguros, con objeto de cubrir los riesgos que para personas o bienes puedan derivarse de las actividades ejercidas.

3. En todo caso, los titulares de instalaciones de distribución deberán proceder a las ampliaciones necesarias de sus instalaciones en caso de falta de capacidad para atender la demanda en su zona de distribución, sin perjuicio de lo que resulte de la aplicación del régimen que reglamentariamente se establezca para las acometidas.

Artículo 11. *Derechos y obligaciones de los sujetos con derecho de acceso.*

1. Son derechos de los sujetos con derecho de acceso los siguientes:

a) Contratar aquellos servicios de acceso a las instalaciones del sistema gasista que consideren más adecuados para sus intereses en las condiciones reguladas en el presente Real Decreto y disposiciones de desarrollo.

b) Recibir el gas en las condiciones de regularidad establecidas y con la calidad y presión que se determine en el contrato.

c) Solicitar, en caso de consumidores cualificados, la conexión mediante una línea directa a la red de gasoductos más próxima que reúna las condiciones técnicas adecuadas o solicitar la conexión al titular de las instalaciones de transporte o distribución de acuerdo con la normativa en vigor.

d) Recibir, con la antelación suficiente, cualquier información referente a la operación del sistema gasista que pueda tener incidencia sobre la regularidad y calidad de suministro incluidos en los contratos de acceso suscritos.

e) Proceder por sí mismo o a través de terceros a la lectura de los contadores de los clientes finales a los que suministren, en caso de los comercializadores, y de sus consumos propios, en caso de consumidores cualificados que se aprovisionen directamente, y dar traslado de dicha lectura al gestor técnico del sistema y al distribuidor al que estén conectados las instalaciones del consumidor final.

f) Acceder y solicitar la verificación los contadores asociados a los suministros efectuados en virtud de los contratos de acceso suscritos.

2. Son obligaciones de los sujetos con derecho de acceso, las siguientes:

a) Comunicar a los titulares de las instalaciones con quienes hayan suscrito los contratos de acceso y al gestor técnico del sistema su programa de aprovisionamiento y consumo así como cualquier incidencia que pueda hacer variar sustancialmente dichas previsiones.

b) Los consumidores cualificados deberán disponer de los equipos de medida necesarios y permitir el acceso a los mismos por parte de los titulares de las instalaciones a las que estén conectados y mantenerlos dentro de los límites de precisión establecidos en los casos en que sean de su propiedad.

c) Informar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, con el detalle, forma y periodicidad que ésta estime necesario, y a la Comisión Nacional de Energía, sobre datos relativos al consumo, al aprovisionamiento y existencias.

d) Garantizar que el gas natural que introduzca en el sistema gasista cumpla las especificaciones de calidad establecidas.

e) Aportar al sistema gasista el gas necesario para garantizar el suministro a sus clientes o a su propio consumo.

f) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición.

g) Suscribir y mantener actualizadas las correspondientes pólizas de seguros con objeto de cubrir los riesgos que para personas o bienes puedan derivarse de las actividades ejercidas.

Artículo 12. *Derechos y obligaciones del gestor técnico del sistema.*

1. El gestor técnico del sistema, como responsable de la gestión técnica de la red básica y de las redes de transporte secundario, deberá garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución.

En sus relaciones con los sujetos que operan y utilizan el sistema gasista actuará bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

2. Son derechos del gestor técnico del sistema, en relación con el acceso de terceros, los siguientes:

a) Percibir la retribución que la normativa vigente le reconozca.

b) Exigir a los titulares de las instalaciones la información relativa a sus instalaciones necesaria para el correcto funcionamiento del sistema.

c) Exigir a los sujetos con derecho de acceso la comunicación de sus programas de aprovisionamiento y consumo y de cualquier incidencia que pueda hacer variar sustancialmente dichas previsiones.

d) Supervisar las actividades y operaciones de los distintos sujetos que intervienen en el sistema gasista, actuando como coordinador de las comunicaciones entre ellos.

e) Exigir el estricto cumplimiento de las instrucciones que imparta para la correcta explotación del sistema gasista, mantenimiento de las instalaciones y adecuada cobertura de la demanda.

3. Son obligaciones del gestor técnico del sistema, relativas al acceso de terceros, las siguientes:

a) Informar sobre la viabilidad de los contratos de acceso que los sujetos con derecho de acceso soliciten a los titulares de instalaciones, recabando la información de otros titulares de instalaciones que para ello sea necesario.

b) Desarrollar los protocolos de comunicación para los diferentes sujetos que actúan en el sistema, así como actuar de coordinador de todos ellos, al objeto de diseñar y desarrollar un sistema de comunicaciones integrado para el control y supervisión de las operaciones del sistema.

c) Coordinar las actuaciones de los titulares de las instalaciones en los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución para garantizar la continuidad y seguridad del suministro a los consumidores con criterios de eficiencia.

d) Impartir las instrucciones necesarias de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las conexiones internacionales, a las instalaciones de regasificación y a las de almacenamiento de forma que se asegure la entrega de gas en las condiciones adecuadas en los puntos de salida de las redes de transporte, de acuerdo con los protocolos de actuación y operación.

e) Ejecutar los mecanismos y procedimientos de actuación para prever y en su caso dar cobertura a situaciones transitorias de desbalance entre los programas de aprovisionamiento y el régimen de operaciones previsto en función de la demanda, de acuerdo con lo que se establezca en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

f) Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de instalaciones de la red básica de transporte y de transporte secundario, de forma que se asegure su funcionamiento y disponibilidad para garantizar la seguridad del sistema.

g) Efectuar el cálculo y aplicación del balance diario de cada sujeto que utilice el sistema gasista y las existencias operativas y estratégicas del mismo.

h) Constituir, operar y mantener una base general de datos y registro de la información necesaria para el seguimiento de las operaciones y determinación de repartos y balances.

i) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición.

j) Garantizar la exactitud de los repartos y balances encomendados, así como velar por la fiabilidad del sistema gasista.

k) Realizar estudios de seguimiento de la evolución de los coeficientes de pérdidas y autoconsumos asignados a cada instalación.

l) Poner a disposición de los sujetos que actúan en el sistema aquella información no confidencial generada en la gestión técnica del sistema que se establezca, tanto en lo relativo a la capacidad de las instalaciones como en lo relativo a su utilización, mediante un sistema fácilmente accesible que garantice la actualidad de la información suministrada y el respeto a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

m) Proponer, con antelación suficiente, los desarrollos de la red básica y de transporte secundario que considere necesarios para evitar y resolver, en su caso, restricciones en las operaciones del sistema.

n) Informar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía y a la Comisión Nacional de Energía, así como a los sujetos que actúan en el sistema, con periodicidad anual, o en los casos en que existan restricciones en el sistema, sobre la capacidad disponible en las instalaciones de transporte de la red básica y en particular en los puntos de acceso al sistema, así como respecto de reservas de capacidad a futuro contratadas en firme.

ñ) El gestor técnico del sistema, en su calidad de transportista, deberá desarrollar las obras de infraestructura encomendadas por el Ministerio de Economía, de acuerdo con lo previsto en la disposición adicional primera del presente Real Decreto.

o) Suscribir y mantener actualizadas las correspondientes pólizas de seguros con objeto de cubrir los riesgos que para personas o bienes puedan derivarse de las actividades ejercidas.

Artículo 13. *Normas de Gestión Técnica del Sistema.*

1. El gestor técnico del sistema, en colaboración con el resto de los sujetos implicados, elaborará una propuesta de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elevará al Ministro de Economía para su aprobación o modificación.

Las Normas de Gestión Técnica del Sistema serán aprobadas por el Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, y tendrán por objeto garantizar el correcto funcionamiento técnico del sistema gasista y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural. Las Normas de Gestión Técnica del Sistema seguirán las líneas y criterios básicos establecidos en el presente Real Decreto.

El gestor técnico del sistema propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Economía, los protocolos de detalle en relación a las Normas de Gestión Técnica del Sistema, los cuales serán objeto de aprobación o modificación por parte de ésta previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2. Las Normas de Gestión Técnica del Sistema, así como los protocolos de detalle que se aprueben por la Dirección General de Política Energética y Minas, serán de aplicación a todos los sujetos que accedan al sistema así como a los titulares de las instalaciones.

3. Además de los aspectos indicados en el artículo 65.2 de la Ley 34/1998, las Normas de Gestión Técnica del Sistema deberán regular, entre otros, los siguientes aspectos:

a) Programaciones: los sujetos que hagan uso del derecho de acceso de terceros a las instalaciones deberán realizar programaciones en relación con el gas que estiman introducir, extraer, almacenar, suministrar o consumir en un período determinado. Se realizarán programaciones anuales, mensuales, semanales y diarias. En todo caso, el caudal nominado en las programaciones diarias, así como los programas mensuales de descarga de buques, tendrán carácter vinculante. Las Normas de Gestión Técnica del Sistema establecerán el contenido mínimo de cada una de las programaciones, los procedimientos y calendarios de comunicación así como los procedimientos de actuación en los casos de incumplimiento de las mismas.

b) Balances: se efectuarán balances tanto físicos, para cada una de las instalaciones, como comerciales, para cada usuario que acceda a las instalaciones de terceros, teniendo estos últimos como mínimo alcance diario. Se regularán, entre otros aspectos, los siguientes: el alcance de cada uno de los balances, su contenido, los procedimientos de cálculo, así como los procedimientos, períodos y causas de revisión.

c) Desbalances del sistema: se establecerán los procedimientos de actuación en caso de detectarse desviaciones en los aprovisionamientos o en la demanda que pudieran provocar desbalances del sistema por exceso o defecto de gas natural, activando las medidas necesarias para evitar la interrupción de los suministros así como minimizar los efectos de tales medidas sobre los restantes sujetos que operan en el sistema. Asimismo, se establecerán los procedimientos para determinar las repercusiones económicas que dichas medidas puedan llevar asociadas.

d) Mermas y autoconsumos: se establecerán los procedimientos a seguir para determinar las cantidades a retener en concepto de mermas y autoconsumos para cada tipo de instalación.

e) Mediciones: se establecerán los puntos donde deben realizarse las mediciones, el tipo de medición en cada uno de ellos y los criterios de reparto en función de las mismas.

f) Mecanismos de comunicación: se establecerán las líneas para el desarrollo de un sistema de información que permita canalizar la comunicación y el flujo de información procedente de los distintos sujetos que intervienen en el conjunto de operaciones necesarias para la gestión del sistema.

g) Capacidad de las instalaciones: se establecerán los criterios, normas y procedimientos para determinar, con criterios técnicos de general aceptación en la industria gasista, la capacidad máxima de las instalaciones que constituyen el sistema gasista enumeradas en el artículo 3 del presente Real Decreto, así como para la determinación de la capacidad

efectivamente utilizada y la remanente en todo momento, definiendo para ello los factores de servicio, simultaneidad, márgenes de seguridad y cualquier otro parámetro que fuera relevante para tales determinaciones.

Artículo 14. *Emergencias y plan de mantenimiento.*

1. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los distintos sujetos que actúan en el sistema gasista, propondrá al Ministerio de Economía, los planes de emergencia que considere necesarios, detallando las existencias disponibles, su ubicación y período de reposición. Dichos planes y sus revisiones anuales serán objeto de aprobación o modificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

2. Los titulares de las instalaciones incluidas en el artículo 3 del presente Real Decreto deberán disponer de planes de mantenimiento elaborados de acuerdo con la reglamentación existente respecto a redes y acometidas, operación, mantenimiento, vigilancia, inspección y control.

Cuando el mantenimiento a realizar en gasoductos o instalaciones afecte a la operación y, como consecuencia, a cualquier usuario del sistema gasista, se deberá informar, con la mayor antelación posible a los usuarios y comercializadores afectados y al gestor técnico del sistema, en caso de afectar a la operación de la red de transporte, del alcance, efectos y duración de dicho mantenimiento.

CAPÍTULO III

Retribución de las actividades reguladas

Artículo 15. *Retribución de las actividades reguladas.*

(Derogado).

Artículo 16. *Retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.*

(Derogado).

Artículo 17. *Inclusión de nuevas instalaciones en el sistema de retribución.*

(Derogado).

Artículo 17 bis. *Baja del sistema retributivo de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento básico en extensión de vida útil.*

(Derogado).

Artículo 18. *Costes acreditados de las instalaciones objeto de cierre.*

(Derogado).

Artículo 19. *Retribución por la actividad de gestión de compra-venta de gas por los transportistas.*

(Derogado).

Artículo 20. *Retribución de la actividad de distribución.*

1. (Derogado).
2. **(Derogado).**

Los ingresos correspondientes a los derechos de acometidas serán facturados directamente por las empresas distribuidoras, no se incluirán en los costes reconocidos por la actividad de distribución ni estarán sujetos al régimen de liquidaciones.

3 a 5. (Derogados).

Artículo 21. *Retribución total de la distribución.*

(Derogado).

Artículo 22. *Retribución por la actividad de suministro de gas a tarifa.*

(Derogado).

Artículo 23. *Retribución del gestor técnico del sistema.*

(Derogado).

Artículo 24. *Obligaciones de información.*

(Derogado).

CAPÍTULO IV

Tarifas, peajes y cánones

Sección 1.ª Disposiciones comunes

Artículo 25. *Criterios para la determinación de las tarifas, peajes y cánones.*

1. El Ministro de Economía, mediante Orden ministerial, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, y de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

Las Órdenes ministeriales establecerán los valores concretos de dichas tarifas y precios, o un sistema de determinación y actualización automático de los mismos. Asimismo, para los peajes y cánones, se establecerán los valores concretos o un sistema de determinación de los mismos y se modificarán anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen.

2. Las tarifas, peajes y cánones serán únicos para todo el territorio nacional, en función del volumen, presión y forma de consumo y tendrán carácter de máximos. La estructura de tarifas, peajes y cánones podrá ser modificada en el futuro, si razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo de ámbito comunitario lo hacen aconsejable, por el procedimiento descrito en el apartado anterior.

La aplicación a los consumidores y comercializadores de las tarifas, peajes y cánones por debajo de los valores máximos vigentes en cada momento será transparente, objetiva y no discriminatoria, teniendo la adecuada difusión entre los usuarios. A los anteriores efectos, las compañías comunicarán estas diferencias a la Comisión Nacional de Energía en el momento en que se produzcan.

En cualquier caso, las diferencias entre las tarifas, peajes y cánones máximos aprobados y los que, en su caso, apliquen las empresas gasistas por debajo de los mismos, serán soportados por éstas.

3. Las tarifas, los peajes y cánones se establecerán de forma que su determinación responda en su conjunto a los criterios establecidos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, y tengan los siguientes objetivos:

a) Retribuir las actividades reguladas según se dispone en el capítulo III del presente Real Decreto.

b) Asignar, de forma equitativa, entre los distintos consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, los costes imputables a cada tipo de suministro.

c) Incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista.

d) No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

4. Los peajes y cánones básicos no incluirán las mermas y autoconsumos correspondientes, los cuales serán compensados por los usuarios del sistema en unidades físicas, de acuerdo con las cantidades que se establezcan en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Artículo 26. *Elementos generales de cálculo para las tarifas, peajes y cánones.*

1. Los peajes y cánones se determinarán en base a los siguientes elementos:

a) Previsiones de demanda de gas natural para el año de aplicación de los peajes y cánones. Para ello se tendrán en cuenta tanto las previsiones de demanda anual y mensual por zonas, niveles de consumo y rangos de presión, así como la demanda pico por zonas, niveles de consumo y rangos de presión, las previsiones de entrada de gas natural al sistema y la previsión de utilización de almacenamientos.

b) La retribución a las actividades reguladas calculadas de acuerdo con lo previsto en el presente Real Decreto.

c) Las previsiones de utilización de las instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte y distribución.

d) Las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

2. Las tarifas aplicables a los suministros de gas natural se determinarán mediante un sistema basado en costes. Se establecerá para cada una de las tarifas reguladas en el presente Real Decreto un precio que recogerá los siguientes costes:

a) Coste de la materia prima: se determinará en base al coste medio de adquisición de la materia prima, en posición CIF, por parte de los transportistas con destino a tarifas, incluyendo aquellos costes necesarios para el posicionamiento del gas en la red básica.

b) Costes de conducción: incluirá para cada una de las tarifas los costes medios de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento imputables a la misma. En su cálculo se tendrán en cuenta las existencias mínimas de seguridad obligatorias y mermas y autoconsumos que correspondan.

c) Costes de gestión de compra-venta de gas por los transportistas para el suministro de gas a las compañías distribuidoras para su venta a los mercados a tarifa.

d) Costes de la actividad de los distribuidores para el suministro de gas imputables a cada una de las tarifas.

e) Desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

3. Las tarifas de suministro de gas natural para usuarios finales, los peajes y los cánones, llevarán un recargo para la financiación de la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y una cuota destinada a la retribución del gestor técnico del sistema, definida en el artículo 23 del presente Real Decreto.

4. Las empresas gasistas deberán entregar toda la documentación pertinente para el cálculo de dichas tarifas, peajes y cánones a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía.

5. Se adopta el kWh como unidad energética de referencia. El poder energético del gas natural se entenderá referido al poder calorífico superior (P.C.S.) medido en condiciones normales de presión y temperatura. Los valores unitarios de las tarifas, peajes y cánones regulados se referirán, por tanto, en kWh y kWh/día.

6. Los valores fijados en cada momento en las tarifas, peajes, cánones y precios son los correspondientes por la prestación por los transportistas y distribuidores a los usuarios de los servicios y actividades regulados.

Sección 2.ª Tarifas

Artículo 27. *Estructura de la tarifa de último recurso.*

La tarifa de último recurso del gas natural se descompondrá en diferentes escalones en función del volumen de consumo anual, estos escalones coincidirán con los niveles de los

peajes de red local de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

Estos escalones serán también empleados en las tarifas aplicadas por los distribuidores al suministro de gas manufacturados en territorios extrapeninsulares que no cuenten con conexión con la red de gasoductos.

Artículo 28. *Precios de cesión de gas natural a otros transportistas y a los distribuidores.*

1. El precio de cesión de gas natural de los transportistas a otros transportistas y a los distribuidores se determinará tomando en cuenta el coste de la materia prima, calculado en base al coste medio de adquisición de la materia prima, en posición CIF, por parte de los transportistas con destino a tarifas, la retribución correspondiente a la actividad de la gestión de la compra-venta de gas para su venta a los distribuidores con destino al mercado a tarifa y el coste medio de regasificación que corresponda.

2. Este precio de cesión también será de aplicación a la venta de gas natural licuado de los transportistas a los distribuidores para su suministro desde una planta satélite que suministre a varios consumidores, y no incluirá el coste del transporte desde el punto de carga de la cisterna hasta su destino, que será por cuenta del distribuidor.

Sección 3.ª Peajes y cánones

Artículo 29. *Definición de los peajes y cánones de los servicios básicos.*

1. Los peajes y cánones que se regulan en el presente real decreto serán de aplicación a los sujetos con derecho de acceso, según se establece en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en el ejercicio del mismo.

2. Los peajes y cánones establecidos en este real decreto serán aplicables a los servicios básicos incluidos en el anexo del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

3. Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, se podrán definir peajes para productos de capacidad agregados que incluyan más de una instalación y para productos asociados que incluyan más de un servicio, así como coeficientes multiplicadores o reductores en función de la duración del servicio.

4. El responsable de la facturación del peaje o canon será el titular de la instalación, salvo que se ofrezcan productos de capacidad agregada en más de una instalación, en cuyo caso será el Gestor Técnico del Sistema el responsable de su facturación.

Artículo 30. *Peaje de regasificación.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para regasificar el gas natural licuado almacenado en una planta de regasificación. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de los kWh de gas regasificados y se facturará aplicando la siguiente fórmula:

$$Pr = Tfr \times Qr + Tvr \times Vr$$

Donde:

Pr: importe mensual facturado, en euros.
Tfr: término fijo de peaje de regasificación, en euro/kWh/día.
Qr: capacidad diaria de regasificación contratada, en kWh/día.
Tvr: término variable de peaje de regasificación, en euro/kWh.
Vr: cantidad de gas natural regasificado en el período de facturación, expresado en kWh.

Artículo 30 bis. *Peaje de descarga de buques.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación, pudiendo ser diferente para cada planta. Incluirá

un término fijo por operación y un término variable en función de los kWh de GNL descargados y se facturará por la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pd = Tfd + Tvd \times Vd$$

Donde:

Pd: importe facturado por operación, en euros.
Tfd: término fijo por operación, en euros.
Tvd: término variable, en euro/kWh.
Vd: cantidad de GNL descargada, en kWh.

Artículo 30 ter. *Peaje de carga de GNL a buque.*

1. Este peaje dará derecho de uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL en buque desde una planta de regasificación, pudiendo ser diferente para cada planta. Incluirá un término fijo por operación y un término variable en función de los kWh de GNL cargado y se facturará mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pc = Tfg + Tvg \times Vc$$

Donde:

Pc: importe facturado por operación.
Tfg: término fijo por operación, en euros.
Tvg: término variable, en euro/kWh.
Vc: cantidad de GNL cargado en la operación, en kWh.

2. Se distinguen cuatro peajes de carga de buques, en función de la cantidad de GNL cargado y tipo de operación:

a) Igual o inferior a 5.000 m^3.
b) Superior a 5.000 m^3 e igual o inferior a 15.000 m^3.
c) Superior a 15.000 m^3.
d) Servicio de puesta en frio.

3. Se distinguen cuatro tipos de servicio en función del número de cargas realizadas:

a) Servicio de corto plazo. Supone la contratación de una carga.
b) Servicio durante 30 días. Supone al menos la contratación de 3 cargas durante el periodo considerado.
c) Servicio durante 90 días. Supone al menos la contratación de 5 cargas durante el periodo considerado.
d) Servicio durante 365 días. Supone al menos la contratación de 12 cargas durante el periodo considerado.
Los servicios contratados y no utilizados se facturarán aplicando el término fijo correspondiente y, en su caso, una penalización.

4. En el caso de trasvase de buque a buque en el pantalán de la planta de regasificación, sin usar los almacenamientos de GNL, se podrá aplicar un descuento sobre los valores anteriores.
5. Se considera servicio de puesta en frío, a los efectos de aplicación de este real decreto, cuando el barco metanero atraque en la planta de regasificación con un volumen de GNL inferior a su talón y cargue una cantidad adicional de GNL, siembre que el volumen final de GNL no supere dicho talón. En el caso de que se cargue una cantidad de GNL superior se considerará que se realizan dos operaciones diferentes, puesta en frío y carga de GNL a buque, aplicándose los peajes correspondientes a cada una de dichas operaciones. Se entiende por talón la cantidad mínima de GNL que ha de conservarse en los tanques de carga de un buque metanero para mantener la temperatura de operación.
6. En todos los casos anteriores, las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación.

7. Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital se podrán modificar los términos incluidos en los apartados 2 y 3, atendiendo a las condiciones y evolución del mercado.

Artículo 30 quater. *Peaje de carga de cisternas.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga del GNL en vehículos cisternas. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de la cantidad cargada y se facturará mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pc = Tfc^* Qm + Tvc^*Vc$$

Donde:

Pc: importe mensual facturado, en euros.
Tfc: término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas, en euro/kWh/día.
Tvc: término variable, en euro/kWh/día.
Qm: capacidad diaria contratada, en kWh/día.
Vc: cantidad de GNL cargado, en kWh.

Artículo 31. *Determinación del peaje de transporte y distribución.*

El peaje aplicable por el uso del sistema de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término entrada al Punto Virtual de Balance (término de reserva de capacidad) y un término de salida o término de conducción que se diferenciará en función de la presión de diseño a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

$$P_{TD} = Trc + Tc$$

Donde:

P_{TD}: peaje de transporte y distribución.
Trc: término de reserva de capacidad.
Tc: término de conducción.

A) Peaje de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de transporte.

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de transporte hasta el Punto Virtual de Balance. Se podrán establecer valores diferentes en función del punto de entrada. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pr = Tfr^*Qr$$

Donde:

Pr: importe mensual facturado, en euros.
Tfr: término fijo, en euro/kWh/día.
Qr: caudal diario contratado, en kWh/día.

B) Término de conducción del peaje de transporte y distribución.

El término de conducción del peaje de transporte y distribución será facturado por la empresa distribuidora titular de las instalaciones donde esté situado el punto de entrega del gas natural al consumidor final, al sujeto con contrato de acceso. En el caso de que el punto de entrega al consumidor final se encuentre conectado directamente a las instalaciones de un transportista, el término de conducción será facturado por la empresa transportista.

Se establecen los siguientes escalones en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final:

Peaje 1. Consumidores cualificados conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bares:

El término de conducción del peaje para este tipo de suministros tendrá un término fijo aplicable al caudal diario a facturar para cada consumidor cualificado y un término variable aplicable a los kWh consumidos por el mismo.

Asimismo, la cuantía de cada uno de los términos de esta parte del peaje se calculará en función del volumen de consumo del consumidor cualificado, distinguiéndose los siguientes niveles de consumo:

Peaje 1.1 Consumo inferior o igual a 200.000.000 de kWh/año.

Peaje 1.2 Consumo superior a 200.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 1.000.000.000 de kWh/año.

Peaje 1.3 Consumo superior a 1.000.000.000 de kWh/año.

Para cada usuario del sistema de transporte y distribución, el peaje se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Tc = \Sigma_{i=1..3} [\Sigma_{j=1..n} (Tfij * Qj + Tvij*Cj)]$$

Donde:

Tc: importe mensual en euros de facturación por término de conducción del peaje de transporte y distribución.

Tfij: término fijo en euros/kWh/día, para el consumidor j de acuerdo con su volumen de consumo i.

Qj: caudal diario a facturar correspondiente al consumidor j en kWh/día.

Tvij: término variable para el consumidor j de acuerdo con su volumen de consumo i en euros/kWh.

Cj: kWh de gas consumidos por el consumidor j.

n: número de consumidores del comercializador con suministro a presión superior a 60 bares, en cada escalón de consumo.

Donde:

a) En los casos en que el caudal diario máximo medido en el mes al consumidor j se encuentre entre el 85 y el 105 por 100 del caudal máximo contratado para el mismo:

$$Qj = Qmj$$

Qmj: caudal máximo diario medido para el consumidor j.

b) En los casos en que el caudal diario máximo medido en el mes al consumidor j sea inferior al 85 por 100 del caudal máximo contratado para el mismo:

$$Qj = 0,85 *Qdj$$

Qdj: caudal máximo diario contratado por el consumidor j.

c) En los casos en que el caudal máximo diario medido para el consumidor j sea superior o igual al 105 por cien del caudal máximo diario contratado para dicho consumidor:

$$Qj = Qmj + 2*(Qmj – 1,05*Qdj)$$

Qmj: caudal máximo diario medido en las instalaciones del consumidor i.

Todos los usuarios finales incluidos en este nivel de presión deberán contar con los equipos de telemedida en sus instalaciones adecuados para poder medir al menos caudales diarios.

Peaje 2. Consumidores cualificados conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bares e inferior o igual a 60 bares.

El término de conducción del peaje para este tipo de suministros tendrá un término fijo aplicable al caudal diario a facturar para cada consumidor cualificado y un término variable aplicable a los kWh consumidos por el mismo.

Asimismo, la cuantía de cada uno de los términos de esta parte del peaje se calculará en función del volumen de consumo del consumidor cualificado, distinguiéndose los siguientes niveles de consumo:

Peaje 2.1 Consumo inferior o igual a 500.000 kWh/año.
Peaje 2.2 Consumo superior a 500.000 de kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 de kWh/año.
Peaje 2.3 Consumo superior a 5.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 30.000.000 de kWh/año.
Peaje 2.4 Consumo superior a 30.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 100.000.000 de kWh/año.
Peaje 2.5 Consumo superior a 100.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 de kWh/año.
Peaje 2.6 Consumo superior a 500.000.000 de kWh/año.

Para cada usuario de la red, este término del peaje se calculará mensualmente de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Tc = \Sigma_{i=1..6} [\Sigma_{j=1..n} (Tfij * Qj + Tvij*Cj)]$$

Donde:

Tc: importe mensual en euros de facturación por el término de conducción del peaje de transporte y distribución.
Tfij: término fijo en euros/kWh/día, para el consumidor j de acuerdo con su volumen de consumo i.
Qj: caudal diario máximo a facturar correspondiente al consumidor j en kWh/día.
Tvij: término variable para el consumidor j de acuerdo con su volumen de consumo i en euros/kWh.
Cj: kWh de gas consumidos por el consumidor j.
n: número de consumidores del comercializador con suministro a presión inferior a 60 bares y superior a 4 bares, en cada escalón de consumo.

El caudal diario a facturar será el caudal diario contratado. No obstante, para aquellos consumidores cualificados en los que se comprobara que durante un mes el caudal diario contratado es inferior al caudal diario medio medido, se tomará este último como base de facturación por un período de tres meses.
Aquellos consumidores cualificados con consumo superior a 30.000.000 de kWh/año y que dispongan de equipo de telemedida para poder medir caudales diarios, podrán optar a tener un tratamiento individualizado en el cobro correspondiente a la facturación del caudal contratado, similar al dispuesto en el peaje 1 del presente artículo, de forma que en los casos en que el caudal diario contratado no coincida con el caudal diario medido, se aplicará el procedimiento previsto en dicho apartado.
El Ministerio de Economía, teniendo en cuenta la evolución del mercado, la evolución tecnológica de los equipos de control y su coste, podrá modificar el umbral de consumo para poder ser incluido en esta modalidad para la facturación del término fijo del peaje.
Todos los consumidores cualificados incluidos en este nivel de presión con un consumo superior a 100.000.000 de kWh/año deberán contar en sus instalaciones con los equipos de telemedida adecuados para poder medir al menos caudales diarios, y tendrán un tratamiento individualizado en el cobro correspondiente a la facturación del caudal diario contratado, similar al dispuesto en el peaje 1 del presente artículo, de forma que en los casos en que el caudal diario contratado no coincida con el caudal diario medido, se aplicará el procedimiento previsto en dicho apartado.

Peaje 3. Consumidores cualificados conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bares.

El término de conducción del peaje para el suministro a una presión inferior a 4 bares, tendrá un término fijo aplicable al número de consumidores cualificados para cada volumen de consumo del comercializador (euros/consumidor y mes) y un término variable aplicable a los kWh suministrados.

Se establecerá un valor diferente para cada uno de los términos de este término de peaje, para cada uno de los siguientes escalones de consumo del consumidor cualificado:

Peaje 3.1 Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año.
Peaje 3.2 Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año.
Peaje 3.3 Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año.
Peaje 3.4 Consumo superior a 100.000 kWh/año.
El término de conducción del peaje vendrá determinado por la siguiente fórmula:

$$Tc = \Sigma_{i=1..4} (Tfi * Ni + Tvi*Ci)$$

Donde:

Tc: importe mensual en euros de facturación por el término de conducción del peaje de transporte y distribución.
Tfi: término fijo para el escalón de consumo i en euros/consumidor.
Ni: número de consumidores del comercializador correspondiente al escalón de consumo i.
Tvi: término variable para el escalón de consumo i en euros/kWh.
Ci: kWh consumidos por el conjunto de consumidores cualificados del comercializador en el escalón de consumo i.

C) Peaje de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución.

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de distribución hasta el Punto Virtual de Balance. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad de entrada contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pd = Tfd \times Qd$$

Donde:

Pd: importe mensual facturado, en euros.
Tfd: término fijo, en euro/kWh/día.
Qd: caudal diario contratado, en kWh/día.

Artículo 31 bis. *Peaje de almacenamiento en el Punto Virtual de Balance.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas en el Punto Virtual de Balance. Incluirá un término fijo que se aplicará a la capacidad diaria contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pa = Tfp*Qp$$

Donde:

Pa: importe facturado, en euros.
Tfp: término fijo, en euro/kWh/día.
Qp: capacidad diaria de almacenamiento contratada, en kWh/día.

Artículo 32. *Canon de almacenamiento subterráneo.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos, así como a su inyección y extracción. Incluirá tres términos fijos aplicables respectivamente a la capacidad contratada de almacenamiento, de inyección y de extracción y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Ps = Tfs* Qfs + Tfi*Qfi +Te*Qfe$$

Donde:

Ps: importe mensual facturado, en euros.

Tfs: termino fijo de almacenamiento, en euro/kWh.
Tfi: término fijo de inyección, en euro/kWh/día.
Tfe: término fijo de extracción, en euro/kWh/día.
Qfs: Capacidad de almacenamiento contratada, en kWh.
Qfi: Capacidad de inyección contratada, en kWh/día.
Qfe: Capacidad de extracción contratada, en kWh/día.

En el caso de que el usuario tenga contratados simultáneamente productos individualizados y asociados, para los productos de capacidad asociada de almacenamiento, inyección y extracción, los términos de capacidad contratada de inyección y extracción, Qfi y Qfe, se sustituirán por las cantidades de gas inyectado o extraído en el periodo de facturación, aplicándose el peaje correspondiente.

Artículo 33. *Canon de almacenamiento de GNL.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad de almacenamiento contratada y se facturará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Pg = Tfg*Qg$$

Donde:

Pg: importe mensual facturado, en euros.
Tfg: término fijo del canon de almacenamiento, en euro/kWh/día.
Qg: capacidad de almacenamiento contratada, en kWh/día.

Artículo 33 bis. *Peaje de salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el Punto Virtual de Balance hasta su entrega en forma de GNL en los tanques de una planta de regasificación. Incluirá un término fijo, aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de los kWh de gas transferidos al tanque. Se facturará aplicando la siguiente fórmula:

$$Pl = Tfl \times Ql + Tvl \times Cl$$

Donde:

Pl: importe mensual facturado, en euros.
Tfl: término fijo, en euro/kWh/día.
Ql: capacidad diaria contratada, en kWh/día.
Tvl: término variable, en euro/kWh.
Cl: cantidad de gas natural transportada, en kWh.

CAPÍTULO V

Liquidaciones

Artículo 34. *Actividades sujetas a liquidación.*

1. El sistema de liquidaciones incluirá las actividades reguladas de los sujetos que actúan en el sistema gasista, recogiendo los costes e ingresos relativos a las mismas.
2. Quedan sujetas a liquidación las actividades siguientes:

a) La actividad de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado (GNL) incluyendo las instalaciones de carga de cisternas de GNL.
b) La actividad de almacenamiento de gas natural.
c) La actividad de transporte por gasoducto de gas natural.
d) La actividad de distribución por gasoducto de gas natural incluyendo las plantas satélites de GNL que suministren a varios consumidores.

e) Actividades retribuidas con cuotas incluidas en las tarifas, peajes y cánones.

3. No quedan sujetas a liquidación las actividades siguientes:

a) La actividad de gestión de la compra-venta de gas por los transportistas y el coste de la materia prima.
b) La actividad de suministro de gas a tarifa.

Artículo 35. *Procedimiento de liquidación.*

1. El procedimiento de liquidación se determinará por el Ministerio de Economía, fijando los valores, parámetros y plazos necesarios para la liquidación.
2. Los cobros y pagos a que den lugar las liquidaciones entre los agentes se determinarán por la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, en la forma y plazos que se indiquen en el procedimiento de liquidaciones.
3. Se realizarán liquidaciones provisionales mensuales a cuenta de la definitiva que se efectuará cada año.

Artículo 36. *Ingresos y costes liquidables.*

1. Se consideran ingresos liquidables a los efectos del sistema de liquidación los ingresos por aplicación de las tarifas, peajes y cánones vigentes a los suministros y accesos a las instalaciones de regasificación, almacenamiento de gas natural, transporte o distribución que hayan tenido lugar en el período objeto de liquidación. Se excluyen los ingresos correspondientes a las actividades no sujetas a liquidación.
2. En el procedimiento de liquidación se computarán los ingresos correspondientes por la aplicación de los peajes, cánones y tarifas máximas a las cantidades facturadas, con independencia de su cobro.
3. Tendrán la consideración de costes liquidables la retribución de las actividades de regasificación, transporte, almacenamiento de gas natural y distribución y las cuotas con destinos específicos.

Artículo 37. *Cuotas con destinos específicos.*

1. Las cuotas con destinos específicos se fijarán como porcentajes sobre las tarifas y peajes. Se consideran cuotas con destinos específicos las siguientes:

a) Los porcentajes destinados a la retribución del gestor técnico del sistema.
b) Los recargos con destino a la Comisión Nacional de Energía.

2. Los porcentajes con cargo a tarifas de venta de gas natural serán recaudados por los distribuidores y puestos a disposición de cada uno de los sujetos a los que van destinados como ingresos propios en la forma y plazos establecidos normativamente.
El porcentaje se aplicará por las empresas distribuidoras al importe de la facturación por venta de gas natural que resulte de la aplicación de las tarifas máximas. La cuantía será establecida por las disposiciones o resoluciones correspondientes, sin aducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactar las empresas distribuidoras y sus consumidores.
3. Los porcentajes con cargo a los peajes y cánones asociados al derecho de acceso por terceros a la red serán recaudados por las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte y distribución, y almacenamiento, y puestos a disposición de los sujetos a los que van destinados como ingresos propios en la forma y plazos establecidos normativamente.
Las empresas titulares citadas aplicarán el porcentaje sobre los peajes y cánones máximos establecidos sin deducir los posibles descuentos que sobre los mismos puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y sus usuarios.

Artículo 38. *Actuaciones de inspección y comprobación.*

1. Para poder dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 62 y 63, sobre contabilidad e información y separación de actividades respectivamente, así como en el

capítulo VII, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, sobre régimen económico de las actividades reguladas, los transportistas y distribuidores de gas natural por canalización, así como el gestor técnico del sistema, deberán proceder a la verificación contable de sus estados financieros, así como los consolidados de las agrupaciones de los mismos, en su caso, a través de una auditoría externa, según las directrices emanadas del Ministerio de Economía, a cuya Dirección General de Política Energética y Minas se remitirá el informe de dichas auditorías junto con las cuentas anuales y el informe de gestión, así como la desagregación de las cuentas anuales por las actividades de transporte y distribución, indicando los criterios utilizados.

Las empresas gasistas mencionadas en el párrafo anterior deberán remitir trimestralmente al Ministerio de Economía los estados financieros provisionales referidos al período transcurrido entre el primero de enero de cada año y el último día del trimestre de que se trate.

2. A efectos de la retribución de las empresas o agrupaciones de empresas que actúen como sujetos de las actividades de transporte y distribución, se considerarán como ingresos procedentes de la facturación aquellos que resulten de aplicar las tarifas de los suministros realizados y los peajes o tarifas de acceso por uso de las redes autorizados como máximos por el Ministerio de Economía, sin que se puedan considerar otros distintos de los establecidos con carácter general en las normas sobre tarifas.

3. El Ministerio de Economía directamente o a través de la Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar las condiciones de la facturación de los mismos.

Como resultado de estas actuaciones, el Ministerio de Economía podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

4. El Ministerio de Economía, mediante Orden ministerial, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, establecerá el contenido y plazo de la información que deben presentar las empresas para asegurar la adecuación de la liquidación. Asimismo se establecerá el procedimiento y plazos para el reparto de los ingresos que resulten de la aplicación para las cuotas con destinos específicos.

Disposición adicional primera. *Retribución a empresas distribuidoras de gases manufacturados de origen distinto al gas natural en territorios extrapeninsulares.*

Las empresas distribuidoras de gases manufacturados de origen distinto al gas natural (nafta y propano) que ejerzan su actividad en territorios extrapeninsulares que no dispongan de gas natural, tendrán derecho a percibir una retribución por el suplemento de coste que ello suponga. Estos costes estarán incluidos en la retribución de la actividad de distribución y sujetos a liquidación.

Disposición adicional segunda. *Planificación en materia de hidrocarburos.*

En el plazo de tres meses, desde la publicación del presente Real Decreto, el Ministerio de Economía, con la participación de las Comunidades Autónomas, iniciará los estudios para realizar una propuesta de planificación en materia de hidrocarburos, para su tramitación, conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Dicha planificación se referirá a los aspectos indicados en el artículo 4 de la Ley 34/1998, y tendrá carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos en lo referente a los gasoductos de la red básica y a las instalaciones de almacenamientos de reservas estratégicas de hidrocarburos.

Las autorizaciones de construcción y explotación de los gasoductos de transporte y sus instalaciones complementarias, que de acuerdo con el artículo 4 de la Ley 34/1998, tienen carácter obligatorio en la planificación energética, se otorgarán por el Ministerio de Economía, mediante un sistema de concurso, de forma que se garantice la transparencia, objetividad y su concurrencia.

En caso de falta de concurrencia, el Ministerio de Economía podrá encomendar al transportista que esté realizando las funciones de gestor técnico del sistema que lleve a cabo la realización de los proyectos y la subsiguiente construcción de las instalaciones.

Disposición transitoria primera. *Sistema de actualización de retribuciones.*

Con objeto de evaluar correctamente la aplicación del nuevo sistema de actualización de las retribuciones, lo dispuesto en el artículo 15, apartado 2, del presente Real Decreto se aplicará en un plazo no superior a dos años contados desde la fecha en que todos los consumidores tengan la condición de cualificados.

Disposición transitoria segunda. *Instalaciones.*

Aquellas instalaciones destinadas a dotar de la adecuada seguridad al sistema de gas natural que hubiesen sido objeto de concesión, antes de la entrada en vigor de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, tendrán el tratamiento recogido en la disposición transitoria sexta de la citada Ley, en el cálculo de la retribución a las instalaciones de transporte.

Disposición transitoria tercera. *Contratos de acceso en vigor.*

En el plazo de tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, los contratos de acceso de terceros a instalaciones gasistas actualmente en vigor deberán adaptarse a lo dispuesto en el presente Real Decreto. Siendo de aplicación lo dispuesto en el presente Real Decreto desde su entrada en vigor, con independencia de la adaptación o no del contrato.

Disposición transitoria cuarta. *Duración mínima de los contratos.*

Los titulares de instalaciones de regasificación, transporte o almacenamiento que a la entrada en vigor de este Real Decreto, tengan contratos de acceso con plazo de vigencia superior a dos años que supongan más del 75 por 100 de la capacidad de sus instalaciones, podrán mantener los mismos, hasta su vencimiento, sin que éstos puedan prorrogarse o suscribir nuevos contratos con plazos superiores a dos años, en tanto no se cumpla lo dispuesto en el punto 5 del artículo 6.

Disposición transitoria quinta. *Almacenamiento operativo incluido en el peaje de regasificación.*

Desde la entrada en vigor del presente Real Decreto y hasta el 1 de enero de 2004, el almacenamiento operativo en planta incluido en el peaje de regasificación, a que hace referencia el párrafo a) del apartado 2 del artículo 29 será de cinco días.

A partir del 1 de enero de 2004, aquellas instalaciones de regasificación que no dispongan de diez días de capacidad de almacenamiento en función de la capacidad contratada, deberán descontar del peaje máximo de regasificación la cuantía correspondiente al almacenamiento operativo entre los diez días establecidos y la capacidad real de almacenamiento de la instalación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

A la entrada en vigor del presente Real Decreto queda derogada cualquier disposición que se oponga a lo dispuesto en el mismo, y en particular queda derogado el Real Decreto 1914/1997, de 19 de diciembre, por el que se establecen las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones de recepción, regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural.

Disposición final primera. *Carácter básico.*

De acuerdo con lo dispuesto en la disposición final primera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la presente norma tiene carácter básico, al amparo de lo establecido en el artículo 149.1, 15.ª y 25.ª, de la Constitución.

Disposición final segunda. *Procedimiento de liquidación.*

En el plazo de tres meses, desde la entrada en vigor del presente Real Decreto, el Ministro de Economía publicará, mediante Orden ministerial, el procedimiento de liquidación definido en el artículo 35.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 23

Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 340, de 30 de diciembre de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-17279

I

Cargos del sistema gasista

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, procedió a modificar, entre otros, el artículo 3.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, introduciendo el concepto de cargo como un pago específico de los usuarios de las instalaciones destinado a sufragar los costes del sistema gasista que no estén directamente asociados al uso de las mismas y que se encuentran enumerados en el artículo 59.4.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, cuyo contenido fue igualmente modificado por el citado real decreto-ley.

Dicho real decreto-ley modificó también el artículo 92.2 de la citada Ley 34/1998, de 7 de octubre, atribuyendo al Gobierno la competencia para determinar la estructura y la metodología de cálculo de los cargos conforme a los principios del artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y otorgó al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la competencia de aprobar los valores concretos de aplicación, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Por último, la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, determinó que, antes del 1 de enero de 2020, el Gobierno, a propuesta del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará mediante real decreto las metodologías de cálculo de los cargos con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor.

En consecuencia, y conforme a lo anterior, los objetivos del presente real decreto incluyen la definición de la metodología a emplear en el cálculo de la cuantía anual a

recaudar en concepto de cargos del sistema y el establecimiento del procedimiento de reparto de estos costes entre los diferentes usuarios mediante criterios proporcionales, objetivos y no discriminatorios. Se aplicarán los principios de transparencia en el cálculo y de sencillez en la formulación para que el cálculo de los cargos unitarios sea simple y predecible, y para lograr la máxima simplicidad en su aplicación, respetando la estructura de los peajes y cánones de acceso en vigor.

II

Retribución de los almacenamientos subterráneos básicos

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su anexo XI estableció la metodología para el cálculo de la retribución regulada de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo. De acuerdo con el artículo 63.2 de dicha ley, dicha metodología es aplicable a la retribución correspondiente al periodo regulatorio comprendido entre el 5 de julio de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, modificó el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, atribuyendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la competencia para fijar la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural y plantas de gas natural licuado (GNL), conforme a las orientaciones de política energética aprobadas mediante la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El mismo real decreto-ley añadió un apartado «e» al artículo 3.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, atribuyendo al Gobierno la competencia para determinar la metodología, los parámetros, la base de activos y las cuantías de la retribución de los almacenamientos subterráneos.

Por lo tanto, y como consecuencia de la asunción de las nuevas competencias retributivas por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, resulta imprescindible una revisión de la metodología retributiva de los almacenamientos subterráneos para asegurar que la metodología aplicada a la retribución de estas instalaciones mantiene la coherencia, sin menoscabo de sus especificidades, con las metodologías retributivas aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Asimismo, la revisión de la metodología retributiva de los almacenamientos básicos cumple con lo dispuesto en el artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que obliga a que esta metodología permanezca constante durante cada periodo regulatorio de seis años, el primero de los cuales finalizará el 31 de diciembre de 2020. Igualmente, la metodología propuesta se adecua a la disposición final cuarta de la citada ley que habilita al Gobierno a modificar el anexo XI donde se establece la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico.

III

Cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos

El reiterado Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, modificó el artículo 3.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, añadiendo un nuevo apartado «e», por el que se otorga al Gobierno la competencia para determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios de acceso a las instalaciones gasistas destinados a sufragar la retribución asociada al uso de los almacenamientos subterráneos básicos. Asimismo, dicho real decreto-ley procedió también a modificar el artículo 92 de la ley, otorgando al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, la competencia de aprobar anualmente los valores concretos de aplicación de los cánones.

La estructura del canon de almacenamiento subterráneo se encuentra actualmente recogida en el artículo 32 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el

acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en la redacción dada por el artículo 1.10 del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural.

Acorde a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, las metodologías de cálculo de los cánones de acceso a los almacenamientos deberán ser aprobadas por el Gobierno, mientras que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia habrá de publicar las metodologías de cálculo de los peajes de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado, mandato que se ha cumplido mediante la publicación de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. Por tanto, procede, mediante el presente real decreto, aprobar la metodología de cálculo de los cánones de uso de los almacenamientos subterráneos.

IV

Disposiciones adicionales, transitorias y finales

Acompañan al real decreto tres disposiciones adicionales, la primera de las cuales sustituye el año natural por el año de gas a efectos de liquidaciones, al objeto de proporcionar coherencia a todo el sistema económico gasista, donde retribuciones, peajes, cánones y cargos se fijan por períodos de año de gas. En la disposición adicional segunda se desarrolla la habilitación atribuida al Gobierno en la disposición final séptima del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, para reducir las capacidades nominales requeridas para poder emitir el acta de puesta en servicio definitiva en almacenamientos subterráneos. Esta reducción será proporcional a la cantidad de gas colchón que el titular ha sido autorizado a inyectar, de modo que con esta medida se soluciona un problema de índole práctico (imposibilidad de que el titular pueda cancelar el aval) consecuencia de una decisión administrativa. En la disposición adicional tercera se determina el destino de las devoluciones, en su caso, de las retribuciones provisionales del operador del mercado organizado de gas.

En relación con las disposiciones transitorias, la primera determina que la retribución en vigor a partir del 1 de enero de 2021 solamente tendrá vigencia hasta el 30 de septiembre de 2021, para poder fijar desde entonces las retribuciones conforme al año de gas que comienza el 1 de octubre de 2021. La transitoria segunda fija el procedimiento de reducción progresiva de la retribución transitoria por continuidad de suministro; la transitoria tercera los porcentajes de ingresos conexos que se deben liquidar al sistema hasta que se determinen los definitivos mediante orden ministerial; la transitoria cuarta determina el valor del término R de la fórmula de retribución por mejoras de la productividad, mientras que la transitoria quinta determina el valor de los términos FI empleados en el cálculo de la fórmula de la compensación por interrumpibilidad; la transitoria sexta extiende el plazo para realizar inspecciones periódicas durante el año 2020 como consecuencia de los efectos del virus SARS-CoV-2. La transitoria séptima determina el año de referencia para las pruebas de inyección y extracción de los almacenamientos afectados por la disposición adicional segunda. Por último, en la transitoria octava se establece una exención temporal del pago de cargos, durante el primer periodo regulatorio al gas natural destinado a carburante terrestre o marítimo.

Se incluye una disposición derogatoria única que deroga parcialmente los artículos 15 a 24 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, dedicados al régimen retributivo de las actividades reguladas y cuyo contenido será sustituido por el de este real decreto y por el de las nuevas circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; también deroga la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, al ser su contenido sustituido por el título II.

La disposición final primera modifica el artículo 27 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, con objeto de adaptar la estructura de la tarifa de último recurso de gas natural a la nueva estructura de peajes de red local aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mientras que la disposición final segunda aplaza la aplicación de penalización por insuficiencia prudencia financiera al año 2024. La disposición final tercera determina el título competencial de la disposición. La disposición final cuarta incluye una serie de habilitaciones a favor del titular del ministerio proponente. Por último, la disposición final quinta determina la fecha de entrada en vigor de las diferentes metodologías de cargos, retribuciones y cánones.

V

El real decreto se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuye al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre bases del régimen minero y energético y se encuentra incluido en el Plan Anual Normativo 2020, adecuándose a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, puesto que, según lo expuesto, se pone de manifiesto el cumplimiento del principio de necesidad.

En relación con el principio de eficacia, esta norma con rango de real decreto es el instrumento necesario y adecuado dado que, como se ha expuesto, es el Gobierno quien por ley ostenta la habilitación para disponer sobre las materias que se regulan en el real decreto.

Asimismo, el real decreto cumple con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados.

Igualmente se ajusta al principio de seguridad jurídica, toda vez que el real decreto es de aplicación en el nuevo periodo regulatorio que da comienzo el 1 de enero de 2021, respetando el marco legal del periodo vigente, en coherencia con lo dispuesto en la Ley 18/2014, de 15 de octubre y respeta las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y los derechos de los titulares de los almacenamientos subterráneos y de sus usuarios establecidos en la normativa nacional y en los reglamentos europeos de aplicación.

Por su parte, con respecto al principio de eficiencia, las medidas reguladas en el presente real decreto no implican nuevas cargas administrativas, más allá del inevitable incremento de la información solicitada a las empresas titulares de los almacenamientos al objeto de alcanzar los objetivos de la norma y los cambios de los procedimientos de facturación y liquidación derivados de la introducción de un nuevo concepto como son los cargo. En este sentido, y con el objeto de reducir al mínimo la carga administrativa de los agentes, tanto en el cálculo de los cargos como de las retribuciones de los almacenamientos subterráneos y de sus cánones de acceso se emplean metodologías, unidades, tasas de rentabilidad, plazos, procedimientos y calendarios de aplicación semejantes a los utilizados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el cálculo de las retribuciones y peajes de su competencia. Asimismo, en la búsqueda de la máxima simplicidad posible de aplicación, se ha reducido al mínimo los puntos de aplicación de cargos para simplificar su facturación y no alterar el actual sistema de liquidaciones, de tal forma, que, salvo la tasa de la citada Comisión, el resto de los cargos se van a aplicar exclusivamente en los puntos de salida de la red de transporte y distribución.

Por otra parte, las retribuciones de los almacenamientos subterráneos se han elaborado siguiendo lo más posible el procedimiento empleado por la citada Comisión en la retribución de las redes de transporte y plantas de GNL. Por último, los cánones de acceso a los almacenamientos mantienen la misma estructura que los actualmente vigentes, siendo los cambios propuestos puramente procedimentales.

Por último, en cuanto al principio de transparencia, según el artículo 133.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, y el artículo 26.2 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, con carácter previo a la elaboración del presente real decreto, se realizó una consulta pública previa, a través del portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, para recabar la opinión de los sujetos y organizaciones más representativas potencialmente afectados por esta norma.

Tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, este real decreto ha sido sometido a información pública en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Asimismo, el presente real decreto ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Consejo el 7 de octubre de 2020 y para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas por las empresas del sector en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, el cual sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Este real decreto ha sido sometido a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos de 18 de diciembre de 2020.

La presente norma tiene carácter básico, de acuerdo con los artículos 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuye al Estado competencias exclusivas sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre las bases del régimen energético.

En su virtud, a propuesta de la Vicepresidenta Cuarta del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con la aprobación previa de la Ministra de Política Territorial y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado, y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 29 de diciembre de 2020,

DISPONGO:

TÍTULO PRELIMINAR

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente real decreto tiene por objeto regular la metodología de cálculo de los cargos del sistema gasista, así como de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos y de los cánones de acceso aplicados a los usuarios conforme con la habilitación a favor del Gobierno incluida en el artículo 59.8 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Artículo 2. *Principios generales.*

1. De conformidad con los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, las metodologías empleadas respetarán los principios de sostenibilidad económica y financiera, suficiencia de ingresos y consideración de los costes de una empresa eficiente y bien gestionada, con objeto de minimizar los costes del sistema gasista, aplicando criterios de simplicidad, transparencia, objetividad y no discriminación. Las metodologías mantendrán la máxima compatibilidad con la estructura de peajes y la metodología retributiva aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en las materias de su competencia, al objeto de facilitar su aplicación y comprensión.

2. Los parámetros empleados en el cálculo de cargos, retribuciones y cánones de almacenamientos subterráneos básicos, incluyendo la tasa de retribución financiera, permanecerán invariables durante el periodo regulatorio de seis años, sin que se puedan aplicar fórmulas de actualización automática.

3. Los parámetros anteriores solo se podrán revisar mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, conforme a los principios establecidos en el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para su entrada en vigor en el siguiente período regulatorio. Si no se llevase a cabo esta revisión, se entenderán prorrogados para el periodo regulatorio siguiente, de conformidad con lo establecido en el artículo 60.4 de la citada ley. Esta revisión se realizará conforme lo dispuesto en los artículos

129 y 130 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, incluyendo una evaluación de los parámetros vigentes.

4. Conforme a lo dispuesto en el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, el segundo periodo regulatorio comenzará el 1 de enero de 2021 y finalizará el 31 de diciembre de 2026.

Artículo 3. *Capacidad contratada prevista equivalente.*

1. A los efectos del cálculo anual de los cargos unitarios y los cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos se empleará el caudal contratado equivalente, Q_e, calculado mediante la siguiente fórmula:

$$Q_e = \frac{\sum_{i=1}^{m}(Q_i \times M_i \times d_i)}{DA}$$

Siendo:

– m: número de contratos de los usuarios en el punto de aplicación.

– $Q_{,i}$: capacidad del contrato o agrupación de contratos «*i*».

– M_i: multiplicador de corto plazo aplicable al contrato «i» calculado conforme al artículo 36, aplicándose el valor 1 para el contrato anual.

– d_i: duración en días del tipo de contrato «*i*».

– DA: número de días del año, que tomará el valor de 365 en los años ordinarios y de 366 en los bisiestos.

2. En el caso de contratos intradiarios, el término d_i se expresará en horas y el término DA tomará el valor de 8.760 para los años ordinarios y de 8.784 en los bisiestos.

[. . .]

TÍTULO III

Cánones aplicados al uso de los almacenamientos subterráneos básicos

Artículo 32. *Objeto y ámbito de aplicación.*

El presente título tiene por objeto establecer la metodología de cálculo de los cánones que serán de aplicación a los usuarios de los servicios de almacenamiento básico, inyección y extracción incluidos en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Artículo 33. *Principios generales.*

1. Los cánones de acceso a los almacenamientos básicos se destinarán exclusivamente a sufragar la retribución reconocida de dichas instalaciones, así como el coste del gas de operación asociado a la actividad y cualquier otro coste liquidable imputado a la actividad.

2. La metodología de cálculo se basará en los principios de suficiencia, sostenibilidad económica y financiera, no discriminación entre usuarios, transparencia en la metodología de cálculo y simplicidad de aplicación.

3. Los cánones aprobados se fijarán por año de gas, serán comunes para todos los almacenamientos subterráneos básicos, se facturarán a los usuarios en función de la capacidad contratada y se deberán abonar con independencia de su uso, excepto en el caso de la inyección y la extracción de los productos agregados, en los que solo se facturará la capacidad asignada.

4. Los cánones serán facturados por el Gestor Técnico del Sistema que en ningún caso podrá ofertar descuentos sobre los valores publicados y deberá declarar íntegramente al sistema de liquidaciones las cantidades facturadas con independencia de su cobro.

Artículo 34. *Estructura de los cánones.*

1. Los cánones aplicables al uso de los almacenamientos subterráneos se compondrán de un canon de almacenamiento, un canon de inyección y un canon de extracción.

2. Mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se publicará:

a. El canon de almacenamiento, que se compondrá de un término fijo anual expresado en €/(kWh/día)/año.

b. El canon de inyección, que constará de un término fijo anual expresado en €/(kWh/día)/año.

c. El canon de extracción, que constará de un término fijo anual expresado en €/(kWh/día)/año.

3. Todos los cánones se expresarán con seis decimales.

4. Los cánones aplicables a productos de capacidad de duración inferior al año y a contraflujo se calcularán aplicando a los cánones publicados los correspondientes multiplicadores.

Artículo 35. *Procedimiento de cálculo de los cánones.*

1. Los cánones serán aprobados antes del inicio del año de gas, mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. En caso de no aprobar nuevos cánones antes de la referida fecha se considerarán prorrogados los vigentes.

2. Los cánones se calcularán a partir de la agregación de los costes de la actividad, incluyendo todas las retribuciones reconocidas a los almacenamientos mediante disposiciones expresas, el coste del gas de operación asociado a la actividad sufragado por el sistema, incluido su impuesto asociado, y cualquier otro coste que sea imputable a la actividad.

3. El canon de almacenamiento se destinará exclusivamente a cubrir los costes fijos de las instalaciones, mientras que los cánones de inyección y extracción se destinarán a sufragar los costes variables de operación y mantenimiento, así como el coste del gas de operación.

4. Como coste fijo de almacenamiento se considerará la retribución anual publicada en el Boletín Oficial del Estado, incluyendo las retribuciones provisionales en concepto de costes de operación y mantenimiento, extensión de vida útil y mejoras de productividad. Como costes de inyección y extracción se considerará la previsión de costes de operación y mantenimiento variables, la previsión de compensación por interrumpibilidad recogida en el artículo 38 y la previsión del coste del gas de operación, ésta se imputará a partes iguales como coste de inyección y coste de extracción. Los ingresos previstos por productos o servicios conexos recogidos en el artículo 23 se descontarán de los costes fijos o variables en función de su naturaleza.

5. Los desajustes entre la retribución reconocida y los ingresos por cánones del año de gas se aplicarán en el cálculo del siguiente año de gas.

6. Los costes de almacenamiento, inyección y extracción se minorarán, en su caso, con las primas resultantes de las subastas de capacidad, que se descontarán de los costes de almacenamiento, inyección y extracción, en función de la subasta donde se hayan generado. En el caso de subastas de productos agregados, las primas de las subastas se descontarán de los costes de almacenamiento, inyección y extracción, proporcionalmente a la retribución reconocida.

7. El canon de almacenamiento anual se calculará dividendo los costes fijos entre la capacidad contratada prevista equivalente de almacenamiento, mientras que los cánones de inyección y extracción se calcularán dividiendo los costes de inyección y extracción entre la capacidad contratada prevista equivalente de inyección y extracción respectivamente.

Artículo 36. *Multiplicadores aplicables a contratos de duración inferior al año.*

1. A los contratos de duración inferior al año se les aplicará el canon en vigor afectado por el multiplicador de corto plazo que corresponda y, en su caso, por el multiplicador de contraflujo, que tendrá en cuenta la estacionalidad de la contratación. Al canon de almacenamiento se le aplicarán los multiplicadores trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios, mientras que al canon de inyección o de extracción se le aplicarán los multiplicadores diario e intradiario de los productos individualizados, así como de contraflujo.

2. En el caso de la capacidad agregada de almacenamiento, inyección y extracción el multiplicador se aplicará exclusivamente al canon de almacenamiento.

3. Los multiplicadores se fijarán para cada período regulatorio mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con anterioridad al inicio del periodo. En caso de no ser publicados se entenderán prorrogados los vigentes. Todos los multiplicadores serán adimensionales y se redondearán a un decimal.

4. En el caso de los contratos trimestrales, mensuales y diarios, se partirá de la estimación de los multiplicadores sin estacionalidad de los contratos trimestrales, mensuales y diarios, que se calcularán de forma que, dado el perfil de contratación del servicio previsto, la facturación del conjunto de contratos en un año de gas sea equivalente a la que resultaría de la aplicación del contrato anual ponderado. Los multiplicadores serán el promedio de los que resulten de aplicar esta metodología durante los últimos tres años disponibles.

5. En el caso de los contratos intradiarios, el multiplicador sin estacionalidad se calculará como producto del multiplicador diario por el intradiario de un contrato de 12 horas. Para este cálculo se empleará el promedio de los tres años anteriores disponibles.

El multiplicador intradiario del contrato de 12 horas se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario, la facturación del consumidor con un contrato diario sea equivalente a la que se obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de 12 horas.

6. Los multiplicadores sin estacionalidad de los contratos trimestrales y mensuales no serán inferiores a 1, ni superiores a 1,5. Los multiplicadores sin estacionalidad aplicables a los contratos diarios e intradiarios no serán inferiores a 1, ni superiores a 3, salvo causa justificada.

7. Los multiplicadores estacionales se calcularán mediante la siguiente fórmula:

a) Multiplicador mensual.

$$C_{M,m} = [(Q_{m,a} \times 12)^{n}] \times M_M$$

Siendo:

– C_{Mm}: multiplicador del mes «m». En caso de que la media aritmética de los valores mensuales supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, los multiplicadores deberán ajustarse.

– $Q_{m,\ a}$: proporción de la capacidad contratada en el mes «m» en relación con la capacidad contratada en el año «a». Se empleará el perfil medio registrado en los tres últimos ejercicios disponibles.

– n: potencia máxima aplicable tal qué ningún $C_{M,m}$ sea inferior a la unidad. Tomará un valor comprendido entre 0 y 2.

– M_M: multiplicador mensual sin estacionalidad determinado en el apartado 4.

b) Multiplicador trimestral.

$$C_{T,t} = C_{T0,t} \times M_T$$

Donde:

– $C_{T,t}$: multiplicador del trimestre «t». En caso de que la media aritmética de los coeficientes trimestrales supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, los multiplicadores deberán ajustarse.

– $C_{T0,\ t}$: multiplicador de trimestre «t» antes del ajuste. Se podrá tomar la media aritmética de los multiplicadores mensuales o un valor intermedio entre los multiplicadores mensuales mínimo y máximo del trimestre.

– M_T: multiplicador trimestral sin estacionalidad determinado en el apartado 4.

c) Multiplicador diario.

$$C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$$

Siendo:

– $C_{D,m}$: multiplicador diario del mes «m». En caso de que la media aritmética de los multiplicadores diarios supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, los multiplicadores deberán ajustarse.
– $C_{M,m}$: multiplicador mensual correspondiente al mes «m», calculado según la fórmula del subapartado a).
– M_D: multiplicador de capacidad diaria sin estacionalidad determinado en el apartado 4.

d) Multiplicador intradiario.

$$C_{I,m} = C_{M,m} \times M_I$$

Siendo:

– $C_{I,m}$: multiplicador intradiario del mes «m». En caso de que la media aritmética de los multiplicadores intradiarios de un contrato de 12 horas supere el valor del multiplicador sin estacionalidad, los multiplicadores deberán ajustarse.
– $C_{M,m}$: multiplicador mensual del mes «m» calculado según lo establecido en el subapartado a).
– M_I: multiplicador de capacidad intradiaria sin estacionalidad determinado en el apartado 5.

8. El multiplicador aplicable a los contratos intradiarios de 24 horas de duración será el correspondiente al contrato diario.

Artículo 37. *Multiplicador aplicable a la inyección y extracción a contraflujo.*

1. A la inyección y extracción diaria e intradiaria nominada en sentido contrario al sentido del flujo físico del gas se le aplicará un multiplicador de valor 1.
2. Este multiplicador podrá ser modificado con anterioridad al inicio del año de gas mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Artículo 38. *Compensación por interrumpibilidad.*

1. Los usuarios que hayan contratado capacidad diaria interrumpible de inyección/extracción recibirán una compensación mensual por las interrupciones ejecutadas durante el mes que se calculará mediante la siguiente fórmula:

$$CMI_m = \left(\frac{M_{D,m} \times FI_D \times CEI}{365}\right) \times \sum_{i=1}^{n} QI_i$$

Donde:

– CMI_m: compensación mensual por interrupción.
– $M_{D,m}$: multiplicador diario del mes «m».
– QI_i: capacidad interrumpida en la interrupción «i».
– FI_D: factor de interrumpibilidad diario.
– CEI: canon de inyección/extracción en vigor.
– n: número de interrupciones de contratos diarios durante el mes «m».

En años bisiestos se sustituirá 365 por 366.

2. En el caso de interrupción de capacidad intradiaria, la compensación mensual por interrumpibilidad se calculará mediante la fórmula:

$$CMI_m = \left(\frac{M_{I,m} \times FI_I \times CEI}{8.760}\right) \times \sum_{i=1}^{n} (QI_i \times H_i)$$

Donde:

– CMI_m: compensación mensual por interrupción.
– $M_{I,m}$: multiplicador intradiario del mes «m».
– QI_i: capacidad interrumpida en la interrupción «i».
– FI_I: factor de interrumpibilidad intradiario.
– CEI: canon de inyección/ extracción en vigor.
– n: número de interrupciones de contratos intradiarios en el mes «m».
– H_i: duración en horas del contrato en el que se ha ejecutado la interrupción «i».

En años bisiestos se sustituirá 8.760 por 8.784.

3. Los términos FI_D y FI_I permanecerán invariables durante todo el año de gas. Mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se podrán modificar dichos valores con anterioridad al inicio del siguiente año de gas; en caso contrario se considerarán prorrogados los valores anteriores.

4. La compensación será descontada por el Gestor Técnico del Sistema de la factura correspondiente al mes donde tuvieron lugar las interrupciones.

Artículo 39. *Facturación.*

1. La facturación de los cánones será realizada por el Gestor Técnico del Sistema, con periodicidad mensual, en función de la capacidad contratada con independencia de su utilización, excepto en el caso de la facturación de la inyección y la extracción de productos agregados, en los que solo se facturará la capacidad asignada, conforme a las siguientes fórmulas:

a. En el caso de contratos de duración anual, trimestral, mensual o diaria:

$$F_{s,t} = Q_{s,t} * \left(\frac{M_{s,t} * C_s}{365}\right) * D$$

Donde:

– $F_{s,\,t}$: Facturación correspondiente al servicio s, y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresado en euros, con dos decimales.

– $Q_{s,t}$: Capacidad contratada correspondiente al servicio s y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresada en en kWh/día.

– $M_{s,t}$: Multiplicador aplicable al servicio s, y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria). Para los contratos anuales se considerará un multiplicador de 1.

– C_s: Canon correspondiente al servicio s, en €/(kWh/día)/año.

– D: Número de días del contrato que pertenecen al mes del servicio que se está facturando.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

b. En el caso de contratos de duración intradiaria:

$$F_s = Q_s * \left(\frac{M_s * C_s}{8.760}\right) * H$$

Donde:

– F_s: Facturación correspondiente al servicio s, expresado en euros, con dos decimales.
– Q_s: Capacidad contratada correspondiente al servicio s, expresada en en kWh/día.
– M_s: Multiplicador intradiario aplicable al servicio s.
– C_s: Canon correspondiente al servicio s, en €/(kWh/día)/año.
– H: Duración del contrato expresado en horas.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 8.760 por 8.784.

2. A las cantidades anteriores se le restará, en su caso, la compensación por interrumpibilidad derivada de las interrupciones ejecutadas en el mes.

[. . .]

§ 24

Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 312, de 29 de diciembre de 2007
Última modificación: 30 de enero de 2023
Referencia: BOE-A-2007-22460

El Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, en su artículo segundo, apartado dos, modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, incluyendo una nueva disposición adicional vigésima sexta por la que se establecen criterios de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo con el objetivo de optimizar la gestión de los mismos y de garantizar la seguridad de suministro.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de gas natural, establece que reglamentariamente se determinará la parte de existencias mínimas de seguridad que tendrán carácter estratégico y los sujetos encargados de su constitución, mantenimiento y gestión.

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en su nueva redacción dada por el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, establece, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 98.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, las existencias mínimas de seguridad de gas natural señalando que una parte de las mismas tendrán carácter estratégico y que éstas deberán ser mantenidas en almacenamiento subterráneos.

Por otra parte, el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el citado Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, también modifica el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, de forma que habilita al Ministro a establecer criterios de asignación de capacidad a las infraestructuras gasistas en las que se puedan presentar congestiones distintos al criterio cronológico, con el fin de obtener una gestión más eficaz del acceso a las mismas.

Con el fin de adecuar el criterio de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos a la nueva normativa establecida tanto mediante la Ley 12/2007, de 2 de julio, como mediante las modificaciones introducidas en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, la presente orden prevé la asignación de capacidad de almacenamiento a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad incluyendo las estratégicas

y las denominadas operativas. Además se prevé la asignación de una determinada capacidad para aquellos comercializadores que suministren a los consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares, por ser este tipo de consumidor el que necesita una mayor flexibilidad en la modulación en periodos de invierno/verano y ante eventuales «olas de frío».

Una parte de la capacidad de almacenamiento se prevé sea asignada mediante un procedimiento de subasta, por considerar que los instrumentos de mercado son los mecanismos más eficientes en las situaciones en que un recurso es escaso. Además se complementa dicho procedimiento con un mercado secundario tanto de acceso a la capacidad de almacenamiento como de derechos de extracción y derechos de inyección.

La Comisión Nacional de Energía ha emitido el preceptivo informe en virtud de lo dispuesto en el apartado tercero de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Asimismo el contenido de esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En su virtud, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1. *Objeto.*

La presente orden tiene por objeto el establecimiento de los mecanismos de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de la red básica introduciendo procedimientos de subastas competitivas y la creación de un mercado secundario de dicha capacidad.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta orden será de aplicación a los almacenamientos subterráneos que formen parte de la red básica de gas natural.

Artículo 3. *Sujetos habilitados.*

Podrán solicitar capacidad de almacenamiento las empresas autorizadas para comercializar gas natural, así como los consumidores directos en mercado.

CAPÍTULO II

Asignación de capacidad

Sección 1.ª Procedimiento de asignación

Artículo 4. *Criterios para la asignación primaria de la capacidad.*

1. De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará un volumen equivalente a la suma de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

2. La asignación de la citada capacidad será realizada anualmente por el Gestor Técnico del Sistema y se basará en un criterio de reparto entre los sujetos obligados al mantenimiento de dichas existencias de forma proporcional a sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior.

3. Los comercializadores que inicien su actividad podrán solicitar capacidad de almacenamiento de acuerdo con lo dispuesto en los apartados anteriores, sustituyendo el computo de ventas del año anterior por la estimación de ventas que les haya sido aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 19 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

Artículo 5. *Período de asignación de las capacidades.*

La asignación de la capacidad tendrá carácter anual y se extenderá desde el 1 de abril al 31 de marzo del año siguiente.

Artículo 6. *Presentación y contenido de las solicitudes para el reparto de capacidad.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta del gestor técnico del sistema, hará públicas las capacidades disponibles de acuerdo con cada uno de los criterios enumerados en el artículo 4, con anterioridad al 1 de febrero de cada año.
2. Las solicitudes para reservar capacidad de almacenamiento subterráneo se realizarán entre el 20 y el 25 de febrero y serán dirigidas al Gestor Técnico del Sistema (GTS).
3. Las solicitudes referidas a las cantidades establecidas en los apartados 1, 2 y 3 del artículo 4, deberán ir acompañadas de una declaración de ventas en el año anterior diferenciando entre ventas totales, ventas firmes y ventas a diferentes tipos de consumidores, según lo dispuesto en el anexo I de la presente orden ministerial.

Artículo 7. *Asignación provisional y definitiva de capacidad.*

1. Antes del 4 de marzo, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) comunicará a cada solicitante la asignación provisional de capacidad en aplicación de los criterios previstos en esta orden, los cuales dispondrán de un plazo de cuatro días hábiles para presentar alegaciones.»
2. Transcurrido dicho plazo y con anterioridad al 12 de marzo, el gestor técnico del sistema deberá comunicar a cada solicitante y a la Comisión Nacional de Energía, la capacidad asignada de forma definitiva.

Sección 2.ª Subasta

Artículo 8. *Asignación de la capacidad de almacenamiento restante mediante subasta.*

(Derogado).

Artículo 9. *Fecha de celebración de la subasta.*

(Derogado).

Artículo 10. *Entidad supervisora de las subastas.*

La Comisión Nacional de Energía será responsable de supervisar que el proceso de la subasta se ha realizado de forma objetiva, transparente y no discriminatoria. Después de cada subasta elaborará un informe sobre su desarrollo y potenciales mejoras, que será remitido a la Secretaría General de Energía.

Asimismo, la Comisión Nacional de Energía supervisará el uso de prácticas que puedan suponer restricciones a la competencia por parte de alguna empresa y propondrá las medidas de desarrollo regulatorio de la presente orden que considere oportunas.

CAPÍTULO III

Mercado secundario

Artículo 11. *Mercado secundario.*

1. Las empresas que hayan resultado adjudicatarias de derechos de uso de la capacidad de almacenamiento podrán cederlos total o parcialmente a otros sujetos a través de un contrato bilateral. Asimismo, los derechos de inyección y/o extracción podrán ser cedidos a terceros mediante contratos bilaterales.
2. El cambio de titularidad de los derechos de uso de la capacidad de almacenamiento y/o de los derechos de extracción y/o inyección deberán ser notificados al gestor técnico del sistema por medios telemáticos, indicando las cantidades transferidas, el periodo de duración y el nuevo titular. La compraventa de derechos de inyección y/o extracción

implicará el conocimiento y aceptación por parte del comprador de las eventuales restricciones de uso y se considerará sin efectos cualquier cláusula del contrato de compraventa que exima al comprador de su cumplimiento.

3. El gestor técnico del sistema llevará un registro de todas las operaciones que le hayan sido comunicadas de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad de almacenamiento del sistema, así como de los derechos de inyección y/o extracción, diferenciando, de forma específica, aquellos que hayan sido asignados con alguna restricción de uso.

4. Después de las renominaciones de extracción e inyección del día «n», la capacidad de inyección/extracción no utilizada por los agentes con derecho a la misma se pondrá a disposición del resto de los usuarios. En los casos de escasez de capacidad, la asignación de estos derechos se realizará de forma proporcional a los derechos de inyección/extracción de los solicitantes.

5. En ningún caso podrá ser objeto de reventa mediante contratos bilaterales la capacidad de almacenamiento que haya sido asignada bajo el criterio descrito en el apartado uno del artículo 4 de esta orden.

6. El gestor técnico del sistema podrá poner a disposición de los usuarios de los almacenamientos subterráneos un mercado secundario organizado de carácter telemático que permita intercambiar derechos de uso de capacidad y/o de extracción y/o inyección de los almacenamientos para períodos inferiores a un año.

Disposición transitoria única. *Contabilización de los consumos acogidos a tarifas de último recurso.*

Para la asignación de la capacidad de almacenamiento para el año 2008 de acuerdo con lo establecido en los apartados uno, dos y tres del artículo 4, se incluirán en el cómputo de ventas del año anterior de los comercializadores de último recurso las correspondientes a los consumos realizados el año anterior por los consumidores, conectados a gasoductos de presión igual o inferior a 4 bares, que en el año anterior fuesen suministrados por la empresa distribuidora del mismo grupo empresarial junto con aquellos que les pudieran ser asignados por defecto de acuerdo con lo dispuesto en la disposición final primera de la presente orden.

A estos efectos, las empresas distribuidoras proporcionarán al gestor técnico del sistema la previsión del número de consumidores asignados a cada comercializador de último recurso y su estimación de consumo total en el año 2007.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural.*

Se modifica la Orden ITC/2309/2007, de 30 de julio, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural en los siguientes términos:

Uno. Se añade un nuevo apartado 2 al artículo 4 con la siguiente redacción:

> «2. En los casos en que la empresa distribuidora con mayor participación en la Comunidad Autónoma no pertenezca a ningún grupo empresarial que cuente con empresa comercializadora de último recurso, la empresa distribuidora podrá elegir la empresa comercializadora de último recurso a la que le serán transferidos los clientes que no hubiesen optado por otra comercializadora, entre las empresas relacionadas en el artículo 1 del Real decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de gas natural.

La empresa distribuidora deberá comunicar la empresa seleccionada a la empresa comercializadora y a la Dirección General de Política Energética y Minas antes de que transcurra un mes desde la modificación de la presente disposición.

Asimismo, la empresa distribuidora deberá comunicar a sus clientes la empresa comercializadora de último recurso a la que serán traspasados, en caso de no optar por otro comercializador, en la primera factura que les remitan.

En el caso de que en el plazo indicado no haya sido comunicada la selección de la empresa comercializadora a la Dirección General de Política Energética y Minas, los consumidores de estas empresas distribuidoras que no hayan optado por otro comercializador se transferirán a la empresa comercializadora que se detalla en el siguiente cuadro:

Empresa Distribuidora	Empresa comercializadora de último recurso
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S. A.	Endesa Energía, S.A.
Gas Mérida, S. A.	Endesa Energía, S.A.

Dos. Los actuales apartados 2, 3 y 4 del artículo 4 pasan a renumerarse como apartados 3, 4 y 5, respectivamente.

Disposición final segunda. *Aplicación y ejecución de la orden.*

Se habilita al Secretario General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el cumplimiento de lo establecido en la presente orden.

Disposición final tercera. *Autorización para la modificación del número de días de almacenamiento.*

Se autoriza al Secretario General de Energía a modificar el número de días de almacenamiento correspondientes a cada categoría de reservas de acuerdo con la evolución de la demanda en relación con la capacidad de almacenamiento disponible.

Disposición final cuarta. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de los artículos 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución que respectivamente atribuyen al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y sobre bases del régimen minero y energético.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Declaración de ventas anuales

ANEXO I

Declaración de ventas anuales

D./Dña._____con D.N.I. _____, en nombre y representación de la empresa_____, tal y como acredita el poder notarial que acompaña a la presente declaración, declara que las ventas de gas natural, en GWh, de la sociedad que representa durante el año _____ han sido las siguientes:

Grupo de consumidores	Ventas Firmes	Ventas Interrumpibles		Ventas Totales
		Peaje Interrumpible	Interrumpibles según RD1716/2004 (*) (No incluidos en la columna anterior)	
Grupos 1 y 2				
Grupo 3 Consumo >3Gwh/año Consumo >2GWh/año Consumo >1 GWh/año				
TOTAL				

Fecha:

Fdo.: _____

(*) Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

ANEXO II

Criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas

1. La convocatoria será pública y dirigida a cualquier sujeto que cumpla con los requisitos establecidos (comercializadores y consumidores directos en mercado registrados).

2. La Comisión Nacional de Energía supervisará la gestión de las subastas y certificará que se desarrollan de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria.

3. En la información que la entidad responsable de la ejecución de la subasta distribuirá a todos los sujetos que muestren interés en la fase inicial, se incluirá:

a) Descripción del producto de subasta incluyendo las posibles restricciones en el uso del mismo.
b) Descripción del procedimiento de subasta.
c) Requisitos, en su caso, de presentación de avales para acceder a la subasta.
d) Fechas y plazos orientativos para cada una de las etapas de la subasta.
e) Los requisitos para la calificación en cada una de las fases de la subasta.

4. La subasta podrá ser presencial (los agentes deben acudir al lugar indicado por la entidad responsable de la ejecución de la subasta para participar en ella) o remota (los agentes presentan sus ofertas telemáticamente.
5. Antes de que transcurran 24 horas desde el momento de finalización de la subasta, la Comisión Nacional de Energía deberá validar los resultados, confirmando que no se han detectado comportamientos no competitivos u otras faltas en el desarrollo de la misma.
6. Una vez validados, los resultados agregados de la subasta (precio de cierre de cada producto y volumen total asignado) serán públicos. Los datos relativos al desarrollo de la subasta se mantendrán confidenciales.
7. Antes de que transcurran 72 horas desde el momento en que se hagan públicos los resultados, los transportistas y los comercializadores procederán a la firma de los contratos por las partes que correspondan y al depósito de las fianzas y garantías que en su caso sean requeridas. Las partes remitirán copia a la Comisión Nacional de Energía.
8. Con posterioridad al cierre de la subasta, la Comisión Nacional de Energía elaborará un informe sobre el desarrollo de la misma con el fin de identificar posibles mejoras a considerar en sesiones futuras.

§ 25

Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 171, de 15 de julio de 2010
Última modificación: 18 de diciembre de 2015
Referencia: BOE-A-2010-11181

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, estableció en su artículo 3 el procedimiento de cálculo de la retribución a la actividad de transporte, mientras que en el artículo 18 detalló la fórmula de cálculo de la retribución a la actividad de distribución. Posteriormente, la disposición final primera de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, modificó las fórmulas anteriores introduciendo, entre otros, un procedimiento para estimar la variación del Índice de Precios Industriales (IPRI). Este procedimiento consistía en la aplicación a la previsión del Índice de Precio al Consumo (IPC) la correlación entre los últimos valores disponibles de IPRI e IPC. Esta fórmula se ha demostrado poco representativa en el año 2009 ya que al existir valores de IPC próximos a cero el valor estimado de IPRI se alejó de la realidad. Por lo tanto, se propone reemplazar las previsiones del IPRI e IPC por el último valor disponible del año anterior en el momento de determinar la retribución anual de estas actividades (valor de octubre). Asimismo, con objeto de simplificar los cálculos, se considerará como valor definitivo del IPRI e IPC el valor del mes de octubre, en lugar del valor del mes de diciembre. Por último se establece que los saldos entre las retribuciones calculadas con los valores definitivos y los valores provisionales se incorporen a las retribuciones del año siguiente.

El sistema español de acceso de terceros a las instalaciones gasistas reconoce al titular de las instalaciones por donde circula el gas de los usuarios, la potestad de retener un porcentaje preestablecido del gas circulado en concepto de mermas de la instalación. Dichos porcentajes son el resultado de promedios calculados a partir de valores históricos, sin embargo, se hace necesario establecer un incentivo económico con el objeto de mantener los bajos niveles de mermas actuales y garantizar una utilización eficiente de las instalaciones, reduciendo así el consumo energético asociado a la gestión del sistema gasista.

La aplicación de la tecnología de la informática y las telecomunicaciones en el ámbito del suministro doméstico de gas y de electricidad se ha materializado en el desarrollo de contadores inteligentes con nuevas capacidades de comunicación tanto con las empresas distribuidoras como con los propios consumidores, pudiendo constituirse en una herramienta más de mejora de la eficiencia energética. Sin embargo, su alto coste hace obligado un

análisis previo coste-beneficio de su implantación y con este objetivo se da un mandato a la Comisión Nacional de Energía para la realización de un estudio sobre la utilidad práctica del uso de dichos contadores inteligentes y la ampliación de la obligación de disponer de telemedida, ya que su ejecución afectará tanto al coste del suministro que soporta el consumidor final, como a la gestión técnica de la red y condicionará las relaciones futuras entre consumidores, distribuidores y comercializadores.

La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, estableció en su artículo 11 las condiciones de aplicación del peaje de acceso interrumpible a las instalaciones gasistas, sin embargo, las fuertes inversiones realizadas en infraestructuras llevan a replantearse las características de este servicio, por lo que se un mandato a la Comisión Nacional de Energía para la realización de un estudio al respecto.

El Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, establece en su artículo 5.a que para la inclusión definitiva de una instalación de transporte en el régimen retributivo o para la modificación de la retribución de una instalación existente, cuya capacidad hubiera sido ampliada, se requiere la presentación de la autorización administrativa, la aprobación del proyecto de ejecución y el acta de puesta en servicio definitiva. Dada la importancia que este último documento adquiere a la hora de fijar la retribución regulada de las instalaciones y con el fin de disponer de la información más completa posible para su cálculo, se determina que dicha acta incluirá una tabla resumen de las características técnicas más relevantes de la instalación que resultan imprescindibles para el cálculo de su retribución de acuerdo con los criterios establecidos en el citado Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero. Este desarrollo se dicta de acuerdo a la habilitación otorgada a favor del Ministro de Industria, Turismo y Comercio en la disposición final segunda del citado real decreto.

Por otra parte, se procede a incluir en una disposición final ciertas modificaciones de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, simplemente con la finalidad de corregir ciertos errores advertidos en la redacción de algunos de sus anexos.

De conformidad con la disposición adicional undécima, apartado tercero.1, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, esta orden ha sido objeto de informe de la Comisión Nacional de Energía y ésta, para la elaboración de su informe, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.5 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, ha tenido en consideración las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante Acuerdo de 8 de julio de 2010, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación de ciertos aspectos de la aplicación de los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas y del procedimiento de cálculo de las retribuciones reguladas.

Artículo 2. *Mermas en plantas de regasificación.*

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios los titulares de plantas de regasificación descontarán, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en las instalaciones, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes que estén en vigor.

2. Antes de la finalización del mes «m+3» (siendo «m» el mes en curso) los titulares de la plantas de regasificación calcularán para cada mes «m» y planta el gas retenido en

concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo de mermas resultante calculado como la diferencia de las mermas reales menos las reconocidas. Los titulares de las plantas repartirán entre los usuarios el saldo del mes «m», comunicándoles dicho valor junto con la información necesaria para reproducir el cálculo, aplicándose los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica que correspondan.

3. En caso de que la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes de mermas en vigor exceda las mermas reales (saldo de mermas negativo), la diferencia permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de maniobra.

4. Si la cantidad de gas descontada por el titular de la planta por la aplicación de los coeficientes en vigor fuese inferior a las mermas reales (saldo de mermas positivo), la diferencia se cubrirá temporalmente mediante una disminución del saldo de gas de la cuenta del saldo de mermas de la planta de regasificación. El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones técnicas necesarias para lograr una ubicación adecuada de dichas cantidades de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios. El exceso de gas que se determine de la cuenta del saldo de mermas de la planta se destinará a gas de operación o gas talón.

5. Anualmente, antes del 1 de abril de cada año, los titulares de las plantas de regasificación calcularán y comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior, calculado como la suma de los saldos mensuales asignados en las mismas, y elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica correspondiente.

6. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

7. Teniendo en cuenta la información comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y elaborará un informe que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de mayo de cada año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

8. Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará al operador de la instalación dicho error lo antes posible, antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que el operador pueda corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

9. Antes del 1 de junio de cada año, el Gestor Técnico del Sistema publicará los saldos de mermas anuales y comunicará a los usuarios, a los titulares de las plantas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el saldo que les corresponde. Asimismo, publicará en su página web el valor del precio medio del gas de operación del año al que corresponden los saldos de mermas. Este valor se calculará como la media aritmética de los precios mensuales del gas de operación de dicho año. Cuando en un mismo mes del año exista más de un precio de gas de operación, se calculará primero la media aritmética del mes en cuestión y se empleará ésta para el cálculo de la media aritmética anual. En caso de discrepancia sobre la decisión del Gestor Técnico del Sistema, relativo al saldo de mermas, se podrá presentar un conflicto de gestión del sistema ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

10. Cuando el saldo de mermas anual de una planta de regasificación sea negativo, durante los 30 días posteriores a la publicación del saldo, el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario de la planta, a cuenta del gas acumulado como saldo de mermas de la planta de regasificación, un volumen de gas diario equivalente a la mitad del saldo de mermas anual del usuario repartida proporcionalmente en dichos 30 días, en la planta en cuestión. Además, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

valorará económicamente la mitad del saldo de mermas de la planta, empleando para ello el precio medio del gas de operación del año al que corresponda el saldo. La cantidad resultante será adicionada a la retribución reconocida al titular de la planta en el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.

11. Cuando el saldo de mermas anual en una planta de regasificación sea positivo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará dicho saldo aplicando el precio medio del gas de operación del año al que corresponde el saldo. La cantidad resultante será descontada de la retribución reconocida al titular para el año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único.

12. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con base en el informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en las plantas de regasificación, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas nuevos coeficientes de mermas reconocidas en estas instalaciones, si así lo considerase necesario.

Disposición adicional primera. *Acceso interrumpible.*

En un plazo no superior a doce meses desde la entrada en vigor de la presente orden, la Comisión Nacional de Energía realizará un estudio sobre la modalidad de acceso interrumpible que deberá incluir al menos un análisis coste-beneficio, los peajes de aplicación y las condiciones y formas de adjudicación, con el objeto de optimizar la seguridad de suministro del sistema gasista al menor coste.

Disposición adicional segunda. *Auditoría de inversiones.*

La Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de doce meses, una propuesta de requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías sobre inversiones de infraestructuras que sean objeto de retribución regulada y sobre los costes anuales de operación y mantenimiento o explotación de las actividades reguladas, a efectos técnicos y retributivos.

Disposición adicional tercera. *Mejora de la medición y aplicación de los contadores inteligentes.*

1. Antes del 1 de enero de 2012, la Comisión Nacional de Energía elaborará un estudio sobre la ampliación de la obligación de disponer de equipos de telemedida por parte de los consumidores industriales y sobre la utilización de contadores inteligentes en el ámbito del suministro a consumidores domésticos y comerciales. El estudio incluirá un análisis de los costes y beneficios y una propuesta de implantación, que incluirá al menos umbrales mínimos de consumo, prestaciones de los equipos, compatibilidad con otros contadores, interoperabilidad con equipamientos informáticos y electrónicos domésticos, modalidades de uso (propiedad y arrendamiento) y aplicación de protocolos de comunicación normalizados.

2. Asimismo, dicho estudio incluirá un análisis sobre la conveniencia de la ampliación del número de equipos de medida en los puntos de conexión de la red de transporte con la red de distribución, así como en los puntos de conexión entre distribuciones en cascada. El estudio incluirá una evaluación de los costes y beneficios y una propuesta de implantación, que incluirá al menos umbrales mínimos de consumo y de población de los municipios.

Disposición adicional cuarta. *Medidas de simplificación administrativa y racionalización de las solicitudes de información a los agentes del sistema gasista.*

Con anterioridad al 1 de septiembre de 2011, la Comisión Nacional de Energía (CNE) en colaboración con la Dirección General de Política Energética y Minas, las Comunidades Autónomas, la Corporación de Reservas Estratégicas (CORES), la Asociación Española del Gas (SEDIGAS) y el Gestor Técnico del Sistema Gasista (GTS) presentará a la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de industria, Turismo y Comercio, una propuesta para simplificar y racionalizar todas las peticiones de información que se realizan a los agentes del sistema gasista en cumplimiento de lo establecido por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y su normativa de desarrollo, tanto por parte de las autoridades y organismos competentes (CNE y CORES) como del GTS y resto de agentes del sistema gasista.

Disposición adicional quinta. *Coeficientes de mermas en las instalaciones gasistas.*

Los porcentajes de mermas a retener a los usuarios por parte de los titulares de las instalaciones son los siguientes:

a) Mermas de regasificación (C_r): 0,01 % del gas descargado en las plantas de regasificación.

b) Mermas de almacenamiento subterráneo (C_a): 0 % del gas inyectado en los almacenamientos subterráneos.

c) Mermas de transporte primario (C_t): 0,2 % de las entradas de gas a la red de transporte primario (desde conexiones internacionales, yacimientos, plantas de regasificación o desde otros puntos de entrada fuera del sistema gasista).

d) Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar (Cr < 4): 1%.

e) Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para redes alimentadas a partir de planta satélite (Cr < 4): 2%.

f) Mermas de distribución a presión superior a 4 bar (Cr > 4): 0,39.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en esta orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.*

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el apartado 4 del artículo 3, que pasa a tener la siguiente redacción:

> «4. Para la determinación del coste de transporte reconocido a la empresa o grupo de empresas “i” en el año “n”, Rin, se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC, y de los índices oficiales de precios industriales, IPRI, del mes de octubre del año “n-1” publicados por el Instituto Nacional de Estadística.
>
> Para evitar que la retribución de las instalaciones dependa del momento de su inclusión en el régimen retributivo, al incluir instalaciones en el régimen retributivo, los valores unitarios a utilizar para calcular la retribución serán los que se hubiera establecido para el año de puesta en marcha de la instalación.»

Dos. Se modifican las definiciones de los términos IPH^D_k e IPH^P_j incluidas en el apartado 1 del artículo 18, que pasan a tener la siguiente redacción:

> «IPH^D_k = Semisuma de los valores definitivos del IPC e IPRI del año “k”. Hasta el año 2010 inclusive, se tomarán como valores definitivos los correspondientes a las variaciones interanuales del mes de diciembre del año “k” redondeadas a dos decimales. A partir del año 2011 como valor definitivo del año “k”, se tomará el valor correspondiente al mes de octubre del año “k - 1”.»
>
> «IPH^P_j = Semisuma de los valores provisionales de IPC e IPRI del año “j”. Hasta el año 2010 inclusive, como valores provisionales del año “j” se tomarán las variaciones interanuales redondeadas a dos decimales del índice publicado por el Instituto Nacional de Estadística correspondientes al mes de octubre del año “j - 1”.A partir del año 2011 no se emplearán valores provisionales y se aplicará directamente el valor definitivo reconocido IPH^D_k .»

Tres. Se modifica el apartado 5 del artículo 18, que queda con la siguiente redacción:

> «5. La retribución de la actividad de distribución de cada año se revisará conforme se disponga del valor definitivo o se conozcan cifras más precisas de demanda y clientes. Las diferencias entre las retribuciones calculadas con los nuevos parámetros y las anteriores se incluirán en las liquidaciones del año "n".»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.*

La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, se modifica en los siguientes términos:

Uno. Se modifica el párrafo 2.b) del artículo 4 que pasa a tener la siguiente redacción:

«b) En el caso de contratos de duración inferior a un año el escalón de peaje aplicable será el resultado de multiplicar el caudal diario contratado por 330 días. Una vez finalizado el contrato, si el consumo real observado no correspondiese al escalón de peaje aplicado, se procederá a refacturar los peajes de acceso aplicando los que correspondan al consumo real.»

Dos. Se modifica el apartado 7 del artículo 9, que queda redactado como sigue:

«7. En el caso de consumidores acogidos al peaje 2.3 bis que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a un mes, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 bis y el término fijo de su respectivo peaje.»

Tres. Se modifica el apartado 3 del artículo 10, que pasa a tener la siguiente redacción:

«3. El término de reserva de capacidad (Tf_{rc}), el término fijo del peaje de regasificación (T_{fr}), el término fijo del peaje de conducción (T_{fl}) y el término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas (T_{fc}) aplicables a capacidades de acceso contratadas a plazos inferiores a un año, se calcularán utilizando los coeficientes que se indican en el anexo I.»

Cuatro. Se modifica la disposición final cuarta, que pasa a tener la siguiente redacción:

«Disposición final cuarta. *Modificación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre.*

Se modifica el último párrafo de la disposición adicional segunda la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, que queda redactado como sigue:

"El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá actualizar los valores del anexo V de esta orden siempre que concurran causas que así lo justifiquen."»

Cinco. Se reemplaza la tabla del apartado 1 «Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2010», por la siguiente:

	Actualización 2010 – Euros	Revisión 2008-2009 – Euros	Total – Euros
Naturgas Energía Distribución, S. A.	159.866.221	– 4.260.873	155.605.348
Gas Directo, S. A.	1.523.524	– 248.231	1.275.293
Distribuidora Regional del Gas, S. A.	8.061.460	403.143	8.464.603
Endesa Gas Distribución, S. A.	7.883.006	– 1.278.278	6.604.728
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S. A.	10.028.432	– 734.064	9.294.368
Gas Aragón, S. A.	33.092.741	– 2.476.013	30.616.728
Gesa Gas, S. A. U.	17.050.490	– 18.256.239	– 1.205.749
Tolosa Gas, S. A.	1.353.124	788	1.353.912
Gas Natural Distribución SDG, S. A.	792.217.868	– 56.341.281	735.876.587
Gas Natural Andalucía, S. A.	76.693.089	– 4.922.372	71.770.717

	Actualización 2010 – Euros	Revisión 2008-2009 – Euros	Total – Euros
Gas Natural Cantabria, S. A.	23.185.204	– 286.207	22.898.997
Gas Natural Castilla-La Mancha, S. A.	34.240.741	– 2.101.561	32.139.180
Gas Natural Castilla y León, S. A.	70.148.014	– 2.913.971	67.234.043
Cegas, S. A.	113.293.374	– 19.466.080	93.827.294
Gas Galicia SDG, S. A.	31.411.094	– 618.443	30.792.651
Gas Natural Murcia SDG, S. A.	16.893.063	– 1.738.895	15.154.168
Gas Navarra, S. A.	25.494.680	– 1.196.453	24.298.227
Gas Natural Rioja, S. A.	13.170.427	– 475.644	12.694.783
Gasificadora Regional Canaria, S. A.	184.050	– 74.279	109.771
Iberdrola Distribución de Gas, S. A.	69.356	8.600	77.956
Sureuropea de Gas	1.508.538	663.902	2.172.440
	1.437.368.496	– 116.312.453	1.321.056.043

Nota: Como consecuencia de la revisión en la tabla anterior de la retribución del año 2010 de Gas Natural Distribución SDG, S. A., procede modificar la retribución reconocida a la misma empresa desde el momento en que ha sido efectiva la escisión de Madrileña Red de Gas, S. A., y publicada en la Orden ITC/1306/2010, de 11 de mayo, por la que se determina la retribución para el año 2010 de la sociedad Madrileña Red de Gas, S. A. asociada a la actividad de distribución de gas natural realizada en determinados municipios de la Comunidad de Madrid.

En consecuencia, y a efectos de liquidaciones, desde el 1 de abril, la retribución reconocida a Gas Natural Distribución SDG, S. A., para el año 2010 es de 665.802.173 euros, resultado de restar a la cantidad de 735.876.587 euros publicada en la columna «Total» de la tabla anterior, la cifra reconocida a Madrileña Red de Gas, S. A., en la Orden ITC/1306/2010, de 11 de mayo.

Seis. Se reemplazan las siguientes retribuciones publicadas en la tabla «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte», del apartado 2 del anexo IV:

«Cegas: 1.225.746».
«Gas Natural Transporte SDG, S. A.: 24.006.934».
«Enagás, S. A.: 661.987.225».
«Naturgas Energía Distribución, S. A.: 0».
«Naturgas Energía Transporte, S. A. U.: 24.043.891».
«Septentrional del Gas, S. A.: 0».
«Total: 753.532.608».

Siete. Se reemplazan las siguientes retribuciones publicadas en la tabla «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2010» por las siguientes:

«Bahía Bizkaia Gas, S. L.: 51.419.112».
«Regasificadora de Sagunto, S. A.: 69.041.621».

Ocho. Se añaden los siguientes pies de página a la tabla «Posición de seccionamiento (Tipo S) simultánea en gasoducto de transporte primario (1)» del anexo V «Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en instalaciones de transporte»:

«(1) Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor o transportista al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.

(2) Una posición con trampas de lanzamiento y recepción se considera formada por dos posiciones de trampa de rascadores.»

Nueve. Se modifican los siguientes pies de página de la tabla «Estaciones de Regulación y Medida (ERM) en un gasoducto de transporte primario» del anexo V «Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en instalaciones de transporte», que pasan a tener la siguiente redacción:

«(1) Aplicable a EM equivalentes a un tamaño de G-1000 o superior.

(2) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (tipo D), o se transforme una posición de seccionamiento (tipo S) existente en posición de derivación (tipo D).»

Diez. Se reemplaza la tabla correspondiente a los «Gasoductos de transporte primario» del apartado tercero «Valores unitarios de Explotación de Instalaciones de Transporte» del anexo V «Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento en instalaciones de transporte», por la que figura a continuación:

	Año de retribución		
	2008	2009	2010
€/m/pulg	0,4584	0,4693	0,4628

Once. Se modifica el título del anexo VII, que pasa a ser «Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento del año 2010 de las plantas de regasificación» y, asimismo, el título del apartado tercero del mismo anexo, que pasa a ser «Valores unitarios de referencia de inversión para las nuevas inversiones en instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa con puesta en servicio en el año 2010».

Doce. Se reemplazan los siguientes valores publicados en el apartado 1 «Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos para el año 2010» del anexo VII por los siguientes:

«Obra civil portuaria y terrestre (€/planta): 1.210.004».
«Coste variable por kWh cargado en cisternas (€/kWh): 0,000217».
«Coste por trasvases /puestas en frío (€/kWh): 0,000217».

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.*

La Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, se modifica del modo siguiente:

Uno. El artículo 3 que pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 3. *Reconocimiento de inversiones en almacenamientos subterráneos incluidos en la red básica.*

1. La inversión reconocida en cada almacenamiento subterráneo será la inversión prudente necesaria para su puesta en explotación y realizada con posterioridad a la fecha de entrada en vigor de la concesión de explotación del almacenamiento, según lo establecido en el artículo 3 bis.

2. Dicha inversión reconocida se establecerá en la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas a que se hace referencia en el artículo 6.1 de la presente orden y deberá verificarse con la correspondiente auditoría.

3. La inversión reconocida a que hace referencia el apartado 1 se limitará teniendo en cuenta el importe previsto en el programa de inversiones a que hace referencia el artículo 25.1.b) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. No obstante, dicho límite podrá ser actualizado por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

4. A los efectos anteriores, los promotores de almacenamientos subterráneos deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía, antes del 1 de marzo de cada año, planes anuales y plurianuales de inversión en que se describa el grado de realización técnico económico a fin del año anterior, se detallen y planifiquen las inversiones a realizar, gas colchón y gastos financieros activables y se justifique cualquier desviación

respecto de los parámetros considerados para su otorgamiento. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá aprobar, rechazar o condicionar dichos planes de inversión, a los efectos de lo señalado en el apartado anterior.

5. Estos planes anuales y plurianuales de inversión recogerán la forma de contratación que vaya a utilizarse para las principales partidas, considerando como tales aquellas que superen un millón de euros incluidas la financiación y los seguros. Salvo en aquellos casos en los que se justifique la imposibilidad, se utilizarán formas de contratación que favorezcan la concurrencia, la transparencia y el mínimo coste. La Comisión Nacional de Energía supervisará que la contratación de las principales partidas, incluidas la financiación con recursos ajenos y los seguros, cumple con los criterios indicados, y realizará inspecciones sobre el cumplimiento de las obligaciones de los promotores.

La Comisión Nacional de Energía remitirá, al menos anualmente, un informe sobre la labor de supervisión realizada en la que se compararán los importes previstos en el proyecto con los resultantes del procedimiento de contratación.

6. En caso de que se incumpla lo establecido en este artículo, o del incumplimiento por parte del promotor de los planes anuales y plurianuales de inversión, se estará a lo dispuesto en el capítulo V del título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sin perjuicio de lo establecido en el título VI de dicha ley.»

Dos. Se incluye un nuevo artículo 3 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 3 bis. *Conceptos de inversión retribuibles por el sistema gasista.*

1. Tendrá la consideración de inversión retribuible los conceptos que se detallan en el anexo I. No se considerará, a los efectos de inclusión del almacenamiento subterráneo en el régimen retributivo, la inversión efectuada en los gasoductos u otras instalaciones necesarias para la conexión del almacenamiento con el resto de la red básica.

2. Asimismo, tendrá la consideración de inversión retribuible la realizada en concepto de gas colchón. El gas destinado a tal fin se valorará al precio que resulte de las subastas que se organicen para la adquisición por parte de los transportistas del gas destinado a autoconsumos y mermas en otras instalaciones de la red de transporte.

Finalizada la vida útil total del almacenamiento subterráneo, el valor residual del gas colchón que sea extraíble por medios mecánicos tendrá la consideración de ingreso liquidable del sistema gasista.

3. Las modificaciones de instalaciones existentes sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de la capacidad de inyección, extracción o volumen operativo del almacenamiento.

4. Se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones para reposición de elementos de inmovilizado que hayan finalizado su vida útil o que sea necesario acometer por razones técnicas. El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

5. Con carácter excepcional, se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares.

El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, y podrá hacerse teniendo en cuenta la rentabilidad de los activos incluidos en la cartera del solicitante. El carácter excepcional de la inversión será declarado y justificado en dicha resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

6. De la inversión reconocida se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución, así como las subvenciones percibidas de las Administraciones Públicas.»

Tres. Se modifica el apartado 2 del artículo 6, que pasa a tener el siguiente tenor:

«2. Podrá fijarse un régimen retributivo provisional, a petición del titular de la concesión de explotación del almacenamiento, para el periodo comprendido entre la fecha de entrada en vigor de la misma y la fecha de inclusión definitiva en el régimen retributivo del sistema gasista o, en su caso, la solicitud de extinción de la concesión de explotación de almacenamiento.

Anualmente, y mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, se determinarán los pagos a realizar al titular de la concesión de explotación del almacenamiento. Estos pagos tendrán la consideración de pago a cuenta sobre las inversiones que corresponda reconocer para el almacenamiento, de acuerdo con lo establecido en la presente orden, y se calcularán teniendo en cuenta los desembolsos realmente efectuados, que deberán acreditarse con la correspondiente auditoría.

La Dirección General de Política Energética y Minas teniendo en cuenta los pagos a cuenta que se realicen, podrá establecer en relación a dichos pagos la constitución a su favor de alguna de las garantías previstas en el artículo 3 del Reglamento de la Caja General de Depósitos, aprobado por Real Decreto 161/1997, de 7 de febrero, pudiéndose presentar como garantía los derechos de cobro devengados y no cobrados a favor del solicitante con cargo a la retribución del Sistema Gasista.»

Disposición final cuarta. *Información a incluir en las actas de puesta en servicio de las instalaciones de transporte.*

1. Las actas de puesta en servicio de las instalaciones de transporte de gas natural, emitidas con posterioridad a la entrada en vigor de la presente orden e incluidas a efectos retributivos en el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008 deberán incluir, debidamente completadas, las tablas incluidas en el anexo, formando parte integrante de la propia acta.

2. Por resolución del Director General de Política Energética y Minas se podrá modificar o ampliar el contenido de dichas tablas.

3. Al objeto de poder utilizarse para su indexación en bases de datos, el Director General de Política Energética y Minas, a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, establecerá un sistema de codificación identificativo único para cada una de las instalaciones de transporte y sus características. Para ello, la Comisión Nacional de Energía definirá los campos a partir de las propuestas que le remitan cada uno de los transportistas relativo a su sistema de codificación identificativo de instalaciones.

Disposición final quinta. *Aplicación de la orden.*

Por la Dirección General de Política Energética y Minas se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final sexta. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor a las cero horas del día siguiente a su publicación, con la excepción del nuevo coeficiente de mermas de regasificación que entrará en vigor el 1 de octubre de 2010.

ANEXO

Tabla resumen a incluir en las actas de puesta en marcha de las instalaciones de transporte

1.a Obra Lineal.

Identificación del gasoducto	Identificación del Tramo	Provincia	Tipo de Línea (1)	Posición Inicial (3)	Posición Final (3)	Características técnicas			
						Longitud (en metros con dos decimales)	Diámetro Nominal (‘’)	Presión de diseño (bar)	Tipo de Acero (2)

(1) Indicar si se trata de la Línea Principal (LP), un Ramal del Gasoducto (R), o Acometida de un Punto de Suministro (APS).

(2) Indicar la calidad del Acero empleado.

(3) En el supuesto, que el inicio o fin del tramo no sea una posición, se indicará el término municipal y, en su caso, se indicara si coincide con el límite provincial.

1.b Posiciones.

Identificación del gasoducto	Identificación del Tramo	Diámetro Tramo (‘’)	Identificación de la posición	Tipo de Actuación (2)	Ubicación			Características técnicas (1)		
					PK Gasoducto	Municipio	Provincia	Tipo de la posición (S/D/T) (3)	Simultánea/ Posterior (4)	Tipo de gasoducto Aguas Abajo (5)
					–	–	–	–	–	–
	–	–			–	–	–	–	–	–
					–	–	–	–	–	–
–					–	–	–	–	–	–
					–	–	–	–	–	–
	–	–			–	–	–	–	–	–
					–	–	–	–	–	–

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de obra lineal o posiciones deberán mostrarse dos cuadros, uno con las Características técnicas iniciales y otro con las Características técnicas finales.

(2) Indicar si se trata de una posición Nueva o una Modificación/Ampliación de una existente.

(3) Indicar el tipo de Posición: Posición de Seccionamiento (S), Posición de Derivación (D), Posición Trampa Rascadores Simple (TS), Posición Trampa Rascadores Doble (TD).

(4) Indicar si la Posición es Simultánea o Posterior. Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el Proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor, o transportista, al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.

(5) Indicar, en los casos que exista una derivación, si el gasoducto aguas debajo de la posición es un Gasoducto de Transporte (GT), una Antena para una Red de Distribución (AD), una Línea Directa (LD) o Acometida de un Punto de Suministro (APS).

2. Estaciones de Compresión.

Identificación de la Estación de ompresión	Ubicación			Características técnicas de los turbocompresores de la EC (1)				
	Identificación de la posición del Gasoducto	Municipio	Provincia	Identificación del Turbo Compresor	Tipo de Actuación (2)	Situación Operativa (3)	Potencia ISO (kW)	Caudal Nominal

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de EC deberán mostrarse dos cuadros, uno con las Características técnicas iniciales y otro con las Características técnicas finales.

(2) Indicar si se trata de un Turbocompresor Nuevo o una Modificación/Ampliación de uno existente.

(3) Indicar la situación operativa del Turbocompresor,: en Operación (O) o en Reserva (R).

3. Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida.

Identificación de la ERM / EM	Ubicación			Características técnicas de ERM/EM (1)						Características Técnicas Líneas			
	Identificación Posición del Gasoducto	Municipio	Provincia	Tipo de Instalación (2)	Tipo de Actuación (3)	Simultánea / posterior (4)	Tamaño (Tipo G) (5)	Presión entrada (bar)	Presión Salida (bar)	Identificación Línea de la ERM/EM	Tipo de Acción (6)	Situación Operativa (Operación o Reserva)	Caudal de salida por línea (m^3 (n)/h)

(1) En caso de ampliaciones y modificaciones de ERM/EM deberán mostrarse dos cuadros, uno con las Características técnicas iniciales y otro con las Características técnicas finales.

(2) Indicar si se trata de una ERM, una EM o una EM de Ultrasonido (EMUS).

(3) Indicar si se trata de una instalación Nueva o una Modificación/Ampliación de una existente.

(4) Una ERM/EM es posterior cuando se inserte una nueva posición de derivación (D), o se transforme una posición de seccionamiento (Tipo S) existente en posición de derivación (Tipo D).

(5) Para EM de Ultrasonido, se indicará el tamaño equivalente de una EM estándar.

(6) Se identificará si es una línea de la ERM/EM inicial (Inicial), si es una línea Adiciona (Adicional) o si es una línea modificada (Modificada).

NOTA: Las nuevas posiciones o modificaciones en la posición donde se ubique la ERM/EM deben incluirse en la tabla de gasoductos y posiciones.

Otras características de las ERM/EM:

a) Sistema de calentamiento, con calderas situadas en otro recinto y cambiadores de calor sobre las líneas de regulación. SI/NO

b) Equipamiento telemático. SI/NO

c) Ubicación dentro de caseta de obra. SI/NO

d) Recinto vallado y dotado, en su caso, de sistemas de seguridad patrimonial (aplicable sólo a casetas y posiciones de válvulas). SI/NO

§ 26

Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 278, de 18 de noviembre de 2011
Última modificación: 29 de septiembre de 2022
Referencia: BOE-A-2011-18065

El objeto de la presente orden es la determinación de diferentes aspectos relativos acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor, la retribución de las actividades reguladas de las actividades gasistas y la actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.

De acuerdo con lo establecido en la disposición final segunda del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, se procede a desarrollar la aplicación de los valores unitarios de posiciones, de centros de mantenimiento de instalaciones de transporte, así como el procedimiento a aplicar en la valoración de las ampliaciones de infraestructuras de transporte afectas a actividades reguladas, al objeto de solventar las dudas resultantes de la diferente casuística que se puede presentar.

El sistema español de acceso de terceros a las instalaciones gasistas reconoce al titular de las instalaciones por donde circula el gas de los usuarios, la potestad de retener un porcentaje preestablecido del gas circulado en concepto de mermas. Dicho porcentaje es el resultado de promedios calculados a partir de valores históricos. Se hace necesario establecer un incentivo económico con el objeto de mantener los bajos niveles de mermas actuales y garantizar una utilización eficiente de las instalaciones, reduciendo así el consumo energético asociado a la gestión del sistema gasista. En este sentido, existen en funcionamiento ya mecanismos de incentivos de aplicación a las redes de distribución y a las plantas de regasificación. En esta orden se establece un incentivo para reducir las mermas en la red de transporte mediante la aplicación de una fórmula semejante a la que se aplica en la actualidad en las plantas de regasificación. Esto no tendrá coste para el sistema ya que el exceso de gas sobre las mermas máximas autorizadas se utilizará para cubrir las necesidades de gas talón de las instalaciones.

Asimismo, y en conformidad con el mandato incluido en la disposición adicional segunda del mismo Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, la Comisión Nacional de Energía ha realizado una «Propuesta de revisión de los valores unitarios de referencias para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para instalaciones de regasificación». De acuerdo a la información incluida en dicha propuesta se publican en esta orden los nuevos valores en vigor.

De forma similar, y en consonancia con el mandato incluido en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista y la correspondiente propuesta de la Comisión Nacional de Energía, se modifica el modelo de retribución de los costes de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos de gas natural. En líneas generales, se sustituyen los términos fijo y variable del modelo anterior por otro basado en costes directos e indirectos que responde mejor a la forma en que dichos costes se generan y evolucionan en la realidad y, en su aplicación, se establece con carácter definitivo la retribución correspondiente a los almacenamientos Serrablo y Gaviota por este concepto para los ejercicios 2007 y 2008 así como la provisional para 2009, 2010 y 2011.

La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, incluyó por primera vez en su anexo V unos nuevos valores unitarios de inversión y mantenimiento de las instalaciones de transporte, que separaban el coste de la obra lineal de las posiciones. En la presente orden, se clarifican algunos aspectos de dichos coeficientes y su aplicación para la ampliación de instalaciones. Asimismo, se especifica la aplicación de los valores unitarios de los centros de mantenimientos, determinando parámetros imprescindibles para el cálculo de su retribución como es su vida útil.

El balance de existencias de los usuarios es el resultado de diversos procedimientos de reparto que se encuentran regulados en la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 y en los protocolos de detalle PD-02 «Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución» y PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte». El disponer de información precisa e inmediata sobre el nivel de existencias de los agentes en el sistema es imprescindible para la construcción efectiva de un mercado organizado de gas. En la presente orden se establece un sistema de balance diario para el día siguiente al «día de gas» en base a los datos proporcionados por los distribuidores. Asimismo, se dispone de un procedimiento incentivador para evitar el incumplimiento de los plazos de transmisión de la información.

Por otra parte, se refuerza la seguridad de suministro del sistema gasista al incrementarse las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico de gas natural. De la disposición transitoria decimonovena de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, se desprende que a partir del 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad no podrán incluir reservas de carácter operativo. El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, establece el nivel de existencias estratégicas de gas natural a mantener por los sujetos obligados, en 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior. Teniendo en cuenta la volatilidad de los mercados energéticos, la previsible evolución de nuestra capacidad de almacenamiento subterráneo con la entrada en funcionamiento de importantes infraestructuras a corto plazo así como la desaparición de las existencias operativas obligatorias, se eleva la obligación de mantenimiento de existencias de gas natural de carácter estratégico hasta los 20 días.

En consonancia con lo anterior, se modifica la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, para asegurar la coherencia del mecanismo de reparto de la capacidad disponible con el nuevo nivel de existencias estratégicas de gas natural.

Asimismo, se reconoce la retribución pendiente de determinadas instalaciones asociadas al almacenamiento subterráneo de Serrablo en el período comprendido desde la efectiva puesta en marcha de las mismas hasta la fecha de inicio de amortización establecida en el anexo III de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre.

La presente orden ha sido objeto del Informe 31/2011 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo de Administración de fecha 7 de octubre de 2011, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante Acuerdo de 7 de noviembre de 2011, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a dictar la presente orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación de diferentes aspectos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor, la retribución de las actividades reguladas de las actividades gasistas y la actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.

Artículo 2. *Posiciones de un gasoducto.*

1. Se define como posición de un gasoducto de transporte al conjunto de elementos que permiten el seccionamiento y/o derivación del gas circulante por el mismo, y se considera compuesta por el terreno necesario, incluido el que pueda corresponder a las estaciones de regulación y medida (ERMs), junto con sus accesos, válvulas (de línea y de conexiones), tuberías, by-passes, venteos, en su caso trampas de rascadores, y aquellos elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad del gas, así como cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

Se diferencian, por su funcionalidad y grado de equipamiento, tres tipos de posiciones: seccionamiento (posiciones Tipo S), derivación (posiciones Tipo D) y trampa de rascadores (posiciones Tipo T).

Cuando una posición tenga trampas de lanzamiento y recepción de rascadores se considerarán dos posiciones de trampa de rascadores.

Una posición se realiza con simultaneidad cuando se incluye en el proyecto inicial o cuando se solicita su inclusión por parte del distribuidor o transportista al menos un año antes de la fecha de puesta en servicio de la línea.

2. En el caso de nuevas posiciones, y a los efectos del uso de los valores unitarios en vigor para la aplicación del artículo 4 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, el valor de inversión de dicha posición por aplicación de valores unitarios (VIi) será la resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$VIi = \text{Valor Unitario Posición Tipo S} \times CC_{Posición} \times CC_{TSecundario} \times CC_{Posterior}$$

Dónde:

Valor Unitario Posición Tipo S = Valor Unitario aplicable de la Posición Tipo S simultánea en gasoducto de transporte primario equivalente.

$CC_{Posición}$ = Coeficiente Corrector Tipo Posición aplicable, si se trata de una Posición Tipo S el valor será 1.

$CC_{TSecundario}$ = Coeficiente Corrector para Elemento Transporte Secundario aplicable, si se trata de una Posición de Transporte Primario el valor será 1.

$CC_{Posterior}$ = Coeficiente Corrector para Posiciones Posteriores Obra Lineal aplicable, si se trata de una Posición realizada con simultaneidad el valor será 1.

Las posiciones de derivación incluyen el elemento de seccionamiento y las posiciones de trampa de rascadores una derivación y un seccionamiento, por lo tanto, a la hora de valorarlas se aplicará solamente el coeficiente correspondiente.

Los casos de posiciones complejas, considerando como tales las que incluyen dos o más derivaciones o trampas de rascadores, se tratarán a efectos del cálculo de la retribución como ampliación de posición.

3. La vida útil de la inversión en posición a los efectos del cálculo de la retribución será la misma de los gasoductos.

4. Para el cálculo de la retribución de una posición, y en cumplimiento de las obligaciones incluidas en el artículo 5 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, la información referida a los gasoductos deberá desglosarse en obra lineal y posiciones. Asimismo, a los efectos del cumplimiento de la obligación de presentar una auditoría técnica en cumplimiento de lo establecido en el artículo 4.1 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, en el caso de gasoductos se considerará el coste conjunto de obra lineal más las posiciones.

Artículo 3. *Ampliaciones de instalaciones de transporte.*

1. Las modificaciones y/o ampliaciones de instalaciones de transporte existentes sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de capacidad y estén afectadas a la propia actividad. Desde el punto de vista del sistema retributivo, se considerará que las ampliaciones de instalaciones de transporte son independientes de la instalación original incluyéndose en él de manera individualizada.

2. A los efectos del cálculo del valor de la inversión VIi referido en el artículo 4 del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, se aplicarán los siguientes criterios:

a) Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por líneas adicionales: como valor de inversión de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará el valor resultante de multiplicar el factor corrector «Líneas Adicionales ERM/EM» por el valor unitario en vigor para una ERM/EM nueva en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.

b) Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por sustitución de equipos que supongan un incremento en el tamaño de la estación (tipo de G): como valor de inversión de la ampliación por aplicación de valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores unitarios de la ERM antes y después de la ampliación, aplicando los valores en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.

c) Ampliación de posiciones: como valor de inversión de la ampliación por aplicación de los valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación considerando el Tipo de Posición existente antes y después de la ampliación.

d) Con independencia de lo anterior, en aquellos casos que por razones técnicas justificadas, haya sido autorizada administrativamente la modificación de una posición de derivación existente, para incluir una nueva línea de derivación, el valor de inversión se calculará considerando como si fuera una transformación de una posición de seccionamiento a posición de derivación.

e) Ampliación de estaciones de compresión: Como valor de inversión de la ampliación por aplicación de los valores unitarios se tomará la diferencia entre los valores de inversión resultantes de aplicar los valores unitarios, término fijo y variable, en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación, considerando la potencia instalada en la EC antes y después de la ampliación.

3. A los efectos del cálculo de los costes de operación de instalaciones de transporte que sean sujeto de ampliaciones se aplicarán los siguientes criterios:

a) Ampliación de estaciones de regulación y/o medida por líneas adicionales: Se considerará un coste de operación igual a cero.

b) Ampliaciones de estaciones de regulación y/o medida por sustitución de equipos que supongan un incremento en el tamaño de la estación (tipo de G): Se tomará la diferencia entre los valores unitarios de operación de la ERM/EM antes y después de la ampliación, aplicando en los dos casos los valores en vigor en el momento de la puesta en servicio de la ampliación.

c) Ampliación de posiciones: Se considerará un coste de operación y mantenimiento igual a cero.

d) Ampliaciones de estaciones de compresión: Se considerará el coste de operación y mantenimiento resultante de multiplicar el incremento de potencia por el término variable de explotación.

4. En el caso de proyectos conjuntos de ampliaciones/modificaciones de ERM/EM situadas en la misma posición (cambio de G y línea adicional), si bien las autorizaciones, actas de puesta en marcha y auditorias son conjuntas, desde el punto de vista retributivo se considerarán instalaciones de transporte independientes incluyéndose en el sistema retributivo de instalaciones de transporte de manera diferenciada.

5. Las actas de puesta en marcha de las ampliaciones de instalaciones de transporte deberán incluir las características iniciales de las instalaciones antes de la ampliación, así como las características de la instalación tras su ampliación, según lo establecido en la disposición final cuarta de la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema de gas natural.

Artículo 4. *Centros de mantenimiento de transporte.*

1. Se define como centro de mantenimiento el conjunto de edificios e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento y buen estado de los equipos e instalaciones de los gasoductos, las estaciones de compresión y las estaciones de regulación y/o medida asociadas al mismo.

2. Un centro de mantenimiento está compuesto por el terreno, junto con sus accesos, la edificación, los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control y alimentación eléctrica, así como cualquier otro equipamiento necesario para el adecuado funcionamiento de la instalación durante toda la vida útil retributiva del activo.

3. Los centros de mantenimiento de transporte, de acuerdo con los artículos 59 y 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos se consideran instalaciones complementarias del Sistema Gasista y elementos constitutivo de la red de transporte, por lo que les será de aplicación los procedimientos para el otorgamiento de autorización administrativa para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones previstos en la normativa sectorial, y sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones sobre protección del dominio público que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, y en especial las relativas a la ordenación del territorio, urbanismo y al medio ambiente.

En las solicitudes de autorización administrativa para la construcción, transmisión y cierre de un centro de mantenimiento, junto a la documentación requerida por la normativa sectorial, se adjuntará un documento donde se describa el impacto que supone el nuevo centro de mantenimiento, o la transmisión/cierre del existente, en el listado de gasoductos adscritos a cada centro de mantenimiento de los que es titular el transportista.

4. El valor de inversión del edificio y los equipamientos de los centros de mantenimiento ubicados en estaciones de compresión, plantas de regasificación o almacenamientos subterráneos se consideraran, a los efectos de la inclusión en el régimen retributivo y del cálculo de la retribución, como inversiones realizadas en la estación de compresión, la planta de regasificación o el almacenamiento subterráneo que lo contenga.

Si el centro de mantenimiento de transporte tiene un uso compartido con la actividad de distribución, se considerará a todos los efectos instalación de distribución.

5. Cada centro de mantenimiento deberá mantener al menos 200 km de gasoducto y las posiciones, ERM/EM o estaciones de compresión conectados a ellos, sin que puedan existir gasoductos adscritos a más de un centro. La distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa transportista será de 150 km medidos sobre el camino más corto entre ambos centros.

Antes del 31 de octubre de cada año, los transportistas titulares de centros de operación y mantenimiento enviarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, la relación de los nuevos gasoductos adscritos a cada centro indicando su longitud, así como la relación de gasoductos que han sido reasignados a otro centro de

mantenimiento bien por la puesta en servicio de un nuevo centro, bien por la transmisión o cierre del que estaban adscritos.

6. A los efectos del cálculo de retribución en concepto de amortización y retribución financiera, la vida útil de los centros de mantenimiento será de 20 años.

7. El titular de un centro de operación y mantenimiento de instalaciones gasistas, con construcción finalizada con posterioridad al 1 de enero de 2008, podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas su inclusión en el régimen retributivo acompañando a la solicitud la siguiente documentación:

a) Características de la instalación.

b) Inversión realizada debidamente auditada.

c) Certificación, extendida por la dirección del área o, en su caso, dependencia, de Industria y Energía de la Delegación o Subdelegación del Gobierno de la provincia donde se ubique el centro de operación y mantenimiento. En la misma, deberá constar una descripción de las instalaciones así como una relación de los medios materiales disponibles.

8. A efectos de la inclusión en el régimen retributivo se considerará como fecha de puesta en servicio la de la certificación extendida por la Dirección del Área o, en su caso, Dependencia de Industria y Energía, de la Delegación o Subdelegación del Gobierno e indicada en el apartado 7.c de este artículo.

Artículo 5. *Incentivo a la reducción de mermas en la red de transporte.*

1. De la totalidad del gas propiedad de los usuarios, el transportista titular de un punto de entrada a la red de transporte descontará, en concepto de mermas por pérdidas y diferencias de medición en la red, las cantidades de gas que resulten de la aplicación de los porcentajes en vigor.

2. Antes de la finalización del mes "m+3", los transportistas calcularán para el mes «m» y para el conjunto de las redes de transporte, el gas retenido en concepto de mermas reconocidas, las mermas reales y el saldo resultante calculado como las mermas reales menos las reconocidas. Dicho saldo se repartirá entre los usuarios proporcionalmente a sus entradas de gas al sistema de transporte en el período y les será comunicado junto con la información necesaria para reproducir el cálculo, aplicándose los protocolos de detalle correspondientes de las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

3. En caso de que el saldo de mensual de mermas de la red de transporte fuese negativo dicho saldo permanecerá temporalmente bajo titularidad del Gestor Técnico del Sistema como gas de la cuenta del saldo de mermas de transporte. Si fuera positivo, el saldo se cubrirá temporalmente mediante una disminución del volumen de dicha cuenta.

El Gestor Técnico del Sistema impartirá las instrucciones necesarias para lograr una ubicación adecuada de dicho saldo de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios. El exceso de gas de la cuenta del saldo de mermas de transporte que se establezca se destinará a cubrir las necesidades de gas de operación o de gas talón.

4. Anualmente, y antes del 1 de abril de cada año, los transportistas comunicarán a cada usuario el saldo de mermas del año anterior calculado como la suma de los saldos mensuales. Los transportistas propondrán también el saldo de mermas anual que corresponda a cada transportista, todo ello de acuerdo con los procedimientos de las Normas de Gestión Técnica que se desarrollen a tal efecto. El saldo anual de mermas de cada transportista será la diferencia entre las mermas reales de sus redes y las mermas retenidas que le correspondan. Las mermas retenidas de cada transportista se calcularán repartiendo la totalidad de las mermas retenidas en la red de transporte de forma proporcional a las entradas de gas a la red de cada transportista en el año considerado.

5. Asimismo, en este plazo, elaborarán y remitirán al Gestor Técnico del Sistema un informe anual sobre las mermas reales, las mermas reconocidas, el saldo de mermas resultante en el conjunto de la red de transporte y en las instalaciones de cada transportista en el año natural anterior, y el reparto de dicho saldo entre sus usuarios, de acuerdo con el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica que corresponda.

6. Los usuarios podrán solicitar la revisión de los saldos de mermas mensuales y anuales asignados, conforme al procedimiento de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

7. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los transportistas, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios del sistema de transporte y el reparto entre transportistas. El Gestor elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas ya la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de mayo de cada año. Dicho informe cumplirá los requisitos establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

8. Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el Gestor Técnico del Sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el Gestor Técnico del Sistema comunicará y justificará a los transportistas dicho error antes del 25 de abril de cada año, con el fin de que éstos puedan corregir su asignación de saldos e indicar dicha corrección a los usuarios afectados.

9. Cuando el saldo anual de mermas en el conjunto de las redes de transporte sea negativo (mermas reales inferiores a mermas reconocidas), el Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de cada usuario la mitad de su saldo de la cuenta del saldo de mermas de transporte mediante la entrega en el Punto Virtual de Balance de 1/30 de dicha cantidad durante 30 días consecutivos a contar desde el séptimo día en que dicho saldo haya sido comunicado a los usuarios.

10. Cuando el saldo de mermas anual de un transportista sea negativo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará económicamente la mitad de dicho saldo utilizando el precio medio anual del gas de operación durante el año en que dicho saldo se ha generado, publicado por el Gestor Técnico del Sistema. La cantidad resultante incrementará la retribución del transportista, en la retribución correspondiente al año en curso, aplicándose en la primera liquidación disponible como un pago único. En caso de que el saldo de mermas anual de un transportista sea positivo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará económicamente la totalidad de dicho saldo utilizando el mismo precio de referencia y la cantidad resultante se descontará de la retribución del transportista en la primera liquidación disponible como un cobro único.

11. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con base en el informe elaborado por el Gestor Técnico del Sistema sobre las mermas en la red de transporte, podrá proponer a la Dirección General de Política Energética y Minas unos nuevos coeficientes de mermas reconocidas en transporte, si así lo considerase necesario.

Artículo 6. *Clientes suministrados por un comercializador de último recurso sin tener derecho.*

Los consumidores suministrados por comercializadores de último recurso cuyo consumo durante el año anterior haya superado el umbral máximo en vigor, recibirán en la primera factura la notificación en los términos establecidos en el artículo 2.7 del Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. En las siguientes, y mientras sigan siendo suministrados por el comercializador de último recurso, se incluirá el siguiente texto:

«Su consumo anual ha superado el máximo permitido para acogerse a la Tarifa de Último Recurso, por lo que le recomendamos que examine las ofertas de otras comercializadoras ya que puede encontrar mejores condiciones de suministro. Con este fin puede consultar la página de la Comisión Nacional de Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio) http://www.comparador.cne.es.»

El texto deberá aparecer en la misma cara de la factura donde aparezca la cantidad a pagar, con un recuadro negro y tipo de letra de 10 puntos.

Artículo 7. *Unidades de Inversión en plantas de regasificación.*

1. Desde el 1 de enero de 2012, y al objeto de establecer el valor de inversión reconocido de una nueva planta de regasificación o de una ampliación de la misma de

acuerdo con la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, las instalaciones de regasificación sometidas al régimen retributivo indicadas en el artículo 2.1 de la citada orden que se pongan en servicio, quedan sustituidas por las siguientes Unidades de Inversión Estandarizadas y No Estandarizadas:

a) Las Unidades de Inversión Estandarizadas son las siguientes:

– Tanque almacenamiento GNL.
– Sistema de bombas secundarias.
– Vaporizadores de agua de mar.
– Vaporizadores de combustión sumergida.
– Sistema de medida u odorización.
– Sistema de antorcha y combustor.
– Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta.
– Relicuador de boil-off.
– Compresor de boil-off para emisión directa a red.
– Cargaderos de cisternas.

Anualmente, se determinará un valor unitario de las Unidades de Inversión Estandarizadas con los que determinar el VI_i de cada Unidad de Inversión.

b) Las Unidades de Inversión No Estandarizadas son las siguientes:

– Instalaciones de interconexiones (tuberías) de gas natural y gas natural licuado.
– Instalaciones de obra civil terrestre.
– Instalaciones de descarga:
– Sistemas de gestión y control.
– Servicios auxiliares.
– Sistema de suministro eléctrico.
– Sistema de captación de agua.
– Las cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL.

A los efectos de determinación del valor VIi, las Unidades de Inversión No Estandarizadas se agruparan, en cada caso, de acuerdo con las siguientes Actuaciones de Inversión:

Nueva planta.

– Ampliación de capacidad de almacenamiento en tanques de GNL.
– Ampliación capacidad de vaporización nominal.
– Ampliación de capacidad de atraque.
– Anualmente, se determinará un valor unitario máximo para cada Actuación de Inversión con los que determinar el VI_i de cada una de ellas.

2. Los elementos constructivos incluidos en cada Unidad de Inversión de una planta de regasificación se recogen en el anexo II de esta orden.

3. La vida útil de cada Unidad de Inversión Estandarizada y Actuaciones de Inversión, expresada en años, se establece en el anexo III de esta orden.

4. Las Unidades de Inversión Estandarizada y las Actuaciones de Inversión definidas tendrán la consideración de elemento de inmovilizado a efectos de aplicación de los artículos 3, 4, 5, 6 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre.

El valor de inversión se determinará multiplicando los valores unitarios de las Unidades de Inversión Estandarizadas fijados en esta orden por las magnitudes (capacidades volumétricas, caudales másicos o volumétricos, número unidades instaladas) nominales que caracterizan a las unidades de inversión:

a) Cuando la magnitud se trate de volumen de GNL, la capacidad nominal se entenderá como el volumen máximo de GNL que puede almacenarse con el límite de la cifra autorizada.

b) Cuando la magnitud que se utilice sea el caudal volumétrico o másico se empleará el caudal medio resultante en un período continuado de 100 horas de funcionamiento que en

ningún caso podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación. En el caso de la unidad de inversión «Antorcha/Combustor» se tomará el valor fijado en la autorización.

Todas las magnitudes nominales deberán estar recogidas en el certificado de explotación comercial y en el Acta de Puesta en marcha de la actuación que incluye a la unidad de inversión.

No obstante lo establecido en el artículo 4 la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, en el caso de las Actuaciones de Inversión, el VIi a emplear para determinar su retribución será valor de inversión auditado con el máximo del valor unitario máximo definido anualmente para cada Actuación de Inversión.

5. Además de lo indicado en de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, el titular de una instalación de regasificación, junto a la documentación que acompaña a la solicitud de inclusión en el régimen retributivo de una nueva planta o ampliación de la misma, deberá incluir información sobre la Inversión realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, en cada una Unidades de Inversión Estandarizadas y No Estandarizadas.

Con el fin de que los informes de auditoría presenten una información homogénea sobre la inversión realizada, estos incluirán una tabla resumen de auditoría con la información más relevante de cada una de las Unidades de Inversión de acuerdo con el formato establecido en el anexo IV de la presente orden.

Artículo 8. *Valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las plantas de regasificación.*

Se incluyen en el anexo I la estructura de los valores unitarios que será utilizada para el cálculo del valor reconocido de la inversión de las plantas de regasificación y sus ampliaciones que se pongan en servicio a partir del 1 de enero de 2012, asimismo, se incluye la estructura de los valores unitarios de operación y mantenimiento que será aplicada, a todas las plantas que estén en operación en 2012. Asimismo, el anexo I recoge los valores unitarios de inversión y los valores unitarios de operación y mantenimiento, fijos y variables, correspondientes al año 2011, a los únicos efectos de poder calcular los valores del año 2012 mediante la aplicación de las fórmulas de actualización incluidas en este artículo.

1. Los valores unitarios de inversión se actualizarán cada año según el Índice de Actualización (IA):

$$IA = 1 + (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - X)$$

Donde:

– $IPRI_{\text{bienes de equipo}}$: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año n-1 y el año n-2, del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

– X: Coeficiente de eficiencia igual a 0,005. Dicho valor se podrá revisar cada 5 años.

2. Los valores unitarios de los costes fijos de operación y mantenimiento se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 1 + 0{,}2 * (IPRI_{\text{bienes de equipo}} - X) + 0{,}8 * (IPC - Y)$$

Donde:

– $IPRI_{\text{bienes de equipo}}$: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año «n-1» y el año «n-2», del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

– IPC: variación anual en tanto por uno, entre octubre del año «n-1» y octubre del año «n-2»

– X e Y: coeficientes de eficiencia. X es igual a 0,005 e Y es igual a 0,01. Dichos valores se podrán revisar cada 5 años.

3. Los valores unitarios de los costes variables de operación y mantenimiento se actualizarán anualmente según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 1 + 0{,}2 * (IPRI_{bienes\ de\ equipo} - X) + 0{,}8 * (ICE - Y)$$

Donde:

– $IPRI_{bienes\ de\ equipo}$: variación anual, en tanto por uno, entre octubre del año «n-1» y el año «n-2», del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

– ICE: variación anual, en tanto por uno, del coste de la electricidad en España publicado por EUROSTAT para el consumidor industrial con consumo anual situado en la banda de 20.000 a 70.000 MWh/año entre el valor publicado para primer semestre del año en curso y el mismo semestre año anterior

– X e Y: coeficientes de eficiencia. X es igual a 0,005 e Y es igual a 0,005. Dichos valores se podrán revisar cada 5 años.

Artículo 9. *Término de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite.*

(Anulado)

Artículo 10. *Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.*

De acuerdo con la habilitación efectuada a favor del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico a que hace referencia el artículo 17.1 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos será de 20 días de las ventas firmes de los sujetos obligados en el año natural anterior.

Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.

Artículo 11. *Incentivo para que los transportistas y distribuidores envíen información sobre las mediciones el día «n+1».*

1. Los operadores de cada instalación de transporte y distribución proporcionarán al operador situado aguas arriba, cuando corresponda, y al Gestor Técnico del Sistema, mediante medios telemáticos, la información sobre los repartos diarios del gas circulado por sus instalaciones en el día de gas. En el caso de redes de transporte y distribución, los operadores proporcionarán la información desagregada por comercializador y PCTD, o agrupaciones de PCTDs cuando se trate de redes malladas.

Para ello, se desarrollará un procedimiento único y común que tendrá en cuenta los consumos telemedidos y perfiles de consumo. Dicho procedimiento será público y transparente, y tendrá el grado de detalle suficiente de forma que permita la trazabilidad de los repartos por parte de los usuarios del sistema.

2. El Gestor Técnico del Sistema pondrá a disposición de los usuarios la información de balance agregada a nivel nacional correspondiente al día de gas. Asimismo, pondrá a disposición de cada usuario, desagregado por PCTD, el balance del día de gas que le corresponde, que incluirá el nivel de existencias de cada usuario en las instalaciones, las entradas de gas a la red de transporte y el consumo de sus clientes.

3. Todos los procedimientos y plazos para la realización de los repartos y balances de los usuarios del sistema gasistas serán públicos y estarán recogidos en las correspondientes normas de gestión técnica del sistema y sus protocolos de detalle que las desarrollan.

4. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 109 y 110 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sobre infracciones graves y muy graves, en el caso de que el Gestor Técnico del Sistema o los operadores de instalaciones del sistema gasista no envíen los datos sobre el reparto y balance del día de gas en los plazos establecidos, se aplicará a la retribución

reconocida a la empresa y a los efectos del procedimiento de liquidaciones el siguiente factor:

$$F_1 = 1 – d/7.300$$

Donde "d" es el número de días del año en los que no se ha transmitido la información en plazo.

El responsable de los repartos y/o el Gestor Técnico del Sistema quedarán exentos del recargo anterior siempre que demuestren que el retraso en el envío de la información sobre el reparto y/o balance diarios es atribuible a retrasos en el cumplimiento de las obligaciones de otros operadores. En este caso, el recargo se aplicará a la retribución de los operadores responsables del retraso.

Asimismo, se reducirá la retribución de los operadores en función de la calidad del reparto de usuarios con consumo superior al 5% del gas repartido, mediante la aplicación del factor F_2 conforme a la siguiente fórmula:

$$F_2 = 1 – S_1/480 – S_2/14.600$$

Siendo:

- S_1 el número de meses del año en los que la suma de los repartos diarios definitivos del mes "m" es superior o inferior al 10% de la suma de los repartos diarios "n+1" del mes "m".
- S_2 número días en los que el reparto diario definitivo es superior o inferior al 25% del reparto publicado el día "n+1".

El responsable del reparto quedará exento de recargo siempre que acredite que ha realizado una aplicación correcta de las fórmulas y procedimientos en vigor, incluyendo la lectura de la telemedida o en los casos en que la diferencia entre el reparto definitivo y la suma de los repartos diarios “n+1” es atribuible a defectos o incumplimiento de plazos en la información proporcionada por otros operadores para elaborar el reparto. En este último caso, el recargo se aplicará a la retribución de los operadores responsables de la diferencia.

En caso de fallos de las fórmulas empleadas, el Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos de gestión técnica del sistema gasista elevará a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de modificación de dichas fórmulas para su aprobación.

Antes del 1 de julio de cada año “n” el Gestor Técnico del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el valor del término d y los valores provisionales de los términos S1 y S2 de cada agente en el año “n-1”, así como los valores definitivos de los términos S1 y S2 del año “n-2”, previo período de alegaciones por parte de los sujetos afectados. El titular de la Dirección General de Política Energética y Minas dictará una resolución con el valor concreto de la penalización de cada agente de acuerdo a la fórmula anterior. Esta cantidad se restará de la retribución reconocida anual en la primera liquidación disponible. En caso de desacuerdo sobre la imputación de los recargos anteriores la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá el conflicto en virtud de la función referida en el artículo 12.b).2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. En un plazo de tres meses a contar desde la entrada en vigor de esta orden, el Grupo de Trabajo para la Actualización, Revisión y Modificación de las Normas y Protocolos de Gestión Técnica del Sistema Gasista enviará una propuesta a la dirección General de Política energética y Minas de protocolos de detalle necesarios para la implementación de lo dispuesto en el presente artículo.

Disposición adicional primera. *Costes de operación y mantenimiento definitivos correspondientes a los almacenamientos subterráneos «Gaviota» y «Serrablo».*

1. Con carácter definitivo se establece la retribución de los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos de los almacenamientos subterráneos de gas natural denominados «Gaviota» y «Serrablo» correspondientes a los años 2007 y 2008:

	2007 – Euros	2008 – Euros
Gaviota	13.354.413,32	16.819.459,70
Serrablo	7.812.947,12	7.386.214,12

2. El saldo que resulte en relación con la retribución provisional reconocida se incluirá en el procedimiento de liquidación en curso como pago único a favor del titular de las concesiones en el momento de entrada en vigor de la presente orden. En el caso de que el saldo sea positivo (a favor del actual titular de las concesiones), éste podrá proponer a la Comisión Nacional de Energía la trasferencia de dicho saldo, o parte de él, a los antiguos titulares de la concesión, previo acuerdo de éstos.

Disposición adicional segunda. *Costes de operación y mantenimiento provisionales correspondientes a los almacenamientos subterráneos «Gaviota» y «Serrablo» para los años 2009, 2010 y 2011.*

1. Los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos provisionales para los años 2009, 2010 y 2011 son los que figuran a continuación:

	Valores iniciales		2009		2010		2011	
	COMDdef – Euros	COMIdef – Euros	IA	COM prov – Euros	IA	COM prov – Euros	IA	COM prov – Euros
Gaviota	16.424.120,89	395.338,81	1,02464	17.233.891,19	0,984740	16.970.902,01	1,011700	17.169.461,56
Serrablo	3.866.420,61	3.519.793,51		7.568.210,44		7.452.719,54		7.539.916,36

2. El saldo resultante en relación con la anterior retribución provisional reconocida se incluirá en el procedimiento de liquidación en curso como pago único a favor del titular de las concesiones a la entrada en vigor de la presente orden. En el caso de que el saldo sea positivo (a favor del actual titular de las concesiones), éste podrá proponer a la Comisión Nacional de Energía la trasferencia de dicho saldo, o parte de él, a los antiguos titulares de la concesión, previo acuerdo de éstos.

3. Los actuales titulares de las instalaciones deberán presentar las auditorías a que hace referencia el apartado 3 de la disposición adicional sexta de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, correspondientes a los años 2009 y 2010 en el plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta orden.

Disposición adicional tercera. *Coeficiente «C» a aplicar al término de conducción del peaje de transporte y distribución en vigor para los consumidores conectados a redes de distribución alimentadas desde plantas satélites.*

De acuerdo con la fórmula incluida en el artículo 9 de la presente orden, a los consumidores conectados a redes de distribución alimentadas desde planta satélite les será de aplicación el término de conducción en vigor que les corresponda de acuerdo a su presión de suministro y volumen de consumo multiplicado por el siguiente factor «C»:

Reserva de capacidad	Factor de carga 72,9%	Peaje medio de transporte y distribución (incluyendo R. de capacidad) cts/kWh	Término de conducción medio cts/kWh	Coeficiente a aplicar al término de conducción "C"
Término de conducción	Factor de carga			
2.1	68,1%	1,2926	1,2494	69,1%
2.2	70,5%	0,4625	0,4192	73,7%
2.3	60,9%	0,3680	0,3248	75,7%
2.4	64,6%	0,3275	0,2843	76,9%
2.5	72,6%	0,2815	0,2383	78,9%
2.6	55,0%	0,3027	0,2595	77,9%
	Consumo medio (MWh/año)			
3.1	2,452	3,6796	3,6364	67,6%
3.2	10,229	2,5807	2,5375	67,9%
3.3	59,365	2,3935	2,3503	68,0%
3.4	459,472	1,3375	1,2943	69,0%
	Factor de carga			
3.5	47,06%	0,5445	0,5013	72,5%

Disposición adicional cuarta. *Retribución a los almacenamientos subterráneos.*

Se reconocen 4.882.761,22 € a Enagas, SA en concepto de la retribución devengada desde la fecha de puesta en marcha hasta el 31 de diciembre de 2003 del «Compresor Booster» y desde la fecha de puesta en marcha hasta el 31 de diciembre de 2006 de las inversiones en «Sondeo Jaca 18», «Sondeo Jaca 22», «Línea de Producción» y Conexión Pozos».

La cantidad anterior corresponde a los siguientes conceptos:

Instalación	Fecha pem	Período pendiente de devengar (hasta...)	VAI fecha pem (€)	Retribución devengada (€)
Compresor Booster (año 2003)	06/11/2002	31/12/2003	12.770.000	225.507,70
Sondeo Jaca 18 (año 2004)	09/09/2003	31/12/2006	6.544.873	2.350.785,32
Sondeo Jaca 22 (año 2004)	22/12/2003	31/12/2006	5.740.294	1.887.770,06
Línea de producción (año 2004)	29/10/2003	31/12/2006	447.805	154.315,54
Conexión Pozos	26/07/2004	31/12/2006	715.592	204.382,60
Total				4.822.761,22

Esta cantidad se cobrará una sola vez y a efectos de liquidaciones, se adicionará a la reconocida a la compañía en la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Disposición adicional quinta. *Gasoductos en operación a considerar para establecer las necesidades de Centros de Mantenimiento de Transporte.*

A los efectos de aplicar lo dispuesto en el artículo 4 de la presente orden solo se tendrán en consideración los gasoductos construidos con posterioridad al 1 de enero de 2008.

Disposición adicional sexta. *Información sobre los gasoductos en operación adscritos a los centros de mantenimiento de transporte.*

Antes del 1 de enero de 2012, los transportistas titulares de centros de mantenimiento enviarán al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Comisión Nacional de Energía, la relación de los gasoductos en operación adscritos a cada centro así como su longitud y diámetro.

Disposición adicional séptima. *Mínimos técnicos de operación de las Plantas de regasificación.*

En un plazo de 3 meses la Comisión Nacional de Energía presentará una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas de mínimos técnicos de operación de cada planta de regasificación y los mínimos zonales no transportables desde la red de transporte. A este objeto deberá convocar los grupos de trabajo que considere en los que intervendrán comercializadores, titulares de plantas de regasificación, transportistas y el Gestor Técnico del Sistema.

La propuesta deberá incluir un análisis de las inversiones necesarias para reducir tanto los mínimos técnicos de cada planta como los mínimos zonales.

Disposición transitoria primera. *Fecha de puesta en servicio de centros de mantenimiento anteriores a la entrada en vigor de la orden.*

Para los centros de mantenimiento puestos en servicio entre el 1 de enero de 2008 y la fecha de entrada en vigor de la presente orden, para su inclusión en el régimen retributivo, se considerará como fecha de puesta en servicio la correspondiente a la fecha de autorización para el inicio de la actividad industrial de la instalación, y, en su defecto, la fecha de obtención de la cedula de habitabilidad del edificio, y, en su defecto, la fecha del contrato de suministro eléctrico.

Disposición transitoria segunda. *Transición al nuevo régimen de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

Hasta el 1 de noviembre de 2012 se considerará cumplida la obligación establecida en el artículo 10 de la presente orden si desde la fecha de entrada en vigor de la obligación, el usuario acredita mantener un nivel de existencias estratégicas igual o mayor a 10 días de sus ventas firmes y haber contratado la capacidad de almacenamiento subterráneo suficiente para el almacenamiento de 20 días de sus ventas firmes.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.*

La Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, queda modificada como sigue:

Uno. Se sustituyen los apartados 5 y 6 del artículo 2 de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que pasan a estar redactados como sigue:

«5. La retribución de los costes de operación y mantenimiento de cada almacenamiento subterráneo en el año «*n*» (COM_n) tendrá dos términos: uno correspondiente a costes indirectos y otro correspondiente a costes directos, que se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COM_n = COMI_n + COMD_n$$

– $COMI_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento indirectos en el año «*n*».

– $COMD_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento directos en el año «*n*».

6. Para cada almacenamiento subterráneo de la red básica que se incluya en el régimen retributivo, los valores anuales a aplicar en el primer año natural tras la puesta en marcha, en concepto de costes de operación y mantenimiento directos e

indirectos, se establecerán en la correspondiente resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas a que se hace referencia en el artículo 6.1 de la presente orden. En dichos valores no se incluirán las adquisiciones de gas para autoconsumo requeridas para la operación del almacenamiento subterráneo.»

Dos. Se modifica el apartado 1 del artículo 6 que pasará a estar redactado en los siguientes términos:

«1. La Dirección General de Política Energética y Minas, mediante resolución y previo informe de la Comisión Nacional de Energía y del Gestor Técnico del Sistema, fijará la fecha de inclusión en el régimen retributivo y determinará los valores concretos de la inversión reconocida (VI), la tasa de retribución (Tr) y los valores anuales a aplicar en concepto de costes de operación y mantenimiento directos e indirectos ($COMD_n$) y ($COMI_n$), a que hace referencia el artículo 2 de la presente orden.

Entre la documentación a anexar a la solicitud de inclusión de la instalación en el régimen retributivo se incluirá la referente a:

a) Informe de características técnicas y parámetros básicos del almacenamiento realizado por empresa independiente de reconocido prestigio, especializada en el análisis de almacenamientos subterráneos de gas natural.

b) Memoria de inversiones en instalaciones incluidas en el anexo II debidamente auditadas.

c) Memoria de inversiones en investigación y exploración realizadas en los cinco años previos a la entrada en vigor de la concesión de explotación de almacenamiento debidamente auditadas.

d) Previsión de costes de operación y mantenimiento anuales, desglosados y clasificados por su naturaleza directa o indirecta, de acuerdo con el formato establecido en el anexo II de la presente orden. Similar desglose podrá exigirse respecto de las empresas contratistas y subcontratistas del concesionario.

e) Acta de puesta en marcha.

f) Concesión de explotación de almacenamiento.

g) Acreditación por parte del solicitante de su cumplimiento de los requisitos legales técnicos, y económicos para actuar como empresa transportista de gas.

h) Declaración expresa de ayudas o aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente recibidas.

Tanto la Dirección General de Política Energética y Minas como la Comisión Nacional de Energía podrán solicitar la información adicional que consideren necesaria para verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas.»

Tres. Se suprimen la disposición adicional segunda. «Costes de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos en operación a la entrada en vigor de la Orden» y la disposición adicional séptima. «Parámetros para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos».

Cuatro. Se modifica la disposición adicional sexta que pasará a estar redactada en los siguientes términos:

«Disposición adicional sexta. *Cálculo de los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos provisionales y definitivos.*

1. Los costes de operación y mantenimiento correspondientes al año “n” se determinarán, con carácter provisional en el año “n-1”, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COMI_{PROV_n} = COMI_{n-1} \cdot IA_n$$

$$COMD_{PROV_n} = COMD_{n-1} \cdot IA_n$$

$$COM_{PROV_n} = COMIPROV_n + COMDPROV_n$$

Donde:

– $COMI_{n-1}$: Retribución de costes de operación y mantenimiento indirectos en el año “n-1”.

– $COMD_{n-1}$: Retribución de costes de operación y mantenimiento directos definitivos en el año “n-1”.

– IA_n: Índice de actualización para el año “n”, determinado con la información disponible en noviembre del año “n-1”, que se calcula aplicando la fórmula siguiente:

$$IA_n = 1 + (0{,}1 \cdot (IPRI_{bienesdequipo_n} - X) + 0{,}9 \cdot (IPC_n - Y)$$

Donde:

– $IPRI_{bienesdequipo_n}$: Variación anual en tanto por uno del índice de precios industriales de bienes de equipo para el año “n”, determinado entre octubre del año “n-1” y octubre del año “n-2”.

– IPC_n: Variación anual en tanto por uno del índice de precios al consumo para el año “n”, determinado entre octubre del año “n-1” y octubre del año “n-2”.

– *X* e *Y* son coeficientes de eficiencia. Sus valores serán iguales a 0,005 y 0,01, respectivamente y podrán ser revisados cada 5 años.

2. Los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos definitivos se calcularán en el año “n+1” de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COM_n = COMI_n + \frac{COMD_n + ACD_n}{2}$$

Donde:

– $COMI_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento indirectos provisionales correspondientes al año “n”, calculados en el año “n-1”.

– $COMD_n$: Retribución de costes de operación y mantenimiento directos provisionales correspondientes al año “n”, calculados en el año “n-1”.

– ACD_n: Valor auditado de los costes directos de operación y mantenimiento correspondientes al año “n”, según se establece en el apartado siguiente

3. El término ACD_n se obtendrá a partir de la correspondiente auditoría, que deberá ser presentada no más tarde del 15 de octubre del año «n+1» a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

De acuerdo con la disposición adicional segunda del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008, la Comisión Nacional de Energía remitirá su propuesta de retribución de costes de operación y mantenimiento provisionales para el ejercicio siguiente y los definitivos del ejercicio anterior, de acuerdo con la metodología establecida.

Una vez aprobada dicha propuesta, la Comisión Nacional de Energía procederá a ajustar los costes de operación y mantenimiento definitivos del año que corresponda, liquidará la diferencia, adquiriendo el importe total percibido el carácter de definitivo.

4. La revisión de los valores de los términos directo e indirecto de los costes de operación y mantenimiento podrá efectuarse cada 4 años para ajustarlos a los valores prudentes reales.»

Cinco. Se sustituye la tabla contenida en el anexo II - Plantilla de Costes de Operación y Mantenimiento de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la siguiente tabla:

TITULAR DE LA INSTALACIÓN	
INSTALACIÓN:	
AÑO EJERCICIO ECONÓMICO	

GASTOS/ COSTES RECURRENTES

En Euros	DIRECTOS				INDIRECTOS				TOTAL
Conceptos	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	
Compras				0				0	0
Odorización de gas/ Compra THT				0				0	0
Repuestos de equipo				0				0	0
Gases y aceites				0				0	0
Compras de materiales auxiliares				0				0	0
Otras compras				0				0	0
Tributos y Tasas				0				0	0
Impuesto sobre actividades económicas				0				0	0
Impuesto sobre bienes inmuebles				0				0	0
Tasas				0				0	0
Otros impuestos /tasas				0				0	0
Servicios exteriores				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Reparación y conservación				0				0	0
Suministros				0				0	0
Servicio profesionales independientes				0				0	0
Primas de seguros				0				0	0
Gastos de viaje				0				0	0
Gas de Operación				0				0	0
Otros Consumos energéticos (electricidad, gasoil, gas natural, etc.)				0				0	0
Transportes y fletes				0				0	0
Otros servicios exteriores				0				0	0
Otros gastos de explotación (detallar)				0				0	0
Personal				0				0	0
Total Costes de O&M Recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0

INGRESOS RECURRENTES

En Euros	DIRECTOS				INDIRECTOS				TOTAL
Conceptos	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	
Subvenciones				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Venta de otros productos (combustibles ligeros, etc.)				0				0	0
Venta de servicios				0				0	0
Ingresos por Gas de Operación				0				0	0
Otros ingresos de explotación				0				0	0
Total Ingresos de explotación Recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0

GASTOS/ COSTES NO RECURRENTES

En Euros	DESCRIPCIÓN	INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación Intranual 1				
Actuación Intranual 2				
Actuación Intranual 3				
Total Intranuales				0
Actuación Plurianual 1				
Actuación Plurianual 2				
Actuación Plurianual 3				
Total Plurianuales				0

INGRESOS NO RECURRENTES

En Euros	DESCRIPCIÓN	INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación Intranual 1				
Actuación Intranual 2				
Actuación Intranual 3				
Total Intranuales				0
Actuación Plurianual 1				
Actuación Plurianual 2				
Actuación Plurianual 3				
Total Plurianuales				0
Total Gastos de explotación				0
Total Ingresos de explotación				0

INSTRUCCIONES CUMPLIMENTACIÓN

La información anual se desagregará por gastos e ingresos recurrentes, y no recurrentes; directos e indirectos y fijos y variables, atendiendo a los siguientes criterios:

1. Desagregación de gastos e ingresos entre recurrentes y no recurrentes: Se consideran «Gastos/Ingresos Recurrentes» aquellas partidas constantes en la explotación del almacenamiento. Por su parte, se consideran «Gastos/ingresos No Recurrentes» las actuaciones puntuales (Ej.: work-over), ya sean plurianuales o intranuales, o costes o ingresos extraordinarios.

2. Desagregación de costes/gastos entre directos e indirectos. Para cada una de las partidas de explotación se repartirán entre directos e indirectos, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación. Se consideran costes

directos los correspondientes o asociados a la propia instalación e indirectos los que correspondan a los servicios facilitados por la estructura del grupo

3. Desagregación de costes/gastos entre fijos y variables. Para cada una de las partidas los gastos de explotación se repartirán entre fijos y variables de inyección o variables de extracción, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación.

En cuanto a las partidas de costes e ingresos identificados se recogen a continuación los criterios a aplicar para su cumplimentación:

1. Con carácter general, en el caso de que alguna de las partidas de detalle supere un 10% sobre el total de gastos de explotación, se requerirá un desglose adicional de esta partida de detalle, que permita identificar los principales costes que la componen.

2. Sobre Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal. Se desglosarán según las partidas de detalle indicadas. Señalar que sobre el gas de operación se solicita el detalle económico de su coste.

3. Otros Gastos de explotación. Se indicarán los gastos de operación y mantenimiento no incluidos en las partidas anteriormente mencionadas (Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal), debidamente detallados y justificados.

4. Subvenciones. Deberán indicarse, en su caso, los ingresos habidos por las subvenciones a la explotación recibidas en cada año para el conjunto de la actividad. Adicionalmente se indicarán las subvenciones pendientes de recibir a 31 de diciembre de cada año, expresadas en euros.

5. Ingresos por gas de operación. Se solicita el detalle económico del ingreso por gas de operación incluido en las liquidaciones.

6. Venta de productos y servicios, así como ingresos por arrendamientos. En su caso se detallarán los ingresos por venta de condensados.

7. Los costes no incluirán costes financieros, ni amortizaciones, ni provisiones por desmantelamiento y abandono del almacenamiento. Los ingresos no incluirán los correspondientes a la retribución por inversiones incluidos en las liquidaciones del sector del gas natural.»

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

Los apartados 1 y 2 del artículo 4 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, quedan redactados en los siguientes términos:

«1. Del volumen útil de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará un volumen equivalente a los días de ventas o consumos firmes en el año anterior necesario para cumplir las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. A estos efectos, tendrán la consideración de consumos firmes los definidos en el artículo 16 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas, así como las ventas realizadas bajo peajes interrumpibles.

La asignación de la citada capacidad será realizada anualmente por el Gestor Técnico del Sistema y se basará en un criterio de reparto entre los sujetos obligados al mantenimiento de dichas existencias de acuerdo con el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, de forma proporcional a sus ventas o consumos firmes en el año anterior.

2. De la capacidad total utilizable de los almacenamientos subterráneos básicos se reservará un volumen equivalente a 10 días de las ventas/consumos totales en el año anterior realizado por los comercializadores/consumidores directos en mercado. La asignación de la citada capacidad será realizada por el Gestor Técnico del

Sistema, con carácter anual, de forma proporcional a las ventas o consumos firmes realizados por el sujeto obligado en el año anterior.

Si después de haber realizado la asignación correspondiente a los apartados 1 y 3 del presente artículo la capacidad disponible no fuera suficiente para cumplir con este apartado, se procederá a prorratear la capacidad disponible entre los usuarios, en función de las ventas y consumos firmes del año anterior.»

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*

La Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, queda modificada como sigue:

Uno. Se modifica el contenido del artículo 4 de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, añadiendo un apartado 6 en los siguientes términos:

«6. Cuando el período de facturación no coincida con un mes natural, el término fijo del peaje de transporte y distribución Tf_{ij} o el término de reserva de capacidad T_{fe} se calculará multiplicando el valor mensual por el cociente entre el número de días a facturar del mes que entren en el período de facturación y el número de días del mes. Cuando el período de facturación coincida con un mes completo se aplicará directamente el valor publicado.»

Dos. Se reemplazan las cantidades asignadas a Tolosa Gas, SA y Naturgas Energía Distribución, SA y el «Total» de la tabla «1. Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución.», del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por los siguientes valores:

	Actualización 2011	Revisión 2009-2011	Total
Tolosa Gas, SA	910.694	18.293	928.987
Naturgas Energía Distribución SA	160.288.234	-6.172.935	154.115.299
Total	161.198.928	-6.154.642	155.044.286

Tres. Se reemplazan las siguientes filas de la tabla incluida en el apartado 5 «Retribución a cuenta de instalaciones de transporte. Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2010» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» de la de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por los siguientes valores:

Titular	Elemento	Fecha de puesta en marcha	Retribución a cuenta	
			2010 (€)	2010 (€)
Transportista Regional del Gas.	Posición SEGAVI-00 de derivación y trampa de rascadores en el tm Palazuelos de Eresma provincia de Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	77.357,81
Transportista Regional del Gas.	Posición SEGAVI-01 de derivación en Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	41.696,41
Transportista Regional del Gas.	Posición SEGAVI-02 de derivación en el tm Otero de los Herreros provincia de Segovia del gasoducto Segovia-Otero de los Herreros.	16/12/2010	0,00	41.696,41

Cuatro. Se incluyen las siguientes filas en la tabla del apartado 5 «Retribución a cuenta de instalaciones de transporte. Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2010» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre:

Tipo	Titular	Elemento	Fecha de puesta en marcha	Retribución a cuenta	
				2010 (€)	2011 (€)
ERM	Endesa Gas Transportista, SL.	ERM tipo G-250 en la posición de Derivación MAEJE-02 en el tm de Gallur en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	7.992,50	79.579,80
ERM	Endesa Gas Transportista, SL.	ERM tipo G-250 en la Posición de Derivación MAEJE-03 en el tm de Tauste en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	7.992,50	79.579,80
ERM	Endesa Gas Transportista, SL.	ERM tipo G-250 Posición de Derivación MAEJE-04 y Trampa de Rascadores en el tm de Ejea de los Caballeros en la provincia de Zaragoza en el Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros.	29/10/2010	7.992,50	79.579,80

Cinco. Como consecuencia de las correcciones anteriores, se modifican las siguientes filas de la tabla del apartado 2 «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte (€)» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2011» incluido en la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre:

	Total retribución anual	Total pago único	Total retribución 2011
Endesa Gas Transportista, S.L	13.433.167,08	261.468,30	13.694.635,38
Transportista Regional del Gas, S.L	5.985.409,01	0,00	5.985.409,01
Total	19.418.576,09	261.468,30	19.680.044,39

Seis. Se substituye la retribución a la actividad de transporte correspondiente a Enagas, SA publicada en la tabla «2. Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte» del anexo IV de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la siguiente:

	Total retribución anual	Total pago único	Total retribución 2011
Enagas, S.A	636.364.743,21	3.065.723,49	639.430.466,70

Siete. Se substituye la retribución a la actividad de transporte correspondiente a Naturgas Energía Transporte, SAU publicada en la tabla «2.Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte» del anexo IV de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la siguiente:

	Total retribución anual	Total pago único	Total retribución 2011
Naturgas Energía Transporte, SAU	26.428.435,15	226.886,12	26.655.321,27

Disposición final cuarta. *Aplicación de la orden.*

La Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del día siguiente a su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», con las siguientes excepciones:

a) El artículo 5, el artículo 6 y el artículo 9, que entrarán en vigor el 1 de enero de 2012.
b) El apartado 1 de la disposición final segunda, que entrará en vigor el 1 de marzo de 2012.
c) El artículo 10, que entrará en vigor el 1 de abril de 2012.
d) El artículo 11, que entrará en vigor el 1 de julio de 2013.

ANEXO I

Valores unitarios base en 2011 de plantas de regasificación a los únicos efectos del cálculo de los valores aplicables en el año 2012

1) Valores unitarios de inversión

a) Valores Máximos para Actuaciones de Inversión que agrupan las Unidades de Inversión No-Estandarizadas.

El valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, de las Actuaciones de Inversión que agrupan la Unidades de Inversión No-Estandarizadas realizadas (obra civil terrestre y marítima, instalaciones de descarga, interconexiones de gas/GNL, cimentaciones y obra civil asociada al almacenamiento de GNL, sistema de captación de agua, servicios auxiliares, suministro eléctrico y sistemas de gestión y control) se aplicará de acuerdo a los siguientes criterios:

1. El Valor Máximo por nueva planta es aplicable una sola vez en la vida útil de la planta regasificación.
2. El Valor Máximo por ampliación de tanque es aplicable a cada tanque adicional sobre la configuración original de la planta de regasificación.
3. El Valor Máximo por ampliación de vaporización es aplicable a cada ampliación de vaporización, incluida la de reserva, sobre la configuración original de la planta de regasificación.

Valores Máximos:

Al construir una nueva planta: 172.253.380 €.
Al construir un nuevo tanque en planta ya construida: 193,24 €/m^3 de GNL.
Al construir una ampliación de vaporización en planta ya construida: 100,56 €/m^3(N)/h.
Al construir una ampliación de atraque en planta ya construida: Según valor auditado.

b) Valores Unitarios para Unidades de Inversión Estandarizadas.

Tanque Almacenamiento de GNL: 457,19 €/m^3.
Sistema de Bombas secundarias: 3.594,00 €/m^3/h.
Vaporizadores de agua de mar: 42,80 €/m^3(N)/h.
Vaporizadores de combustión sumergida: 24,48 €/m^3(N)/h.
Sistema de Medida y odorización: Valor unitario ERM de transporte.
Sistema Antorcha/combustor: 10,87 €/kg/h.
Sistema de Compresión Boil-Off para procesado interno planta: 395,00 €/m^3(N)/h.
Relicuador Boil-Off: 1,36 €/kg/h.
Sistema de Compresión de Boil-Off para emisión directa a la red: Valor unitario E.C. transporte.
Cargaderos de cisternas de GNL: 1.779.386,22 €/unidad.

2) Valores unitarios de costes de operación y mantenimiento

a) Costes de operación y mantenimiento fijos:

Tanques Almacenamiento GNL: 1.610.907 €/tanque.
Tanque Almacenamiento GNL: 13,23322 €/m^3 GNL.
Capacidad de vaporización Nominal (1): 4,94 €/(N)m^3/h.
Cargaderos de cisternas de GNL: 41.811 €/cargadero.
Planta Regasificación: 1.222.999 €/planta.
Resto de Unidades de Inversión: 0 €.

(1) Se aplica sólo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir, se excluyen los equipos de reserva, de la instalación independientemente de si se tratan de Unidades de Inversión de «Vaporizadores de Agua de Mar» o «Vaporizadores de Combustión Sumergida».

b) Costes de operación y mantenimiento variables:

kWh regasificados: 0,000148 €/kWh.
kWh cargados en cisternas de GNL: 0,000177 €/kWh.
kWh transvasados a /entre buques de GNL: 0,000177 €/kWh.

c) Costes de operación y mantenimiento de ampliaciones de atraque: Según valor auditado.

ANEXO II

Elementos incluidos en las unidades de inversión de Una planta de regasificación

Los elementos constructivos de una Planta de Regasificación que conforman cada una de las unidades de inversión, estandarizadas o no, son los que se recogen a continuación. En todos ellos se considera que están incluidos aquellos elementos que permiten, según el caso, el seccionamiento y/o derivación de efluentes circulantes por las mismas, los elementos y sistemas (pasivos y/o activos) de protección, seguridad, comunicación, control, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad de gas así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con instalaciones propias o de terceros durante toda la vida útil retributiva del activo.

a) Unidades de inversión no estandarizadas.

– Obra civil terrestre:

• La adquisición/concesión de terrenos.
• Los accesos.
• Las infraestructuras terrestres.
• El edificio principal/edificios auxiliares e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento, seguridad, y buen estado de los equipos e instalaciones de la planta de regasificación.

– Muelles e Instalaciones de descarga:

• Los brazos de descarga.
• Los brazos de retorno de vapores al barco.
• Las torres monitoras.
• El recipiente drenaje brazos.
• El soplante retorno vapores.
• La escalera acceso barcos (hidráulico).
• Las balsas derrame de GNL.
• Las pasarelas de conexión a plataforma.
• El cromatógrafo.
• El sistema de atraque.
• Los ganchos de escape.
• El equipamiento del muelle.
• El puente jetty.
• La monitorización de tensión de amarras.
• Las defensas.
• La infraestructura marítima asociada.

– Interconexiones de gas:

• Las interconexiones de GNL.
• Las interconexiones de GN.

– Las cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL.
– Sistema de captación de agua:

• Las bombas de agua de mar.
• Los sistemas de filtrado y cloración.
• La obra civil (cajón + piscina).

• El emisario (obra civil + líneas de toma / devolución de agua de mar).

– Sistemas de gestión y control: Se consideran instalaciones del sistema de gestión y control de una planta de regasificación los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la planta de regasificación durante toda la vida útil retributiva de sus activos, entre los que destacan:

• La instrumentación general de la Planta.
• El sistema de control distribuido (SCD)
• El sistema de seguridad de procesos (SSD).
• El sistema de seguridad activa (SSA).
• El sistema de seguridad Patrimonial.

– Servicios auxiliares:

• El sistema de Detección y Control de Incendios (DCI).
• El sistema de aire comprimido.
• El sistema de agua.
• El sistema de nitrógeno.

– Suministro eléctrico:

• El sistema de alimentación ininterrumpible.
• El sistema de gestión eléctrica.
• El sistema de generación autónomo.
• Acometidas eléctricas externas.
• Los transformadores.
• Las instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.).

b) Unidades de Inversión Estandarizadas.

– Antorcha/combustor:

• La antorcha / combustor.
• La obra civil asociada.

– Tanque de almacenamiento de GNL:

• Los tanques.
• Las balsas de derrame de GNL.
• Las bombas primarias.

– Sistema de bombas secundarias:

• Las bombas secundaria GNL.
• Las balsas de derrame de GNL.
• La obra civil asociada.

– Vaporizadores de agua de mar:

• Los vaporizadores de agua de mar.
• El sistema de calentamiento de gas natural.
• La obra civil asociada.
• Las balsas de derrame de GNL.
• El sistema de alimentación/retorno agua de mar (bombeo + tuberías).

– Vaporizadores de combustión sumergida:

• Los vaporizadores de combustión sumergida.
• Las balsas de derrame de GNL.
• La obra civil asociada al vaporizador.

– Sistema de compresión de boil-off para emisión directa a red:

Se consideran instalaciones del sistema de compresión de boil-off para emisión directa a red de una planta de regasificación a los compresores destinados a aumentar la presión del

gas de boíl-off para su emisión directa a red de transporte sin necesidad de utilizar la unidad de relicuación. Este proceso ayuda a minimizar las pérdidas de gas por la antorcha y puede complementar la labor de los relicuadores.

– Sistema de Compresión de Boil-Off para procesado interno en la planta:

• El compresor boil-off.
• El KO Drum compresor.
• El atemperador de GNL.
• El depósito acumulador drenajes.
• La obra civil asociada.

– Relicuador de boil-off:

• El relicuador.
• Las balsas de derrame de GNL.
• La obra civil asociada.

– Sistema de Medida y odorización:

• La estación de medida principal.
• La estación de medida reserva.
• El cromatógrafo.
• Los sistemas de odorización.
• La obra civil asociada.

– Cargaderos de cisternas de GNL:

• Las básculas.
• Las bombas GNL.
• Las balsas de derrame de GNL.
• El equipo del cargadero.
• La obra civil del puesto de carga (urbanización + parking).

ANEXO III

Vida útil de las unidades de inversión de una planta de regasificación

Unidad Constructiva de Inversión Estandarizadas	Vida Útil (años)
Sistema Antorcha / Combustor	20
Tanque Almacenamiento GNL	20
Sistema de Bombas Secundarias	20
Vaporización de Agua de Mar	10
Vaporización de Combustión Sumergida	10
Sistema de Compresión de Boil - Off para emisión directa a red	Vida Útil Estaciones Compresión de Transporte.
Sistema de Compresión de Boil - Off para procesado interno planta	20
Relicuador Boil-Off	20
Cargadero de Cisternas de GNL	20
Sistema de Medida y Odorización de la Emisión a la Red de Transporte.	Vida Útil ERM/EM de Transporte.

Unidades Constructivas de Inversión No-Estandarizadas al Construir	Vida Útil (años)
Nueva Planta	50
Ampliación de Tanque	50
Ampliación de Vaporización	50
Ampliaciones Muelles de Atraque	50

ANEXO IV

Tabla resumen de auditoría de las naturalezas de costes de las unidades de inversión

El presente anexo está conformado por 4 fichas: Descripción técnica, Datos económicos, Desglose de coste por actividades e Información complementaria.

Se cumplimentarán las fichas de información técnica y económica contenidas en el presente anexo tanto para el caso de construcción de nuevas plantas de regasificación como para los casos de construcción de ampliaciones adicionales.

En los casos de ampliación, se considera que ésta incluye los equipos, materiales, puesta en marcha y sistemas generales asociados al mismo, necesarios para su correcto funcionamiento de modo integrado en la planta.

FICHA 1. Descripción técnica: Magnitudes técnica de la instalación/unidad de inversión.

Titula de la Instalación	
Identificación planta:	
Identificación Actuación:	
Fecha inicio proyecto:	
Fecha P.E.M:	

Unidad de Inversión	Descripción física		Dato
Interconexiones de gas	Longitud total de la red de tuberías GNL (m)		
	Diámetro medio red de tuberías GNL (pulgadas)		
	Longitud total de la red de tuberías GN (m)		
	Diámetro medio red de tuberías GN (pulgadas)		
Obra civil Terrestre	Superficie total de terrenos de planta (m2)		
	Superficie total urbanizada (m2)		
	Superficie útil edificada (m2)		
Instalaciones de descarga	Muelle de descarga 1	Nº brazos descarga	
		Capacidad unitaria descarga del brazo (m3/h)	
		Tipología de brazo de descarga	
		Tamaño máximo del barco (m3 GNL)	
	Muelle de descarga 2	Nº brazos descarga	
		Capacidad unitaria descarga del brazo (m3/h)	
		Tipología de brazo de descarga	
		Tamaño máximo del barco (m3 GNL)	
Almacenamiento de GNL	Tanque 1	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
	Tanque 2	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
	Tanque n	Capacidad unitaria de almacenamiento (m3)	
		Caudal Bombas Primarias (m3/h)	
Sistema de Bombas 2ª	Bomba 1	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
	Bomba 2	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
	Bomba n	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (m3/h)	
Vaporizadores de agua de mar	Vaporizador 1	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador 2	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador n	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
Vaporizadores de combustión sumergida	Vaporizador 1	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador 2	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
	Vaporizador n	Capacidad de vaporización (Nm3/h)	
Sistema de captación de agua	Capacidad de captación (m3/h)		
Medida y odorización	Capacidad de medida (m3/h)		
Antorcha / Combustor	Capacidad (kg/h)		
Compresión de Boil-Off	Compresor 1	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
	Compresor 2	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
	Compresor n	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
Relicuador de Boil-off	Relicuador 1	Capacidad de relicuación (kg/h)	
	Relicuador 2	Capacidad de relicuación (kg/h)	
	Relicuador n	Capacidad de relicuación (kg/h)	
Sistema de compresor de Boil-Off para emisión a red	Compresor	Potencia unitaria ISO (kW)	
		Caudal Unitario (Nm3/h)	
Cargaderos de Cisternas	Número de cargaderos de cisternas		

FICHA 2. Datos económicos: Información de carácter económica sobre la inversión incurrida en la construcción de las unidades de inversión.

Nota: Para las unidades de inversión de las ampliaciones, se diferenciará entre la inversión directa en la nueva unidad de inversión y la inversión indirectas necesarias, que como consecuencia de la primera, afecten a unidades de inversión ya construidas.

Titular de la Instalación	
Identificación planta:	
Identificación Actuación:	
Fecha inicio proyecto:	
Fecha P.E.M:	

DESGLOSE DE ELEMENTOS PLANTA		DATOS ECONÓMICOS (€)		
Unidad de Inversión	Alcance	Coste directo	Costes indirectos de afecciones	Total
Interconexiones de gas	Interconexiones criogénicas de GNL			0
	Interconexiones de GN			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Obra civil Terrestre	Adquisición / concesión de terrenos			0
	Infraestructura terrestre			0
	Edificio Principal, edificios auxiliares, vallado			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Instalaciones de descarga	Brazos de descarga			0
	Brazo de retorno de vapores al barco			0
	Torres Monitoras			0
	Escalera acceso barcos (hidráulico)			0
	Soplante retorno vapores			0
	Defensas			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Ganchos escape			0
	Cromatógrafo			0
	Recipientes drenaje brazos			0
	Puente Jetty			0
	Pasarelas de conexión a plataforma			0
	Sistema de atraque			0
	Equipamiento del muelle			0
	Monitorización tensión de amarras			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
	Infraestructura Marítima Asociada			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Cimentaciones y Obra Civil Asociada a Tanques Almacenamiento de GNL	Cimentaciones y Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Sistemas de gestión y control	Instrumentación			0
	Sistema de Control Distribuido (SCD)			0
	Sistema de seguridad de procesos (SSD)			0
	Sistema de seguridad activa (SSA)			0
	Sistema de seguridad Patrimonial			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Servicios Auxiliares	Sistema de DCI			0
	Aire comprimido			0
	Agua			0
	Nitrógeno			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Suministro eléctrico	Acometida eléctrica externa			0
	Transformadores			0
	Instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.)			0
	Sistemas de gestión eléctrica			0
	Sistemas de alimentación ininterrumpible			0
	Sistema de generación autónomo			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Sistema de captación de agua	Bombas de agua de mar			0
	Sistema de filtrado y cloración			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
	Obra Civil infraestructura (cajón+piscina)			0
	Emisario (Obra civil+Líneas de toma/devolución agua de mar)			0
	TOTAL COSTE	0	0	0
Total Unidades de Inversión No-Estandarizadas		**0**	**0**	**0**

FICHA 2. Datos económicos (continuación)

DESGLOSE DE ELEMENTOS PLANTA		DATOS ECONÓMICOS (€)		
Unidad de Inversión	Alcance	Coste directo	Costes indirectos de afecciones (ampliaciones)	Total
Almacenamiento de GNL	Tanques			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Bombas primarias			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Sistema de Bombas 2ª	Bomba secundaria GNL			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Vaporizadores de agua de mar	Vaporizador de agua de mar			0
	Sistema de calentamiento de gas natural			0
	Obra civil asociada al vaporizador			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Sistema de alimentación/retorno agua de mar (bombeo+tuberías)			0
	Instalaciones subterráneas			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Vaporizadores de combustión sumergida	Vaporizador de combustión sumergida			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra civil asociada al vaporizador			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Medida y odorización	Estación de medida principal			0
	Estación de medida reserva			0
	Cromatógrafo			0
	Sistemas de odorización			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Antorcha / Combustor	Antorcha/Combustor			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Compresión de Boil-Off	Compresor Boil-off			0
	KO Drum compresor			0
	Atemperador de GNL			0
	Depósito acumulador drenajes			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Relicuador de Boil-off	Relicuador			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Obra Civil Asociada			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Sistema de compresor de Boil-Off para emisión a red	Compresores			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Cargaderos de Cisternas	Báscula			0
	Bomba GNL			0
	Balsas de derrame de GNL			0
	Equipo del cargadero			0
	Obra civil Puesto de carga (urbanización+parking)			0
	TOTAL COSTE ESTANDARIZABLE	0	0	0
Total Unidades de Inversión Estandarizadas		**0**	**0**	**0**

FICHA 3. Desglose de costes por actividades. Desglósese el coste total asociado a cada unidad de inversión, en cada una las principales actividades de ejecución de un proyecto.

Titula de la Instalación	
Identificación planta:	
Identificación Actuación:	
Fecha inicio proyecto:	
Fecha P.E.M:	

	ACTIVIDADES (En €)							
Unidad de Inversión	Permisos y Licencias	Ingeniería y Supervisión	Obra Civil y Montaje	Materiales y Equipo	TREI	Intercalarios	Otras Actuaciones	Total
Interconexiones de gas								0
Obra civil terrestre								0
Instalaciones de descarga								0
Cimentaciones y Obra Civil Asociada a Almacenamiento de GNL								0
Sistemas de control y gestión								0
Servicios auxiliares								0
Suministro eléctrico								0
Sistema de captación de agua de mar								0
Total Unidades de Inversión No-Estandarizadas	0	0	0	0	0	0	0	0
Almacenamiento de GNL								0
Sistemas de bombas 2ª								0
Vaporizadores de agua de mar								0
Vaporizadores de combustión sumergida								0
Medida y Odorización								0
Antorcha / Combustor								0
Compresión de Boil Off								0
Relicuador de Boil Off								0
Sistema de compresor de Boil Off para emisión a red								0
Cargaderos de cisternas								0
Total Unidades de Inversión Estandarizadas	0	0	0	0	0	0	0	0

NOTA: El importe total por coste de inversión deberá corresponder con el importe indicado en la Ficha 2.

FICHA 4. Información Complementaria: En su caso, indicar:

Criterio de reparto de costes entre las distintas unidades de inversión.

Descripción cualitativa de las afecciones a unidades de inversión construidas en las ampliaciones.

Otra Información

§ 27

Circular 1/2013, de 18 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 15, de 17 de enero de 2014
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2014-459

El Reglamento (CE) número 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, regula los principios de asignación de la capacidad y de gestión de las congestiones, los requisitos de transparencia y el intercambio de derechos de capacidad en redes de transporte de gas natural. Así, en su anexo, establece las líneas generales de cuatro procedimientos para la gestión de congestiones a implementar en los puntos de interconexión entre sistemas de entrada-salida adyacentes. Tres de estos procedimientos, renuncia a la capacidad, utilización o pérdida de capacidad a largo plazo y sobreventa y recompra de capacidad deberán aplicarse desde el 1 de octubre de 2013. El cuarto mecanismo, utilización o pérdida de la capacidad contratada a corto plazo, deberá aplicarse desde el 1 de julio de 2016.

La Iniciativa Regional del Gas del Sur de Europa, coordinada por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) tiene como objetivo la creación de un mercado regional de gas natural. La iniciativa ha establecido como prioridad la implementación de mecanismos de gestión de congestiones coordinados y armonizados en todas las interconexiones en la región. Para ello, ha analizado pormenorizadamente los mecanismos en vigor en los países miembros y los nuevos mecanismos de gestión de congestiones a implementar.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su artículo 70, establece el derecho de acceso a las infraestructuras de transporte con base en los principios de no discriminación, transparencia y objetividad.

Asimismo, el artículo 7.1 f) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, indica que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ejercerá la función de establecer, mediante Circular, la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del sistema definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en su normativa de desarrollo. Las Circulares así establecidas deberán ser publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

Por otra parte, según el artículo 7.2 de la Ley 3/2013 es tarea del regulador supervisar los mecanismos destinados a solventar la congestión de la capacidad en las redes.

Por todo lo anterior, previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Hidrocarburos, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su reunión del día 18 de diciembre de 2013, ha acordado emitir la presente Circular:

Primero. *Objeto.*

Constituye el objeto de la presente Circular regular los mecanismos de gestión de congestiones en las conexiones internacionales por gasoducto del sistema gasista español con Europa.

Estos mecanismos se aplicarán de acuerdo a criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación.

Segundo. *Ámbito de aplicación.*

Esta Circular será de aplicación a la capacidad de las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Tercero. *Principios generales.*

1. Los operadores de los puntos de interconexión por gasoducto serán los responsables de la aplicación de los mecanismos de gestión de congestiones regulados en esta Circular, así como de facilitar la información necesaria a los usuarios de la red con la periodicidad que se establezca y al regulador cuando éste la solicite.

2. El regulador será el responsable de supervisar la correcta aplicación de los mecanismos de gestión de congestiones que se regulan en esta Circular, así como de resolver cualquier conflicto entre las partes derivado de su aplicación. Para ello, el regulador podrá solicitar a los operadores de los puntos de interconexión y al Gestor Técnico del Sistema información de forma periódica o para periodos temporales concretos.

3. Los operadores de interconexiones cooperarán y se coordinarán con los operadores titulares de las interconexiones adyacentes en todo momento, para liberar, ofertar y asignar la capacidad, de forma coordinada a ambos lados de la interconexión.

4. Se dará siempre prioridad a la asignación de capacidad coordinada a ambos lados de la interconexión, liberada por los mecanismos de gestión de congestiones. Siempre que sea posible, la capacidad no coordinada a un lado de la interconexión se ofertará coordinada con capacidad del otro lado.

Cuarto. *Mecanismo de renuncia a la capacidad.*

1. Los operadores de las interconexiones tendrán la obligación de aceptar cualquier solicitud de renuncia de capacidad contratada en la interconexión excepto los productos de capacidad cuya duración sea de un día o menos, por todo o parte de la capacidad señalada en el contrato, y por la totalidad del plazo contratado o por un periodo determinado. Esta capacidad se venderá en las subastas de productos trimestrales (hasta cuatro trimestres consecutivos) y en las subastas mensuales, de conformidad con el código de red europeo de asignación de capacidad. La capacidad que retiene el usuario del contrato original, que mantiene sus derechos y obligaciones, seguirá facturándose según se venía haciendo.

Los operadores aceptarán renuncias de capacidad coordinada y no coordinada a ambos lados de la interconexión. No obstante, la capacidad que originalmente haya sido asignada de forma coordinada a ambos lados de una interconexión sólo podrá liberarse también de forma coordinada.

2. Los operadores ofertarán al mercado la capacidad liberada en el primer proceso de asignación de capacidad posterior a la comunicación de la renuncia, siempre que ésta se produzca con una antelación mínima de:

– En el caso de productos trimestrales, quince días antes del proceso de asignación de estos productos.

– En el caso de productos mensuales, diez días antes del proceso de asignación de estos productos.

Cuando sea necesario, los productos liberados se adecuarán a los productos que se oferten en el proceso de asignación de capacidad.

3. La capacidad liberada se reasignará a los usuarios que la demanden una vez que se haya asignado toda la capacidad coordinada que esté disponible, y antes de asignarse la capacidad liberada por aplicación del mecanismo de utilización o pérdida a largo plazo.

Cuando existan varios usuarios que hayan renunciado a capacidad, ésta se reasignará en los procesos de asignación por orden cronológico de renuncia o a prorrata si la renuncia se ha producido en el mismo día.

Los usuarios que renuncien a capacidad no podrán poner condiciones respecto a su reasignación.

Cuando la reasignación de capacidad liberada se produzca a un precio inferior al que abonaría el titular original, éste cubrirá la diferencia, teniendo este cargo la consideración de ingreso liquidable, sin que suponga ningún coste para el operador.

4. Hasta la reasignación de la capacidad liberada, el usuario mantendrá los derechos y obligaciones que corresponden a la capacidad liberada, de acuerdo con lo dispuesto en el contrato de acceso.

5. Para que la capacidad liberada pueda ser ofertada por los operadores en los procesos de asignación, los usuarios no podrán ofertarla en el mercado secundario en el periodo comprendido entre la comunicación de la renuncia y la comunicación de los resultados del proceso de asignación en el que participa.

6. Los operadores de las interconexiones proporcionarán a los usuarios que renuncien a capacidad, por cada renuncia que reciban, la siguiente información:

– Orden de preferencia que les corresponde en el proceso de asignación de capacidad en el que participa la capacidad liberada.

– Resultados de los procesos de asignación: capacidad liberada que ha sido reasignada, plazo y precio de reasignación, así como el precio que tendría que abonar por la capacidad reasignada, si correspondiera.

Quinto. *Mecanismo de utilización o pérdida de capacidad a largo plazo.*

1. Los operadores de las interconexiones revisarán anualmente, en el mes de abril de cada año, la capacidad utilizada por los usuarios con capacidad real contratada superior a un año.

2. En cada revisión, los operadores analizarán el nivel de utilización de la capacidad contratada en los dos periodos comprendidos entre el 1 de abril y 30 de septiembre del año anterior, y entre el 1 de octubre del año anterior y el 31 de marzo del año en curso.

3. En cada periodo definido en el párrafo anterior, los operadores calcularán el nivel de utilización de la capacidad, como el cociente entre la media aritmética de la capacidad diaria utilizada y la media aritmética de la capacidad contratada, multiplicado por cien. Se tomará como capacidad diaria utilizada la última nominación/renominación del usuario aceptada en cada día del periodo.

4. Se considerará que existe infrautilización continuada de la capacidad contratada cuando se dé cualquiera de las dos circunstancias siguientes:

a) En ambos periodos analizados el nivel de utilización de la capacidad, calculado conforme al punto 3, es inferior al 80%.

b) En ambos periodos analizados hay al menos 60 días en los que el usuario nomina por encima del 80% de la capacidad contratada y luego renomina la mitad o menos de lo inicialmente nominado.

5. Adicionalmente, cuando el operador detecte que existe infrautilización continuada de la capacidad contratada, comprobará si el usuario ha ofertado la capacidad en el mercado secundario en condiciones razonables. Se considerará que son condiciones razonables si el precio ofertado por el usuario es igual o inferior al valor máximo entre el precio de reserva de capacidad en el momento de la oferta, el precio de la capacidad en el mercado de capacidad en ese momento, si lo hubiera, y el precio al cual el usuario adquirió la capacidad ofertada. Estos datos deberán ser facilitados por el usuario, a requerimiento del operador si este lo considera necesario.

6. El operador procederá a retirar capacidad contratada cuando exista infrautilización continuada de capacidad y ésta no haya sido ofertada en condiciones razonables en el mercado secundario. Únicamente se considerará justificada la infrautilización, y por tanto no se retirará capacidad, cuando sea debida a indisponibilidad técnica de la instalación.

7. La capacidad se retirará para el año de gas siguiente, esto es, para el periodo comprendido entre octubre del año en curso y septiembre del año siguiente. La capacidad a retirar se calculará de la siguiente forma: se restará de cien el mayor valor del nivel de utilización de los dos periodos, en porcentaje. La capacidad contratada por el usuario para el año de gas siguiente se reducirá en este porcentaje. La capacidad que retiene el usuario del contrato original, que mantiene sus derechos y obligaciones, seguirá facturándose según se venía haciendo.

8. Los operadores de interconexiones ofertarán la capacidad a retirar en los procesos de asignación de capacidad del año de gas siguiente, por primera vez en la asignación de productos trimestrales, y después en la asignación de productos mensuales.

9. La capacidad a retirar se reasignará a otros usuarios, una vez se haya asignado toda la capacidad técnica coordinada disponible en la interconexión y la capacidad coordinada liberada por el mecanismo de renuncia.

Si la demanda de capacidad en el proceso de asignación fuera inferior a la capacidad a retirar, y la capacidad a retirar perteneciera a dos o más usuarios, se aplicará un mecanismo de prorrata. Cuando un mismo usuario tuviese más de un contrato afectado, en primer lugar se retirará la capacidad del contrato al que corresponda el mayor precio.

Cuando la reasignación de capacidad retirada se produzca a un precio inferior al que abonaría el titular original, éste cubrirá la diferencia, teniendo este cargo la consideración de ingreso liquidable, sin que suponga ningún coste para el operador.

10. Hasta la reasignación de la capacidad liberada, el usuario mantendrá los derechos y obligaciones que corresponden a la capacidad a retirar, de acuerdo con lo dispuesto en el contrato de acceso.

11. Para que la capacidad a retirar pueda ser ofertada por los operadores en los procesos de asignación, los usuarios no podrán ofertarla en el mercado secundario en los siguientes periodos:

– Desde quince días antes del proceso de asignación y hasta la comunicación de los resultados del mismo, para la capacidad a retirar que se oferte como producto trimestral.

– Desde diez días antes del proceso de asignación y hasta la comunicación de los resultados del mismo, para la capacidad a retirar que se oferte como producto mensual.

12. Los operadores de las interconexiones proporcionarán anualmente a los usuarios, antes de la finalización del mes de mayo, la siguiente información:

– Los contratos que son objeto de revisión.

– La capacidad a retirar y los cálculos que llevan a la determinación de dicha capacidad.

– Los procesos de asignación en los que se ofrecería la capacidad a retirar.

– Los periodos en los cuales la capacidad a retirar no puede ser ofertada en el mercado secundario.

Asimismo, una vez finalizado cada proceso de asignación, los operadores indicarán al usuario los resultados del mismo, detallando la capacidad reasignada a otros usuarios y el periodo y precio de reasignación, así como el precio que tendría que abonar por la capacidad retirada, si correspondiera.

Sexto. *Mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad.*

1. Los operadores de los puntos de interconexión y el Gestor Técnico del Sistema, coordinadamente, serán los responsables de aplicar el régimen de sobreventa y recompra de capacidad adicional firme.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa propuesta elaborada por el Gestor Técnico del Sistema en colaboración con los operadores europeos adyacentes que haya sometida a consulta pública, aprobará:

(i) La metodología para el cálculo de la capacidad adicional a ofertar, y

(ii) La metodología para la recompra de la capacidad, así como las herramientas técnicas y comerciales adicionales que podrá utilizarse antes de iniciar el procedimiento de recompra.

2. El Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con los operadores de las interconexiones, establecerá, en cada interconexión, el nivel de utilización de la capacidad esperada y la capacidad más probable que será utilizada. Cuando, según lo calculado de acuerdo con lo anterior, el nivel de utilización probable lo permita, el operador, previa comunicación del Gestor Técnico del Sistema, ofertará al mercado capacidad adicional en la interconexión.

El análisis de la capacidad adicional tendrá en cuenta la capacidad contratada, la programación, las nominaciones y la utilización histórica, así como el perfil de riesgos incurridos por los operadores al ofrecer al mercado capacidad adicional.

3. La capacidad adicional ofertada se asignará a los usuarios una vez se haya asignado la capacidad técnica disponible y la resultante de aplicar los restantes mecanismos de gestión de congestiones.

El precio de la capacidad adicional vendida será el precio que resulte en el proceso de asignación donde se oferte.

El 90% de los ingresos derivados de la sobreventa de capacidad serán considerados como ingresos liquidables del sistema gasista. Inicialmente, el 10% restante supondrán un ingreso no liquidable para el operador.

4. El Gestor Técnico del Sistema será el responsable de evaluar si se cumplen las condiciones necesarias que requieran la recompra de la capacidad adicional asignada. Para ello, el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con el operador, comprobará que la cantidad total programada o nominada es igual o inferior a la capacidad técnica de la instalación. Cuando sea superior, el Gestor Técnico del Sistema comprobará si se pueden aplicar medidas técnicas y comerciales alternativas, más eficientes económicamente, que puedan preservar la integridad de la red, entre ellas, la interrupción de la capacidad contratada bajo el régimen de interrumpibilidad. Si una vez aplicadas estas medidas, aún restara capacidad programada o nominada que no pudiera ser atendida, el Gestor Técnico del Sistema se lo comunicará al operador de la interconexión, indicando la capacidad que necesita ser recomprada. El operador será quien inicie entonces el procedimiento de recompra de capacidad.

Una vez iniciado el procedimiento de recompra, los usuarios no podrán renominar hacia arriba.

El procedimiento de recompra de capacidad será preferentemente una subasta. Con la mayor antelación posible, el operador comunicará a los usuarios con capacidad contratada la capacidad que necesita recomprar. Los usuarios dispondrán de un plazo suficiente desde la comunicación para ofertar la capacidad a vender. Cada oferta deberá contener la capacidad a vender por el usuario y su precio, definido como un multiplicador de los peajes a aplicar, con un límite del 25% del precio de referencia, que será definido en colaboración con los operadores adyacentes, de acuerdo con el precio de la capacidad en el mercado..

El operador comprará la capacidad que se necesite al menor precio posible.

En el caso de que no hubiese ofertas para satisfacer la totalidad de las necesidades de recompra, se recomprará capacidad a los usuarios que tengan capacidad firme usando un mecanismo de pro-rata entre los titulares de esta capacidad y pagándola según el peaje regulado.

El 90% de los costes derivados de la recompra de capacidad serán considerados costes liquidables del sistema. El operador de la interconexión pagará el 10% restante.

Anualmente, al final de cada año, cada operador presentará al regulador un informe sobre el funcionamiento del mecanismo que incluya las cuentas derivadas de la actividad de sobreventa y recompra, especificando los ingresos y los gastos. El regulador podrá solicitar la revisión de la metodología y variar los porcentajes que se consideran como liquidables y el incentivo a los operadores.

5. Los operadores y el Gestor Técnico del Sistema, para cada interconexión, publicarán diariamente en sus páginas web y mantendrán un registro de:

− El nivel de utilización medio de la capacidad contratada en los sesenta días anteriores, con detalle de su cálculo.

– La capacidad adicional total ofertada La capacidad adicional vendida.

Además, cuando sea necesario aplicar el procedimiento de recompra, el operador publicará la capacidad que se debe recomprar, información agregada sobre las ofertas realizadas por los usuarios en el procedimiento de recompra y los resultados del mismo.

Disposición transitoria primera. *Aplicación del mecanismo de renuncia hasta la aplicación del código europeo de asignación de capacidad.*

Hasta la aplicación de mecanismos de asignación de capacidad conforme al código europeo, los operadores aceptarán la renuncia de capacidad por parte de los usuarios cuando ésta se produzca y ofertarán al mercado la capacidad liberada en el primer proceso de asignación de capacidad posterior a la renuncia, adecuando la capacidad liberada a los productos que se oferten en dicho proceso.

Disposición transitoria segunda. *Aplicación del mecanismo de utilización o pérdida a largo plazo hasta la aplicación del código europeo de asignación de capacidad.*

El apartado quinto de la Circular entrará en vigor una vez se apliquen los mecanismos de asignación de capacidad conforme al código europeo.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 28

Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, relativa a los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 290, de 29 de noviembre de 2017
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2017-13835

El Reglamento (UE) número 984/2013 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) número 715/2009, normaliza el procedimiento de asignación de capacidad y los productos de capacidad que habrán de ofrecerse y asignarse en las interconexiones por gasoducto europeas.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su artículo 70, establece el derecho de acceso a las infraestructuras de transporte sobre la basa de los principios de no discriminación, transparencia y objetividad.

Asimismo, el artículo 7.1 f) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, indica que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercerá la función de establecer, mediante Circular, la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del sistema definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en su normativa de desarrollo. Las Circulares así establecidas deberán ser publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

En el caso español, la regulación de detalle del procedimiento de asignación de capacidad y los productos de capacidad a asignar en las interconexiones europeas por gasoducto se estableció en la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Posteriormente, el Reglamento (UE) 2017/459, de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se deroga el Reglamento (CE) número 984/2013, de 14 de octubre de 2013, introduce nuevas disposiciones y modificaciones, relacionadas principalmente con las normas aplicables a la oferta de capacidad incremental, adicional a la existente. Se aclaran también determinadas disposiciones relativas a la definición y oferta de capacidades firmes e interrumpibles y a una mejor adaptación de las condiciones contractuales de los respectivos gestores de redes de transporte a la oferta de capacidad coordinada y se modifica la definición y el calendario de asignación de algunos productos de capacidad.

Por otro lado, la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas

tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, constituyó el mercado organizado de gas. Dicho mercado organizado presenta vocación ibérica, con la participación de los operadores del mercado ibérico de energía, Polo Español, y Portugal, y de los gestores técnicos y otros sujetos de los sistemas gasistas español y portugués.

Además, la implantación en la región del Reglamento (UE) número 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte, desarrollado en el caso español por la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, supone un paso más en la integración de los mercados regionales de gas.

Finalmente, la Iniciativa Regional del Gas del Sur de Europa ha acordado progresar en la integración del mercado ibérico de gas mediante la implantación de un mecanismo de asignación implícita de parte de la capacidad en la interconexión entre España y Portugal. El método de asignación implícita supone la asignación, con carácter simultáneo, tanto de la capacidad de transporte como de la cantidad de gas correspondiente resultante de la casación del mercado de gas.

En consecuencia, se requiere la modificación de la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para adecuarla a las nuevas disposiciones introducidas por el Reglamento (UE) 2017/459, así como para permitir la asignación implícita de capacidad como mecanismo de reserva de capacidad de transporte de gas en las interconexiones.

Por todo lo anterior, y previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo de Hidrocarburos, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 22 de noviembre de 2017 ha acordado emitir la presente Circular:

Primero. *Objeto.*

Constituye el objeto de la presente Circular dar instrucciones para la aplicación de los mecanismos de asignación de capacidad de transporte en las conexiones internacionales por gasoducto del sistema gasista español con Europa establecidos en la normativa europea.

Estos mecanismos se aplicarán de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/459, de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y a criterios de eficiencia económica, transparentes, objetivos y no discriminatorios.

Segundo. *Ámbito de aplicación.*

Esta Circular será de aplicación a la capacidad de transporte de las conexiones internacionales por gasoducto del sistema gasista español con Europa, tanto para la capacidad existente como para la capacidad incremental.

Tercero. *Definiciones.*

A efectos de la presente Circular, serán de aplicación las siguientes definiciones:

1. Punto de conexión virtual: dos o más puntos de interconexión física que conectan los mismos sistemas adyacentes de entrada-salida, que se integran a efectos comerciales y operativos en un único punto de asignación de capacidad.

2. Producto normalizado de capacidad: cada uno de los productos a los que hace mención esta Circular.

3. Capacidad coordinada: producto normalizado de capacidad que incluye la capacidad de entrada-salida a ambos lados en un punto de interconexión («bundled»), asignada a un único comercializador o consumidor cualificado.

4. Día de gas: periodo que abarca desde las 05:00 h UTC de un día hasta las 05:00 h UTC del día siguiente en horario de invierno, y entre las 04:00 h UTC de un día y las 04:00 h. UTC del día siguiente en horario de verano.

5. Año de gas a efectos de asignación de capacidad: periodo que abarca desde el día 1 de octubre de un año hasta el 30 de septiembre del año siguiente.

6. Capacidades concurrentes: capacidades tales que la capacidad disponible en un punto de la red no se pueda asignar sin reducir total o parcialmente la capacidad disponible en otro punto de la red.

7. Mercado secundario: el mercado de la capacidad contratada de forma distinta a como se contrata en el mercado primario.

8. Asignación explícita de capacidad: método de asignación de capacidad por el que únicamente se asigna capacidad.

9. Asignación implícita de capacidad: método de asignación de capacidad en el que se asigna gas y capacidad de forma simultánea, como resultado de un mecanismo de mercado.

10. Mecanismo de asignación alternativo: método de asignación para un nivel de oferta de capacidad incremental diseñado por los operadores de redes de transporte en función de cada caso y aprobado por las autoridades reguladoras nacionales, para dar cabida a las solicitudes de demanda condicional.

11. Nivel de oferta: la suma de la capacidad disponible y el correspondiente nivel de capacidad incremental ofrecida para cada uno de los productos anuales de capacidad en el punto de interconexión.

12. Capacidad incremental: posible incremento futuro de la capacidad técnica o nueva capacidad a crear a través de mecanismos de mercado, que pueda ofrecerse basada en nueva inversión en infraestructuras físicas o en la optimización de la capacidad a largo plazo y que se asignará si se obtuviere un resultado positivo en la prueba económica, en los siguientes casos:

a. en los puntos de interconexión existentes;

b. en uno o varios puntos de interconexión nuevos;

c. como capacidad física de flujo inverso en uno o varios puntos de interconexión que no haya sido ofertada antes;

13. Proyecto de capacidad incremental: proyecto para aumentar la cantidad de capacidad técnica de un punto de interconexión existente o establecer un nuevo punto de interconexión, basado en la asignación de capacidad en un proceso de capacidad incremental;

14. Proceso de capacidad incremental: proceso de evaluación de la demanda de capacidad incremental del mercado, que incluye una fase no vinculante, en la que los usuarios de la red cuantifican su demanda de capacidad incremental, y una fase vinculante, en la que los operadores de redes de transporte solicitan compromisos vinculantes de contratación a los usuarios de la red;

15. Prueba económica: prueba aplicada para evaluar la viabilidad económica de los proyectos de capacidad incremental.

16. Factor f: la proporción del valor actual de los compromisos vinculantes de los usuarios de la red para contratar capacidad calculada conforme a lo dispuesto en el artículo 22, apartado 1, letra a) del Reglamento (UE) 2017/459, que se cubrirá con el valor actual del incremento estimado de los ingresos autorizados u objetivo del gestor de red de transporte asociado a la capacidad incremental incluida en el correspondiente nivel de oferta, tal y como establece el artículo 22, apartado 1, letra b) del citado Reglamento.

Cuarto. *Principios generales.*

Los operadores de los puntos de interconexión por gasoducto serán los responsables de aplicar los mecanismos de asignación de capacidad de acuerdo a lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se deroga el Reglamento 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, en los términos desarrollados por esta Circular- Asimismo, dichos operadores serán los responsables de facilitar la información necesaria, a los usuarios de la red con la periodicidad que se establezca, y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuando éste la solicite.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia desarrollará las competencias que el Reglamento (UE) 2017/459 le atribuye, en concreto, será la responsable de supervisar la correcta aplicación de los mecanismos de asignación de capacidad que se

desarrollan en esta Circular, así como de resolver cualquier conflicto entre las partes derivado de su aplicación. Para ello, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar a los operadores de los puntos de interconexión, al Operador del mercado organizado de gas y al Gestor Técnico del Sistema información de forma periódica o para periodos temporales concretos. Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se coordinará con los reguladores de los países adyacentes.

1. Los operadores de los puntos de interconexión cooperarán y se coordinarán con el Gestor Técnico del Sistema y con los operadores de las interconexiones adyacentes en todo momento para:

a) Desarrollar un método conjunto para maximizar la oferta de capacidad coordinada en los puntos de interconexión conforme a las fórmulas establecidas en el Reglamento (UE) 2017/459, que en todo caso incluya:

– un análisis en profundidad de las capacidades técnicas, incluyendo cualquier discrepancia existente a ambos lados de la interconexión, así como las acciones específicas y el calendario detallado. Éste se llevará a cabo teniendo en cuenta la integridad del sistema y el funcionamiento seguro y eficiente de la red y no deberá ir en detrimento de la oferta de capacidad en otros puntos relevantes de las redes afectadas, ni en los puntos de salida relevantes para la seguridad de suministro a clientes finales, tales como instalaciones de almacenamiento, plantas de gas natural licuado y clientes protegidos;

– el cálculo de la capacidad disponible a ofertar en los puntos de interconexión tendrá en cuenta las situaciones específicas en que las capacidades concurrentes entre sistemas impliquen puntos de interconexión y puntos de salida hacia instalaciones de almacenamiento;

– el análisis en profundidad tendrá en cuenta las consideraciones del plan decenal de desarrollo de la red de la Unión Europea, los planes nacionales de inversiones, las obligaciones pertinentes según las leyes nacionales aplicables y cualquier otra obligación contractual pertinente;

– el cálculo de la capacidad técnica tendrá un planteamiento dinámico cuando proceda;

– la consulta a los demás operadores de redes de transporte específicamente afectados.

b) Ofertar y asignar la capacidad coordinada a ambos lados de la interconexión, incluyendo la capacidad liberada como resultado de la aplicación de los procedimientos de gestión de congestiones.

c) Desarrollar procedimientos de comunicación e información normalizados, coordinados y compatibles, que incluyan el intercambio de información necesario entre los operadores y, en particular, la comunicación de información a los comercializadores y consumidores directos sobre los procedimientos de acceso a las subastas y sobre el desarrollo de las mismas. Los operadores incluirán la información relativa a la asignación de capacidad que no sea comercialmente sensible en sus publicaciones regulares.

d) Establecer un procedimiento de nominación conjunta para la capacidad coordinada.

e) Establecer, en la medida de lo posible, planes de mantenimiento coherentes que repercutan lo mínimo posible en los flujos de gas y en la capacidad de las instalaciones.

f) Acordar el preaviso mínimo necesario para comunicar las interrupciones de la capacidad interrumpible a los comercializadores y consumidores directos afectados y coordinar el procedimiento de interrupción.

g) Evaluar las necesidades de capacidad incremental del mercado y elaborar los estudios técnicos de proyectos de dicha capacidad incremental para sus puntos comunes de interconexión.

h) Diseñar los niveles de oferta a ambos lados de las interconexiones al objeto de posibilitar la oferta de capacidad incremental como capacidad coordinada.

2. En la medida en que haya capacidad firme disponible o incremental a ambos lados de una interconexión, ésta se ofertará como capacidad coordinada. Cuando, durante un periodo considerado, haya más capacidad firme disponible a un lado de la interconexión que al otro lado, este exceso de capacidad se podrá ofertar como producto no coordinado. Esta capacidad no coordinada se podrá ofertar por el periodo que dure el contrato de la capacidad

al otro lado de la interconexión que se coordina con esa capacidad en exceso, o en su defecto, por un periodo máximo de un año.

3. La capacidad disponible, tanto coordinada como no coordinada, en los puntos de interconexión se ofrecerá en un único punto de conexión virtual. La capacidad técnica en el punto de conexión virtual será la suma de las capacidades técnicas en los puntos de interconexión física por gasoducto.

4. La asignación de capacidad que se efectúe mediante el método de asignación implícita de capacidad contemplará, exclusivamente, la asignación de capacidad coordinada a ambos lados del punto de conexión virtual.

Quinto. *Sujetos habilitados.*

1. Podrán participar en el procedimiento de asignación de capacidad en los puntos de interconexión las empresas habilitadas para comercializar gas natural a ambos lados de la interconexión, así como los consumidores directos en mercado y otros sujetos que tienen derecho de acceso de acuerdo con el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y que cumplan los requisitos legales y contractuales exigibles.

2. Para participar en los procedimientos de asignación de capacidad, tanto explícitos como implícitos, los sujetos habilitados deberán firmar, con carácter previo, y con independencia de los trámites a realizar con los operadores en el otro lado de los puntos de interconexión, el contrato marco con el operador de la interconexión en el lado español, donde se establecen las condiciones del servicio del transporte y las obligaciones y responsabilidades de las partes. Los contratos marco se corresponderán con los contratos estándar en vigor en cada momento y describirán, como mínimo, el objeto del contrato, la entrada en vigor y duración del contrato, las obligaciones y responsabilidades de las partes, las condiciones de prestación de los servicios contratados y las condiciones de pago y facturación. El modelo de contrato marco aprobado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá ser modificado mediante Resolución de ésta y, en particular, podrá incluir las condiciones que se recojan en la plantilla de condiciones principales de contratación de capacidad coordinada desarrollada de acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/459.

Con posterioridad a las subastas explícitas de capacidad y a la asignación implícita de capacidad, los operadores formalizarán un anexo al contrato marco que refleje los productos de capacidad asignados al comercializador o consumidor directo en las mismas y condiciones específicas de interrumpibilidad en caso de los productos de capacidad interrumpible. Cada vez que se incorpore un anexo al contrato marco, el usuario deberá disponer de las garantías financieras que la normativa nacional en vigor establezca en cada momento asociadas a la contratación de la capacidad indicada en el anexo, si las hubiera.

Sexto. *Productos de capacidad firme.*

1. En el punto de interconexión virtual, los operadores ofertarán los siguientes productos de capacidad firme:

– Productos anuales: productos de capacidad con una duración de 1 año de gas, comenzando el 1 de octubre.

– Productos trimestrales: productos de capacidad con una duración de 3 meses naturales, comenzando el 1 de octubre, 1 de enero, 1 de abril o 1 de julio.

– Productos mensuales: productos de capacidad con una duración de 1 mes natural, comenzando el 1 de cada mes.

– Productos diarios: productos de capacidad con una duración de 1 día de gas.

– Productos intradiarios: productos de capacidad dentro del día de gas, que abarcan desde una hora determinada hasta el final del día de gas.

2. La capacidad se expresará en kWh/d o kWh/h, según corresponda. Cuando se exprese en kWh/d se asumirá en la interconexión un flujo constante a lo largo del día.

3. Se reservará al menos un 10% de la capacidad técnica existente para ser ofertada, como muy pronto, como productos de capacidad anual en la subasta de productos anuales celebrada durante el quinto año de gas previo al comienzo del año de gas pertinente, y al menos un 10% de la capacidad técnica existente e incremental se ofertará, como muy

pronto, en la subasta anual de capacidad trimestral celebrada durante el año de gas previo al comienzo del año de gas pertinente. De esta forma, podrá ofertarse, como máximo, el 80% de la capacidad técnica como productos de capacidad anuales posteriores a los cinco años de gas siguientes al que se realiza la subasta. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tras evacuar trámite de audiencia a las partes interesadas, podrá revisar y modificar mediante Resolución los porcentajes concretos de capacidad a destinar a estos productos de capacidad anual y trimestral.

4. Se podrá reservar un valor de la capacidad coordinada mensual, diaria e intradiaria para ser ofertada mediante el mecanismo de asignación implícita de capacidad.

En el caso de que la capacidad mensual reservada no fuera asignada en su totalidad mediante el mecanismo de asignación implícita, una parte de la capacidad no asignada se ofertará en las subastas explícitas de productos diarios e intradiarios, y la parte de capacidad no asignada restante se sumará a la oferta mediante el mecanismo de asignación implícita de capacidad diaria.

En el caso de que la capacidad diaria no fuera asignada en su totalidad mediante el mecanismo de asignación implícita, la capacidad no asignada se sumará a la oferta a asignar mediante el mecanismo de asignación implícita de capacidad intradiaria.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en colaboración con el organismo regulador al otro lado de la interconexión y tras evacuar trámite de audiencia a las partes interesadas, podrá determinar, revisar y modificar, mediante Resolución, tanto los valores concretos de capacidad mensual, diaria e intradiaria a asignar a través del mecanismo de asignación implícita de capacidad, como las proporciones de reparto de la capacidad mensual no asignada de forma implícita a ofrecer a través de otros productos y/o mecanismos de asignación.

Séptimo. *Productos de capacidad interrumpible.*

1. Los productos de capacidad interrumpible que sean ofrecidos en el punto de interconexión virtual tendrán la misma duración que los productos de capacidad firme establecidos en el apartado sexto. La oferta de capacidad interrumpible no podrá ir en detrimento de la cantidad de capacidad firme ofertada; no se podrá reservar capacidad para venderla como interrumpible si puede ofertarse como firme.

2. Los operadores de los puntos de interconexión deberán ofrecer, al menos, un producto de capacidad interrumpible diario, en ambos sentidos de flujo, en los puntos virtuales de interconexión, una vez que se haya vendido por completo la capacidad firme diaria.

A partir del 1 de enero de 2018 solo se ofertarán productos interrumpibles de duración mayor que la diaria si, para el correspondiente producto de capacidad mensual, trimestral o anual firme, toda la capacidad hubiese sido vendida con una prima en la subasta explícita de capacidad, si hubiese sido vendida en su totalidad o si no hubiera sido ofertada.

En cualquier caso, para ofrecer capacidad interrumpible intradiaria será necesario haber vendido previamente toda la capacidad firme ofrecida.

3. Las condiciones para la interrupción de la capacidad interrumpible serán las determinadas en el contrato marco y sus anexos.

El orden de las interrupciones se determinará de acuerdo con el orden cronológico inverso de adquisición de la capacidad. Cuando dos o más comercializadores o consumidores directos en mercado ocupen el mismo orden de prioridad y no sea necesaria la interrupción de la capacidad interrumpible contratada por éstos en su totalidad, se aplicará una reducción prorrata.

El preaviso de interrupción para una hora de gas determinada se comunicará con la mayor antelación posible y, como muy tarde, 45 minutos después del inicio del ciclo de renominaciones correspondiente a la hora de gas que se va a interrumpir. Cualquier reducción de este plazo requerirá la aprobación, mediante Resolución, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. No se asignará capacidad interrumpible mediante el mecanismo de asignación implícita de capacidad, salvo que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia emita Resolución al efecto, de manera coordinada con el organismo regulador al otro lado de la interconexión.

Octavo. *Mecanismos de asignación de la capacidad disponible mediante subasta explícita de capacidad.*

1. El mecanismo general de asignación para los productos de capacidad coordinada y no coordinada, firme e interrumpible, será una subasta explícita de capacidad, a excepción de la capacidad reservada para ser asignada mediante un mecanismo de asignación implícita de capacidad, conforme al apartado Sexto, y el relativo a la asignación de capacidad incremental en la que se aplique un mecanismo de asignación alternativo, conforme a lo previsto en el Reglamento (UE) 2017/459 y de los productos de capacidad que puedan ser asignados mediante un mecanismo de sobrenominación.

Las subastas explícitas de productos de capacidad firme e interrumpible se realizarán de forma separada y tendrán lugar en una plataforma informática con soporte en Internet, gestionada por los propios operadores de los puntos de interconexión o por un tercero.

La capacidad en un punto de conexión virtual o física se ofrecerá en una única plataforma de reserva, y dicha plataforma será única a ambos lados de cada punto de conexión. Si los operadores de las redes de transporte a ambos lados de la interconexión no alcanzaran un acuerdo sobre ésta, el proceso de determinación de la misma se realizará conforme a lo previsto en el Reglamento (UE) 2017/459.

La capacidad asignada será comunicada por medios telemáticos al Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes.

2. Se empleará en todos los puntos de interconexión el mismo diseño de subasta explícita. Los procedimientos de subasta explícita de capacidad se iniciarán simultáneamente en todos los puntos de interconexión. Cada subasta se referirá a un único producto de capacidad y la capacidad se asignará con independencia de cualquier otro procedimiento de subasta, excepto cuando, con el acuerdo de los operadores afectados y previa aprobación de los reguladores a ambos lados de los puntos de interconexión, se asigne capacidad concurrente, y excepto cuando se incluyan diferentes niveles de oferta de capacidad incremental, puesto que un solo nivel de oferta puede ser asignado.

3. La capacidad a ofertar en las subastas explícitas será la siguiente:

− En la subasta de productos anuales, la capacidad existente se ofertará como mínimo para los cinco años siguientes y como máximo para los quince años de gas siguientes, mientras que los distintos niveles de oferta de capacidad incremental se ofertarán, como máximo, para los quince años siguientes contados a partir del inicio de la explotación de ésta.

Se realizará una subasta de productos anuales el primer lunes de julio de cada año. Al menos un mes antes de la subasta los operadores de la interconexión publicarán en su página web la capacidad firme disponible ofertada en la subasta de productos anuales.

La capacidad incremental se ofertará, junto con la correspondiente capacidad existente disponible, en la subasta de productos anuales, como capacidad coordinada.

− En las subastas de productos trimestrales se ofertará capacidad para los cuatro, tres, dos o un trimestre del año de gas siguiente, según corresponda.

Se realizarán cuatro subastas de productos trimestrales al año. La primera subasta, correspondiente a los cuatro trimestres del año de gas, se realizará el primer lunes de agosto de cada año. La segunda subasta, correspondiente a los tres trimestres restantes del año, se realizará el primer lunes de noviembre. La tercera subasta, correspondiente a los dos trimestres restantes del año, se realizará el primer lunes de febrero. La cuarta subasta, correspondiente al último trimestre del año, se realizará el primer lunes de mayo. Dos semanas antes de las subastas los operadores de la interconexión publicarán en su página web la capacidad disponible ofertada en las subastas de productos trimestrales.

− En la subasta de productos mensuales se ofertará capacidad para el mes natural siguiente.

Se realizará una subasta de un producto mensual el tercer lunes de cada mes. La semana antes de cada subasta los operadores de la interconexión publicarán en su página web la capacidad disponible ofertada en la subasta de producto mensual.

− En la subasta de productos diarios se ofertará capacidad para el día de gas siguiente.

Los operadores de la interconexión publicarán en su página web la capacidad disponible ofertada en la subasta de producto diario en el momento de apertura de la ronda de solicitudes de capacidad, establecido en el punto 5 de este apartado.

− En la subasta de productos intradiarios, cada hora del día de gas se subastará la capacidad efectiva existente entre la cuarta hora posterior a la hora en que se realiza la subasta y hasta el final del día de gas. Podrá existir una subasta de capacidad intradiaria el día anterior al día de gas, que seguirá lo dispuesto en el apartado Noveno de esta Circular.

Los operadores de los puntos de interconexión publicarán en su página web la capacidad disponible ofertada en la subasta de producto intradiario tras el cierre de la subasta de capacidad diaria correspondiente a ese día.

Las subastas de productos interrumpibles se realizarán tras la asignación de los productos de capacidad firme de igual duración, pero antes del comienzo de la subasta de productos de capacidad firme de menor duración. Dichas subastas deberán ajustarse a los mismos principios de diseño y plazos que los aplicables a la capacidad firme.

Los plazos exactos se detallarán en el calendario de subastas. Los operadores de la interconexión publicarán la capacidad interrumpible ofertada antes del comienzo de la subasta. En el caso de las subastas de capacidad interrumpible anual, mensual y trimestral, los operadores de redes de transporte notificarán a los usuarios la cantidad de capacidad interrumpible que se ofertará una semana antes del comienzo de éstas.

En caso de que una subasta de capacidad firme no haya cerrado en el día de comienzo previsto para las subastas de capacidad interrumpible, éstas se iniciarán a más tardar en el siguiente día laborable posterior al cierre de las correspondientes subastas de capacidad firme. En estos casos, cualquier cambio que se produzca en las cantidades ofertadas se notificará con, al menos, doce horas de antelación al comienzo de la correspondiente subasta de capacidad interrumpible.

Anualmente, antes del 5 de febrero de cada año, los operadores de los puntos de interconexión publicarán en su página web un calendario detallado indicando las fechas concretas de publicación de la capacidad ofertada y de realización de las subastas de todos los productos de capacidad firme e interrumpibles que tendrán lugar en el período comprendido entre marzo de ese año y febrero del año siguiente.

4. Las subastas de productos anuales, trimestrales y mensuales se resolverán mediante un algoritmo de reloj ascendente con múltiples rondas de oferta, según lo establecido en el artículo 17 del Reglamento (UE) 2017/459. Las rondas de solicitudes de capacidad se desarrollarán entre las 08:00 h UTC y las 17:00 h UTC en invierno (07:00 h UTC y 16:00 h UTC en verano).

En el caso de las subastas de productos anuales y trimestrales, donde se ofertan varios productos de un mismo tipo, el algoritmo de asignación se aplicará de manera independiente para cada producto subastado. Igualmente, los comercializadores y consumidores directos deberán realizar solicitudes de capacidad independientes para cada producto subastado.

5. Las subastas de productos diarios e intradiarios se resolverán mediante un algoritmo de precio uniforme con una única ronda de ofertas, según lo establecido en el artículo 18 del Reglamento (UE) 2017/459. En las subastas de productos diarios, la ronda de solicitudes de capacidad se desarrollará entre las 15:30 h UTC y las 16:00 h UTC en invierno (14:30 h UTC y 15:00 h UTC en verano). Las rondas de solicitudes de capacidad en las subastas de productos intradiarios se desarrollarán de acuerdo con lo dispuesto en el apartado Noveno de esta Circular.

6. El precio de salida de las subastas, denominado precio de referencia, será la suma de las tarifas de acceso aplicables a ambos lados de la interconexión que estén en vigor en el momento en que entre en servicio la capacidad ofertada. Las subastas determinarán la prima a aplicar sobre el precio de referencia.

El precio a pagar por los comercializadores o consumidores directos será la tarifa vigente en cada momento más la prima de la subasta. La prima de la subasta se facturará independientemente de la utilización que el comercializador o consumidor directo haga de la capacidad contratada.

Los ingresos derivados de la prima de la subasta se repartirán de conformidad con el acuerdo alcanzado por los respectivos operadores de la interconexión y serán considerados como ingresos liquidables a efectos del sistema retributivo. Dicho acuerdo estará sujeto a la

aprobación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de acuerdo con los reguladores de los países adyacentes y se concederá, a más tardar, tres meses antes del comienzo de las subastas anuales de capacidad anual. En ausencia de aprobación por todas las autoridades reguladoras nacionales implicadas, la prima de la subasta se atribuirá equitativamente a los correspondientes operadores de la interconexión.

7. Tan pronto como sea posible, y no más tarde del día laborable siguiente al cierre de la ronda de ofertas, se comunicará de forma simultánea a cada participante la capacidad asignada en las subastas de productos anuales, trimestrales y mensuales.

En el caso de la capacidad incremental, los resultados de la capacidad asignada de forma vinculante se comunicarán simultáneamente a cada participante no más tarde del día laborable siguiente al cierre de la ronda de ofertas, mientras que los resultados de las pruebas económicas de viabilidad se comunicarán no más tarde de los dos días laborables siguientes al cierre de la ronda de ofertas.

En el caso de subastas de productos diarios e intradiarios, los resultados se comunicarán no más tarde de treinta minutos después del cierre de la subasta. Las comunicaciones se harán a través de la plataforma, sin perjuicio de las comunicaciones que sean necesarias entre operadores y entre operadores y comercializadores o consumidores directos.

Además, los operadores pondrán a disposición del mercado información agregada sobre los resultados de las subastas (cantidad total de capacidad asignada y precio de adjudicación).

En todo momento los operadores de los puntos de interconexión garantizarán la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Noveno. *Subastas explícitas de productos de capacidad firme intradiaria.*

1. La primera subasta explícita de capacidad firme intradiaria para el día de gas tendrá lugar el día anterior al día de gas. Para ello se abrirá una ronda de solicitudes en el día anterior al día de gas, directamente al comienzo de la hora siguiente a la publicación de los resultados de la última subasta diaria. Esta ronda cerrará a las 01:30 h UTC del día anterior al día de gas en invierno (00:30 h UTC en verano).

En esta ronda se ofertará capacidad que afectará a todo el día de gas. Las solicitudes de capacidad válidas no adjudicadas en la subasta diaria podrán participar automáticamente, si así lo indica el comercializador o consumidor directo, en esta subasta de capacidad intradiaria.

2. Posteriormente, al comienzo de cada hora del día de gas se iniciará una subasta, cada una de ellas con una única ronda de solicitudes de capacidad de 30 minutos de duración. La ronda de solicitudes de capacidad de la última subasta cerrará a las 00:30 h UTC en invierno (23:30 h UTC en verano).

Décimo. *Mecanismos de asignación implícita de la capacidad disponible.*

1. La parte de capacidad reservada, conforme al apartado Sexto, para ser asignada mediante mecanismos de asignación implícita de capacidad, será asignada de manera simultánea a las transacciones de gas resultantes de la casación en el mercado organizado en el que se negocie, y de conformidad con las reglas de mercado establecidas en el mismo.

2. El calendario de publicación de las capacidades disponibles para la asignación implícita de capacidad será coincidente con el correspondiente a los mismos productos de capacidad asignada mediante subasta explícita.

3. El precio por el uso de la capacidad asignada será determinado mediante Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. El Gestor Técnico del Sistema comunicará al menos una vez al día al Operador del Mercado los días de gas para los que los sujetos habilitados están autorizados a realizar transferencias de titularidad en el punto virtual de balance mediante productos vinculados a asignación de capacidad implícita, así como la capacidad implícita disponible.

5. El Operador de Mercado comunicará al Gestor Técnico del Sistema, la capacidad implícita de interconexión asignada en el Mercado Organizado.

6. El Gestor Técnico del Sistema, en coordinación con los operadores de los puntos de interconexión pondrán a disposición del mercado información agregada sobre los resultados de la asignación implícita de capacidad.

7. En todo momento los operadores de los puntos de interconexión, el Gestor Técnico del Sistema y el operador del mercado organizado garantizarán la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Undécimo. *Mecanismo de asignación de la capacidad intradiaria interrumpible mediante sobrenominación.*

1. Los productos de capacidad intradiaria de carácter interrumpible se asignarán mediante un mecanismo de sobrenominación. Los comercializadores o consumidores directos, en cualquier momento del día de gas, podrán solicitar capacidad interrumpible presentando una nominación que incremente el total de sus nominaciones por encima de su capacidad contratada.

Cuando la capacidad intradiaria interrumpible solicitada sea superior a la disponible, la capacidad se asignará prorrata.

2. La capacidad intradiaria interrumpible asignada se comunicará a los comercializadores o consumidores directos simultáneamente con la aceptación de la nominación realizada por los mismos. Igualmente, se pondrá a disposición del mercado información agregada sobre los resultados de esta asignación de capacidad. La información agregada se comunicará como mínimo al final de cada día de gas.

Duodécimo. *Mercado secundario de la capacidad asignada de manera explícita.*

1. Los comercializadores y consumidores directos podrán ofertar en los mercados secundarios los productos de capacidad coordinada y no coordinada, asignados mediante subasta explícita, de carácter firme e interrumpible, en el punto de interconexión virtual. Los comercializadores y consumidores directos podrán ofertar parte o la totalidad de la capacidad que adquirieron, por el periodo total o por parte de él, siempre que la duración de la capacidad ofertada se ajuste a los productos de capacidad normalizados definidos en los apartados sexto y séptimo de la presente Circular.

En cualquier caso, la capacidad asignada como capacidad coordinada en el mercado primario solo podrá revenderse como capacidad coordinada. Esto es, en el ámbito de la presente Circular, la capacidad asignada como coordinada únicamente podrá ser transferida a un tercero cuando la transferencia de la capacidad se efectúe a ambos lados del punto de interconexión.

2. Adicionalmente, los comercializadores y consumidores directos podrán ceder el uso de la capacidad contratada, manteniendo el comercializador o consumidor directo original del contrato los derechos y obligaciones del mismo.

3. El comercializador o consumidor directo que adquiera capacidad o derechos de utilización de capacidad en el mercado secundario deberá estar autorizado a desarrollar su actividad a ambos lados de la interconexión para la que adquiere capacidad o derechos de utilización de capacidad.

4. La plataforma informática de asignación de capacidad mediante subasta deberá tener también funcionalidades para la oferta y obtención de capacidad secundaria. Los comercializadores o consumidores directos que empleen esta plataforma para participar en el mercado secundario de capacidad deberán tener firmado el contrato marco con el operador de la interconexión y cumplir todos los requisitos legales y contractuales aplicables establecidos en el mismo, así como los requisitos necesarios para acceder a la plataforma y las garantías financieras exigidas por la normativa vigente.

5. Las transacciones de capacidad en el mercado secundario se comunicarán lo antes posible a los operadores. Cuando estas transacciones tengan lugar en la plataforma de asignación de capacidad, la comunicación se realizará de forma automatizada a través de la plataforma.

Decimotercero. *Coordinación de contratos existentes.*

1. Los comercializadores y consumidores directos con contratos no coordinados deberán hacer su mejor esfuerzo por alcanzar un acuerdo para coordinar la capacidad a ambos lados de los puntos de interconexión mediante disposiciones contractuales.

Los operadores de los puntos de interconexión, a petición de los comercializadores o consumidores directos, podrán participar en cualquier momento en las negociaciones para coordinar la capacidad de los contratos existentes.

2. Los comercializadores y consumidores directos informarán sin demora a los operadores de las interconexiones sobre los acuerdos alcanzados, quienes procederán a transferir la capacidad correspondiente. El acuerdo de coordinación se aplicará sin perjuicio de las condiciones de los contratos de transporte existentes. Una vez coordinada, la capacidad no podrá volverse a ofertar de forma no coordinada.

Además, los comercializadores o consumidores directos y los operadores de las interconexiones deberán informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los acuerdos de coordinación de capacidad alcanzados, señalando los contratos existentes afectados, los comercializadores o consumidores directos y operadores implicados, la capacidad coordinada y las condiciones contractuales de los nuevos contratos de capacidad coordinada.

3. A partir del 1 de enero de 2018, los operadores de las interconexiones deberán ofrecer a los usuarios que dispongan de capacidad no coordinada un servicio gratuito de conversión de capacidad. Este servicio se aplicará a los productos de capacidad anual, trimestral y mensual, para la capacidad firme coordinada en el punto de interconexión que el usuario de la red haya tenido que adquirir a causa de la insuficiente capacidad no coordinada ofertada por un operador adyacente al otro lado del punto de interconexión.

Este servicio se ofrecerá de acuerdo con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/459 en condiciones no discriminatorias y no se podrán imponer cargos adicionales a los usuarios por la capacidad que ya tengan. En particular, los pagos por la parte de la capacidad coordinada contratada que los usuarios ya tengan en forma de capacidad no coordinada, se limitarán a una posible prima de subasta.

El uso de este servicio se comunicará anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. Toda la capacidad se coordinará lo antes posible. En cualquier caso, los contratos de transporte existentes de capacidad no coordinada no podrán renovarse, prorrogarse ni reconducirse tras su fecha de expiración. Dicha capacidad se transformará en capacidad coordinada disponible, que se ofertará en las subastas correspondientes.

Decimocuarto. *Evaluación de la demanda del mercado en el proceso de capacidad incremental.*

1. Los operadores de las interconexiones en colaboración con el Gestor Técnico del Sistema evaluarán las necesidades de capacidad incremental mediante procedimientos de evaluación regular de la demanda de capacidad, de acuerdo con lo siguiente.

Al menos en los años impares y en un plazo inferior a 16 semanas a contar desde la fecha de inicio de la subasta de productos anuales de capacidad, los operadores de las interconexiones elaborarán un informe de evaluación de la demanda de mercado de capacidad incremental, de forma coordinada con los operadores al otro lado de la frontera, y lo publicarán en su página web, en la correspondiente lengua oficial y en inglés.

Para ello, tendrán en cuenta las indicaciones de demanda de capacidad incremental, no vinculantes, remitidas por los usuarios durante las 8 semanas siguientes a la fecha de inicio de la subasta de productos anuales de capacidad. Las indicaciones de demanda de capacidad recibidas después de las 8 semanas posteriores al inicio de dicha subasta, podrán ser tenidas en cuenta, bien en el informe en curso, o bien en el siguiente informe de evaluación de la demanda.

Si los usuarios de la red remitiesen indicaciones de demanda durante las 8 semanas siguientes al inicio de la subasta de productos anuales de capacidad de los años pares, los operadores de las interconexiones podrán decidir llevar a cabo también una evaluación de la demanda de capacidad incremental en un año par, siempre y cuando el proceso completo de

capacidad incremental pueda completarse antes del inicio del siguiente ciclo de evaluación de la demanda, y se respete el calendario de subastas.

Las indicaciones de demanda de capacidad incremental no vinculantes de los usuarios deberán incluir, al menos, la siguiente información:

a) los sistemas adyacentes de entrada-salida a los que se refieren y el sentido solicitado;
b) los años de gas para los que se demanda la capacidad incremental;
c) la cantidad de capacidad demandada;
d) información sobre las indicaciones de demanda no vinculantes que han sido remitidas o serán remitidas a otros operadores, en caso de que dichas indicaciones estén relacionadas entre sí, como la demanda de capacidad en varios puntos de interconexión relacionados;
e) si están sujetas a condiciones relacionadas con alguno de los puntos anteriores.

2. Los operadores responderán a las indicaciones de demanda dentro de un plazo de 16 semanas a contar desde la fecha de inicio de las subastas de productos anuales de capacidad. Para aquellas indicaciones de demanda recibidas después de las 8 semanas posteriores al inicio de dichas subastas, el plazo de respuesta será inferior a 8 semanas a contar desde la fecha de recepción de las mismas. La respuesta deberá incluir, al menos, lo siguiente:

a) si la demanda indicada puede ser considerada por el operador de la interconexión en el proceso en curso; o
b) si, en el caso de las indicaciones recibidas con posterioridad al plazo de 8 semanas a contar desde la fecha de inicio de las subastas de productos anuales, son suficientes para iniciar un proceso de capacidad incremental en un año par; o
c) en qué informe se evaluará la demanda indicada, siempre y cuando ésta no pueda ser considerada con arreglo en las letras a) o b) anteriores, lo cual debe ser justificado.

3. Los informes de evaluación de la demanda de mercado de capacidad incremental tendrán en cuenta los siguientes criterios:

a) si el plan decenal de desarrollo de la red gasista de la Unión Europea identificase un déficit de capacidad física por el que una región específica pudiera estar infra-abastecida ante una situación razonable de demanda punta y en caso de que la oferta de capacidad incremental en el punto de interconexión en cuestión pudiese cubrir ese déficit; o si un plan de desarrollo de la red nacional identifica una necesidad concreta y sostenida de transporte físico;
b) si no hubiera disponible ningún producto anual de capacidad que vincule dos sistemas de entrada-salida adyacentes en la subasta de capacidad anual para el año en el que podría ofrecerse capacidad incremental por primera vez y en los tres años posteriores, ya que toda la capacidad hubiera sido contratada;
c) si los usuarios de la red hubieran presentado indicaciones de demanda no vinculantes solicitando capacidad incremental durante un determinado número de años y todos los restantes medios económicamente eficientes para maximizar la disponibilidad de capacidad existente se hubieran agotado.

4. Los informes de evaluación de la demanda de mercado de capacidad incremental deberán incluir, al menos, lo siguiente:

a) una conclusión sobre si iniciar un proyecto de capacidad incremental;
b) las indicaciones de demanda no vinculantes agregadas recibidas, a más tardar, 8 semanas después del comienzo de la subasta de productos anuales en el año de publicación del informe;
c) las indicaciones de demanda no vinculantes agregadas presentadas después de expirar el plazo de 8 semanas a contar desde el inicio de la subasta de productos anuales durante el anterior proceso de capacidad incremental, en caso de que dichas indicaciones no se hubieran tenido en cuenta la anterior evaluación de la demanda;
d) las indicaciones de demanda no vinculantes agregadas recibidas después del plazo de 8 semanas a contar desde el comienzo de la subasta de productos anuales en el año de publicación del informe, en aquellos casos en que los operadores hayan decidido considerarlas en la evaluación de la demanda en curso;

e) una evaluación de la cantidad, dirección y duración de la demanda de capacidad incremental previstas en los puntos de interconexión con cada sistema de entrada-salida;

f) una conclusión sobre si se llevarán a cabo o no estudios técnicos de proyectos de capacidad incremental, especificando los puntos de interconexión afectados y el nivel de demanda previsto;

g) el calendario provisional para los proyectos de capacidad incremental, los estudios técnicos y la consulta pública sobre los mismos;

h) cuando se disponga de ellos, los tipos y el tamaño valor agregado de las indicaciones de demanda condicional;

i) la manera en que los operadores pretenden aplicar la limitación del número de años ofertados en las subastas anuales de capacidad anual durante el proceso incremental.

Los operadores de las interconexiones y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicarán los respectivos puntos de contacto para los proyectos de capacidad incremental iniciados tras la publicación del informe de evaluación de la demanda y actualizarán periódicamente esta información durante el proyecto.

Decimoquinto. *Fase de diseño del proceso de capacidad incremental.*

El día posterior a la publicación del informe de evaluación de la demanda de mercado de capacidad incremental, si éste identifica la necesidad de iniciar un proyecto de capacidad incremental se iniciará la fase de diseño técnico.

Los operadores de las interconexiones, en colaboración con el Gestor Técnico del Sistema, realizarán estudios técnicos coordinados para los proyectos de capacidad incremental, basando el diseño de éstos y de los niveles de oferta coordinados en la viabilidad técnica, en las evaluaciones de la demanda del mercado y conforme al siguiente procedimiento.

En un plazo inferior a 12 semanas desde el inicio de la fase de diseño, los operadores de las interconexiones implicados, en colaboración con el Gestor Técnico del Sistema, llevarán a cabo una consulta pública conjunta y coordinada a ambos lados de la frontera sobre el borrador de la propuesta de proyecto incremental, en la correspondiente lengua oficial y en inglés, durante un plazo mínimo de un mes y máximo de dos meses. Dicha consulta cubrirá, al menos, los siguientes aspectos:

a) una descripción del proyecto de capacidad incremental, incluida una estimación de los costes;

b) los niveles de oferta de productos de capacidad coordinada en el punto de interconexión;

c) el mecanismo de asignación de capacidad alternativo propuesto por los operadores, en su caso, incluida su justificación, basándose en las indicaciones de demanda condicionales recibidas,;

d) el calendario provisional del proyecto de capacidad incremental;

e) las normas y condiciones generales que los usuarios deben aceptar para participar en la fase vinculante de asignación de capacidad durante el proceso de capacidad incremental, incluyendo las garantías que deban aportar y las condiciones contractuales asociadas a posibles demoras en la puesta en marcha de la capacidad o a una posible interrupción del proyecto;

f) cuando el proyecto de capacidad incremental adopte un planteamiento de precio fijo, los elementos IND y PR descritos en el artículo 24.b del Reglamento (UE) 2017/460 (código de red de tarifas);

g) el nivel de compromiso de los usuarios, expresado como una estimación del factor f, aprobado por Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tras haber consultado a los operadores de las interconexiones,

h) cualquier indicación de demanda adicional recibida después del plazo de las 8 semanas siguientes al inicio de la subasta de productos anuales;

i) si es probable que la capacidad incremental dé lugar a un descenso constante y significativo de la utilización de otras infraestructuras no depreciadas en los mismos sistemas de entrada- salida y en sistemas adyacentes a lo largo de la misma ruta de transporte de gas.

Los operadores de las interconexiones se coordinarán también con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y los agentes al otro lado de la frontera para el diseño de los niveles de oferta, al objeto de hacer posible la oferta de capacidad incremental como productos coordinados.

El diseño de los diferentes niveles de oferta coordinados tendrá en cuenta el resultado de la consulta referida en este apartado.

Decimosexto. *Aprobación y publicación del proceso de capacidad incremental.*

1. Tras la consulta y finalización de la fase de diseño, los operadores de las interconexiones remitirán al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las propuestas de proyectos de capacidad incremental, para coordinar la autorización de los mismos conforme a los requerimientos exigidos por la normativa nacional vigente.

2. Las propuestas de proyectos también serán publicadas por los operadores, en la correspondiente lengua oficial y en inglés, incluyendo como mínimo la información siguiente:

a) todos los niveles de oferta, con indicación del rango de demanda de capacidad incremental prevista en los correspondientes puntos de interconexión como resultado de las fases de evaluación y diseño previamente descritas;

b) las normas y condiciones generales que deben aceptar los usuarios para participar y acceder a la capacidad en la fase de asignación vinculante de capacidad del proceso de capacidad incremental, incluida cualquier garantía que deban proporcionar y las condiciones contractuales asociadas a las posibles demoras en el suministro de capacidad o a una posible interrupción del proyecto;

c) el calendario del proyecto de capacidad incremental, incluido cualquier cambio que se haya producido desde la consulta realizada en la fase de diseño, así como las medidas para prevenir demoras y minimizar su repercusión;

d) los parámetros necesarios para llevar a cabo la prueba económica;

e) si, en el caso de que se aprobase un mecanismo de asignación alternativo, puede ser necesaria la ampliación excepcional del plazo previsto para contratar capacidad durante un período adicional de hasta cinco años tras la asignación de un máximo de quince años contados a partir del comienzo de la explotación;

f) cuando proceda, el mecanismo de asignación alternativo propuesto, incluida su justificación, así como las posibles condiciones que podrán contemplar las ofertas de contratación, aprobadas por los operadores de las interconexiones durante la fase vinculante;

g) cuando el proyecto de capacidad incremental adopte un planteamiento de precio fijo, los elementos que se describen en el artículo 24, letra b), del Reglamento (UE) 2017/460.

3. Según establece el artículo 28.2 del Reglamento (UE) 2017/459, en el plazo de 6 meses contados a partir de la fecha de recepción de las propuestas, las autoridades reguladoras competentes deberán publicar, de forma coordinada, las decisiones sobre éstas, en la correspondiente lengua oficial y en inglés. Dichas autoridades reguladoras se informarán mutuamente acerca de la recepción de las propuestas, al objeto de determinar el inicio del plazo de 6 meses previamente indicado.

Las decisiones contendrán las justificaciones correspondientes y tendrán en cuenta el funcionamiento efectivo del mercado interior del gas o los efectos sobre la competencia, así como las opiniones de las demás autoridades reguladoras implicadas.

4. Si una autoridad reguladora plantease objeciones a las propuestas presentadas, informará a las restantes autoridades reguladoras implicadas a la mayor brevedad posible, adoptando todas las medidas razonables para trabajar juntas al objeto de alcanzar un acuerdo.

En aquellos casos en que las autoridades reguladoras nacionales correspondientes no pudieran alcanzar un acuerdo sobre el mecanismo de asignación alternativo propuesto en el plazo de seis meses referido previamente en este punto, la Agencia de Reguladores Europeos tomará una decisión sobre el mecanismo de asignación alternativo que se aplicará, de acuerdo con el proceso que se detalla en el artículo 8, apartado 1, del Reglamento (CE) número 713/2009.

5. Tras la publicación de las decisiones adoptadas, y al menos dos meses antes de la oferta de capacidad incremental en la subasta de productos anuales de capacidad, los operadores de las interconexiones publicarán conjuntamente, en la correspondiente lengua oficial y en inglés, un anuncio que recogerá, al menos:

a) toda la información referida en este punto, según lo aprobado por las autoridades reguladoras;
b) una plantilla del contrato o contratos relativos a la capacidad incremental ofertada.

Decimoséptimo. *Subastas de capacidad incremental.*

Tras la fase de diseño y aprobación, los operadores de las interconexiones ofrecerán la capacidad incremental junto con la correspondiente capacidad existente en las subastas de productos anuales, según se determina en el artículo octavo de esta Circular.
Las subastas para los respectivos niveles de oferta se llevarán a cabo de forma paralela e independiente entre sí. Solamente se subastarán niveles de oferta coordinados.
Al objeto de lograr un resultado positivo en las pruebas económicas para el nivel de oferta más alto posible y al objeto de minimizar las posibles primas de las subastas, se podrá iniciar una nueva subasta para el nivel de oferta no aceptado más bajo, una única vez, en el caso de que se cumplan las siguientes condiciones:

a) que antes de la subasta de productos anuales existieran al menos dos niveles de oferta de capacidad;
b) que al menos uno de los niveles de oferta no haya sido aceptado y haya obtenido un resultado negativo en la prueba económica; y
c) que el siguiente nivel de oferta inferior al nivel de oferta no aceptado más bajo haya obtenido un resultado positivo en la prueba económica y se haya liquidado con una prima en la subasta para, al menos, un producto normalizado de capacidad anual.

Si la nueva subasta no obtuviera un resultado positivo en la prueba económica prevalecerán las asignaciones resultantes de la subasta original a la que se hace referencia en la letra c).

Decimoctavo. *Pruebas económicas.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo las pruebas económicas para cada nivel de oferta de los proyectos de capacidad incremental, de forma coordinada con el organismo regulador al otro lado de la interconexión, al objeto de evaluar la viabilidad de dichos proyectos, después de que los operadores de las interconexiones hayan recibido los compromisos vinculantes de reserva de capacidad por parte de los usuarios en la subasta de productos anuales. Dicha prueba estará formada por los siguientes parámetros:

a) el valor actual de los compromisos vinculantes de los usuarios de la red para contratar capacidad, que se calculará como la suma descontada de los siguientes valores:

i. la suma de los respectivos precios de referencia estimados, más una posible prima de subasta, más una posible prima mínima obligatoria (si procede, según el artículo 33(4) del Reglamento UE 2017/460), multiplicada por la cantidad de capacidad incremental contratada;
ii. la suma de una posible prima de subasta más una posible prima mínima obligatoria (si procede, según el artículo 33(4) del Reglamento UE 2017/460), multiplicada por la cantidad de capacidad disponible contratada en combinación con la capacidad incremental;

b) el valor actual del incremento estimado de la retribución reconocida a los operadores de las interconexiones, asociado a la capacidad incremental incluida en el correspondiente nivel de oferta, que será comunicado al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, y
c) el factor f.

El resultado de las pruebas económicas podrá ser:

– positivo, si el valor del parámetro establecido en el apartado 1, letra a), es igual o mayor que el valor establecido en el apartado 1, letra b) multiplicado por el factor f;

– negativo, si el valor del parámetro establecido en el apartado 1, letra a), es menor que el valor establecido en el apartado 1, letra b) multiplicado por el factor f.

Se iniciará un proyecto de capacidad incremental si la prueba económica tiene un resultado positivo a ambos lados de un punto de interconexión, para al menos un nivel de oferta que incluya capacidad incremental. En caso de que más de un nivel de oferta obtenga un resultado positivo en la prueba económica, para proceder a la puesta en servicio del proyecto de capacidad incremental se utilizará el nivel de oferta con la mayor cantidad de capacidad que haya obtenido un resultado positivo. En caso de que ningún nivel de oferta obtenga un resultado positivo, se pondrá fin al proceso específico de capacidad incremental.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá determinar mediante Resolución los valores concretos del factor f para los distintos niveles de oferta, así como cualquier otro parámetro asociado a la combinación en una única prueba económica coordinada a ambos lados del punto de interconexión.

Para la determinación del factor f aplicable a cada nivel de oferta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá en cuenta lo siguiente:

a) la cantidad de capacidad técnica reservada para las subastas de productos trimestrales de capacidad;

b) externalidades positivas del proyecto de capacidad incremental sobre el mercado, la red de transporte o ambos;

c) la duración de los compromisos vinculantes de los usuarios para contratar capacidad en comparación con la vida económica del activo;

d) la probabilidad de que la demanda de capacidad incremental continúe más allá del plazo utilizado en la realización de las pruebas económicas.

3. Al objeto de facilitar la oferta de productos de capacidad coordinada, los parámetros de las pruebas económicas individuales a ambos lados del punto de interconexión para un determinado nivel de oferta, se combinarán en una prueba económica única, que constará de los siguientes parámetros:

a) el valor actual de los compromisos vinculantes de los usuarios para contratar capacidad coordinada, que se calculará como la suma de los valores establecidos en el apartado 1, letra a), de los operadores de las interconexiones implicados;

b) la suma de los valores actuales individuales del incremento estimado de la retribución reconocida a los operadores de las interconexiones implicados, asociado a la capacidad incremental incluida en el correspondiente nivel de oferta;

c) el factor f que define la proporción de los parámetros establecidos en la letra b) que deben cubrir los parámetros establecidos en la letra a), y permite individualmente a todos los operadores de las interconexiones implicados cubrir sus respectivas proporciones inicialmente definidas.

El resultado de la prueba económica única será positivo si todas las pruebas económicas subyacentes son positivas, teniendo en cuenta una posible redistribución de ingresos.

La redistribución de ingresos podrá llevarse a cabo según se indica a continuación:

a) durante el proceso de integración de los parámetros individuales de las pruebas económicas en la prueba económica única;

b) en caso de que la prueba económica única tenga un resultado negativo y, al mismo tiempo, los compromisos vinculantes de los usuarios excedan el mínimo requerido para cubrir el valor actual del incremento de la retribución reconocida de, al menos, uno de los operadores de las interconexiones implicado.

En caso de que una redistribución de ingresos pudiera dar lugar a una disminución del nivel de compromisos vinculantes de los usuarios requerido para obtener un resultado positivo en la prueba económica única, los operadores de las interconexiones podrán someter los mecanismos de redistribución procedentes de la capacidad incremental a la aprobación coordinada de las autoridades reguladoras competentes.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá autorizar mediante Resolución la utilización de un mecanismo de asignación de capacidad alternativo según lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/459.

Disposición adicional única. *Asignación de capacidad hasta la implementación de los mecanismos de asignación implícita de capacidad.*

Hasta la realización de la primera asignación implícita de capacidad, la capacidad disponible en los puntos de interconexión se ofertará y asignará mediante los procedimientos aplicables de subastas explícitas de capacidad en vigor.

El comienzo de la asignación de capacidad mediante el mecanismo de asignación implícita se hará de manera coordinada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el organismo regulador al otro lado de la interconexión.

Disposición derogatoria.

Queda derogada la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

Esta Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 29

Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 261, de 31 de octubre de 2015
Última modificación: 26 de mayo de 2018
Referencia: BOE-A-2015-11725

[. . .]

TÍTULO I

Acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural

Artículo 2. *Instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros.*

1. Quedan incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros las infraestructuras gasistas incluidas en este artículo, con las salvedades previstas en los apartados 4, 5 y 6:

a) Las plantas de recepción, almacenamiento, y regasificación de gas natural licuado (GNL) pertenecientes a la red básica, incluyendo las instalaciones de carga de cisternas de gas natural licuado.
b) Los almacenamientos subterráneos de gas natural pertenecientes a la red básica que puedan abastecer el sistema gasista.
c) Las instalaciones de transporte de gas natural.
d) Las instalaciones de distribución de gas natural, incluyendo las plantas satélites de GNL que suministren a varios consumidores.
e) Los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los ubicados en el territorio español que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en otros países.
f) Los gasoductos de conexión del sistema gasista con los yacimientos, almacenamientos e instalaciones de producción de biometano en los términos establecidos en el artículo 54 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.
g) Cualquier otra instalación necesaria para el suministro de gas natural a los usuarios con derecho de acceso.

2. A los efectos previstos en este real decreto, se denominan operadores de instalaciones a los titulares o a los gestores, según proceda, de las instalaciones referidas en el apartado 1 de este artículo. Los operadores de dichas instalaciones tendrán la obligación de permitir el acceso de terceros a las mismas.
3. A los efectos previstos en este real decreto se denomina Sistema de Transporte y Distribución aquel que comprende las instalaciones incluidas en los párrafos c), d), e), f) y g) del apartado 1 del presente artículo.

4. No están incluidos en el régimen de acceso del presente real decreto, los gasoductos definidos como líneas directas en el artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

5. En el caso de las instalaciones que hayan obtenido una exención de acuerdo con lo establecido en el artículo 71 de la Ley 34/1998 de 7 de octubre, se les aplicarán las condiciones indicadas en la decisión de exención.

6. En el caso de las instalaciones de almacenamiento subterráneo no básico, será de aplicación lo dispuesto en el artículo 70.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 3. *Sujetos con derecho de acceso.*

En los términos y condiciones establecidos en el presente real decreto tienen derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista los siguientes sujetos:

a) Los comercializadores de gas natural.

b) Los consumidores directos en mercado.

c) El Gestor Técnico del Sistema Gasista español, los transportistas, y distribuidores de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), podrán ejercer el acceso a las instalaciones única y exclusivamente cuando así lo requieran para el desarrollo de las actividades para las que estén expresamente habilitados por la normativa vigente.

Artículo 4. *Denegación del acceso.*

1. Únicamente podrá denegarse el acceso a las instalaciones en el supuesto de falta de capacidad disponible durante el período contractual solicitado, en el caso de impago de los peajes y cánones según lo detallado en el artículo 11 o por insuficiencia de las garantías depositadas.

2. No se podrá denegar el acceso en un punto de salida a un consumidor por falta de capacidad cuando se refiera a un suministro existente que se encuentre consumiendo o haya consumido durante el último año gas natural en las cantidades solicitadas.

3. A solicitud de cualquiera de las partes implicadas, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resolverá sobre las discrepancias relativas al acceso a las instalaciones, incluidas las que se deriven de la denegación del mismo.

Artículo 5. *Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad.*

1. El Gestor Técnico del Sistema, por sí mismo o a través de un tercero, habilitará una plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, con excepción de las interconexiones con otros países de la Unión Europea cuya contratación de acceso se regula según lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n.º 1775/2003 y la normativa de desarrollo y aplicación dictada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A través de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad, se accederá a los datos incluidos en los párrafos a) a d) del artículo 43.2.7.º del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, serán aprobados los requisitos técnicos de esta plataforma. Esta resolución será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

2. Los operadores de instalaciones deberán ofertar su capacidad disponible en esta plataforma y reconocerán los derechos de capacidad contratados.

Cada solicitud de adquisición de capacidad introducida, supondrá un compromiso firme, vinculante para las partes, de adquisición del producto en cuestión.

Toda solicitud de capacidad introducida en la plataforma estará sujeta a un proceso inmediato de validación por parte del Gestor Técnico del Sistema para comprobar que se han constituido garantías suficientes, de acuerdo con lo establecido en los artículos 33 y 34 del presente real decreto.

El contrato se perfeccionará en el momento de la casación en los casos en que la asignación de capacidad se realice mediante procedimientos de subasta o adjudicación de la capacidad en el resto de los procedimientos.

La plataforma posibilitará la contratación con suficiente antelación teniendo en cuenta los diferentes horizontes temporales de cada producto.

3. Los contratos realizados se considerarán firmes, vinculantes para las partes, durante todo el periodo contratado, debiendo abonar el titular de la capacidad contratada la totalidad de los peajes que correspondan de acuerdo con la normativa vigente, incluso en el caso de no utilización de la capacidad.

Artículo 6. *Productos estándar de contratación de capacidad.*

1. Para todas las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, se definen los siguientes productos, caracterizados por una duración estándar, que podrán ser modificados por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia:

a) Producto anual. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un año. La capacidad anual se podrá ofertar, como máximo, para los quince años de gas siguientes.

b) Producto trimestral. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un trimestre, comenzando el 1 de octubre, 1 de enero, 1 de abril o 1 de julio, según corresponda.

c) Producto mensual. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un mes natural, comenzando el 1 de cada mes.

d) Producto diario. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante un día de gas.

e) Producto intradiario. Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada desde la hora efectiva de contratación hasta el final del día de gas.

2. Para la contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a consumidores finales, en lugar de producto anual se podrá optar por contratos de duración indefinida, no asociados a los periodos estándares de contratación, manteniéndose el contrato vigente en tanto no se produzca el traspaso a otro comercializador, la modificación de la capacidad contratada, la baja o la suspensión del suministro, sin que se puedan superponer varios contratos indefinidos con el mismo comercializador.

Salvo en el caso de causar baja en el suministro, la reducción de capacidad contratada no podrá realizarse hasta transcurrido un año desde la última modificación.

3. El listado de servicios ofertados en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, a excepción de las interconexiones con otros países de la Unión Europea, se encuentra detallado en el anexo.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá modificarse el anexo.

Artículo 7. *Contratación del acceso al Punto Virtual de Balance del sistema de gas natural.*

1. Todo el gas que ha tenido entrada en el sistema de transporte y distribución se considerará ubicado en el Punto Virtual de Balance del sistema de gas natural.

2. En el Punto Virtual de Balance se pueden realizar transacciones comerciales de cambio de titularidad de gas independientemente del punto de entrada o salida del mismo. Todo el gas entregado en el Punto Virtual de Balance es libremente intercambiable sin ninguna restricción.

3. Los sujetos con derecho de acceso contratarán, de manera independiente, los servicios de acceso de entrada y salida del Punto Virtual de Balance recogidos en el anexo.

Artículo 8. *Procedimiento de asignación de capacidad.*

1. La asignación de capacidad de acceso a las instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros se realizará preferentemente mediante procedimientos de mercado.

En el caso de instalaciones infracontratadas, se podrán desarrollar mecanismos de asignación de capacidad basados en criterios cronológicos de solicitud del acceso a las instalaciones.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia, se establecerá bajo qué condiciones una infraestructura se considera que está infracontratada.

Asimismo, se podrán desarrollar mecanismos de mercado específicos para la asignación de capacidad en nuevas infraestructuras, o para la asignación de capacidad en los almacenamientos subterráneos necesaria para el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

2. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los procedimientos de asignación de capacidad de acceso a las instalaciones del sistema gasista, que deberán contemplar, al menos, los siguientes aspectos:

a) La definición detallada del producto que se oferte.

b) Porcentaje de capacidad reservada para contratos de duración inferior al año.

c) Cuando así se determine, podrán ofertarse productos de capacidad agregados, entendiendo como tales aquellos en los que se ofrezca capacidad indiferenciada ubicada en dos o más instalaciones indistintamente.

3. Por resolución del Secretario de Estado de Energía, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se podrá desarrollar el contenido de la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, contemplando, al menos, los siguientes aspectos:

a) Las reglas del procedimiento de asignación de la capacidad.

b) El precio de salida y, en su caso, de reserva.

c) El calendario de desarrollo del procedimiento de asignación y de contratación de la capacidad asignada.

d) El mecanismo de asignación de la capacidad no adjudicada.

e) En los puntos en que el Gestor Técnico del Sistema así lo justifique, se podrán ofertar productos de naturaleza interrumpible.

Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

4. Si como resultado de la asignación de capacidad mediante procedimientos de mercado se obtuvieran ingresos adicionales a los previstos en aplicación de los peajes y cánones en vigor, estos tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

5. Lo dispuesto en este artículo no es de aplicación a la contratación de capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales.

Artículo 9. *Contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a un consumidor final.*

1. La contratación de acceso de capacidad de salida para el suministro a un consumidor final se realizará a través de la plataforma telemática a la que hace referencia el artículo 5.1 del presente real decreto y requerirá la validación previa por parte del Gestor Técnico del Sistema, de que las garantías constituidas por el comercializador o consumidor directo en mercado, en su caso, son suficientes.

2. Las solicitudes de acceso que supongan un cambio de comercializador supondrán de forma automática y a partir de la fecha efectiva del mismo, el traspaso desde el comercializador saliente al comercializador entrante del correspondiente contrato de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance al consumidor final.

3. Las solicitudes de acceso que no supongan cambio de comercializador, incluyendo las altas de nuevos suministros y las modificaciones de capacidad contratada de suministros existentes, requerirán asimismo la comprobación previa por parte del titular de las

instalaciones de que existe capacidad suficiente y se resolverán en un plazo máximo de 7 días naturales a partir de la recepción de la solicitud por el distribuidor o transportista.

En el caso de la contratación de capacidad diaria o intradiaria, la comprobación previa de que existe capacidad suficiente se realizará en un plazo máximo de una hora.

4. En el caso de solicitudes de acceso por parte de futuros consumidores que no estén previamente conectados a la red, se aplicará el procedimiento de solicitud de acometidas o conexiones a red establecido en la normativa de aplicación.

5. En los puntos de suministro podrán suscribirse varios contratos de acceso de la misma o diferente duración. En caso de que alguno de ellos tenga duración inferior al mes, el punto de consumo deberá disponer de telemedida.

6. Los consumidores que formalicen contratos de duración inferior a un mes, de acuerdo con los productos definidos en el artículo 6.1, deberán disponer de equipo de telemedida operativo.

Artículo 10. *Mercado secundario de capacidad.*

1. La capacidad de las instalaciones del sistema gasista que esté contratada de acuerdo con el régimen de acceso de terceros en vigor, podrá ser objeto de compraventa o subarriendo a otros sujetos con derecho de acceso con excepción de la capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor que se considera asociada a cada consumidor.

2. Los comercializadores y consumidores directos en mercado podrán transmitir la capacidad de la que sean titulares mediante compraventa o subarriendo mientras que el resto de los sujetos con derecho de acceso únicamente podrán transmitir la capacidad mediante compraventa. Todos los sujetos con derecho de acceso podrán adquirir capacidad mediante compraventa o subarriendo.

3. Las operaciones de compraventa o subarriendo de capacidad podrán realizarse por la cantidad total de capacidad contratada o por una parte de la misma y por la duración temporal total contratada o por una parte de la misma.

4. Los usuarios podrán realizar libremente operaciones de compraventa de capacidad o subarriendo a través de acuerdos bilaterales o a través de la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad. En ambos casos las operaciones deberán quedar anotadas en la plataforma telemática con independencia del método utilizado para la transacción y las operaciones de compraventa deberán ser validadas previamente por el Gestor Técnico del Sistema en relación con la suficiencia de las garantías constituidas.

Los operadores de las instalaciones tendrán la obligación de facilitar las transacciones de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad que se les notifique.

5. El Gestor Técnico del Sistema llevará un registro de las operaciones realizadas, de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad contratada en el sistema o, en el caso de subarriendo, el titular del derecho de nominación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Ministerio de Industria, Energía y Turismo tendrán acceso telemático al registro de operaciones de reventa y subarriendo de capacidad.

6. A la capacidad adquirida en el mercado secundario mediante compraventa le serán de aplicación todos los derechos y obligaciones que la legislación vigente aplique a los contratos realizados con los operadores de las instalaciones, incluidos, en su caso, la constitución de garantías que sean de aplicación.

Artículo 11. *Contratos de acceso a las instalaciones.*

1. Por resolución del Secretario de Estado de Energía, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los contratos marco o modelos normalizados de contratos de acceso a las instalaciones del sistema gasista y las adendas necesarias para incluir las capacidades contratadas de cada producto y periodo. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

En el caso de las conexiones internacionales por gasoducto con otros países de la Unión Europea, los contratos serán aprobados por resolución de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia, de acuerdo con las competencias otorgadas en la Ley 3/2013, de 4 de junio. Esta resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

2. El operador de la instalación no podrá establecer condicionantes adicionales al acceso o exigir la inclusión de cláusulas adicionales que no estén contempladas en los modelos normalizados.

3. Las condiciones mínimas de los contratos de acceso a suscribir con los operadores de las instalaciones correspondientes serán las siguientes:

a) Sujeto obligado al pago de los peajes y cánones de acceso:

El sujeto obligado al pago de los peajes y cánones será el sujeto con derecho de acceso que ostente la titularidad del derecho de capacidad durante el período establecido, ya ostente dicha titularidad mediante una adquisición primaria o mediante una adquisición de reventa efectuada en el mercado secundario.

En caso de impago de los peajes o cánones, el operador de las instalaciones no podrá exigir dicho pago al consumidor, salvo en el que caso en que ejerzan su derecho de acceso actuando como Consumidor Directo en Mercado.

El impago del contrato de suministro suscrito entre el consumidor y el comercializador no exime a éste de su obligación de pago por el acceso a las instalaciones.

b) Período de pago: Quince días naturales desde la fecha de emisión de la factura por parte del operador de las instalaciones.

c) Incumplimientos: Darán lugar a la suspensión temporal del contrato.

4. En caso de disconformidad con la aplicación de los modelos normalizados, cualquiera de las partes podrá plantear conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que resolverá de acuerdo con lo previsto en el artículo 12.b.1.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Artículo 12. *Procedimientos de gestión de las congestiones.*

1. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobarán los procedimientos de gestión de las congestiones aplicables a las instalaciones del sistema gasista español.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, mediante circular, los procedimientos de gestión de las congestiones en las conexiones internacionales con Europa previstos en el anexo I del Reglamento CE n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.

[. . .]

§ 30

Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 188, de 5 de agosto de 2016
Última modificación: 1 de junio de 2023
Referencia: BOE-A-2016-7563

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, introduce dos nuevos artículos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que establecen las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural. Asimismo, el artículo 70.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos establece que reglamentariamente el Gobierno regulará las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones.

El Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural, en el Título I modifica el régimen de contratación de capacidad establecido en el año 2001 mediante el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural. En el Título II desarrolla el funcionamiento del Mercado Organizado de gas y en el Título III establece la gestión centralizada de garantías.

Las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, las garantías para la contratación de capacidad en interconexiones internacionales, las garantías para la participación en el Mercado Organizado de Gas y las garantías para la liquidación de desbalances, tanto en el Punto Virtual de Balance (PVB) como en las plantas de regasificación, son gestionadas de forma conjunta por el Operador del Mercado Organizado de gas que actúa también como Gestor de Garantías de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 21.3.4 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, respetando el carácter finalista de cada una de ellas.

Las anteriores actividades se desarrollan en distintas plataformas.

La Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad es gestionada por el Gestor Técnico del Sistema y es donde se ejecutan los procesos de solicitud, contratación y cálculo de requerimientos de garantías de los contratos de capacidad de las instalaciones incluidas en el régimen regulado de accesos de terceros.

La Plataforma SL-ATR es asimismo gestionada por el Gestor Técnico del Sistema, y es donde se calcula el balance en el PVB, publicándose en ella las tarifas y liquidaciones de desbalances aplicables a los usuarios.

La Plataforma del Mercado Organizado de gas, gestionada por el Operador del Mercado, es donde se desarrolla la negociación del Mercado Organizado.

Finalmente, la Plataforma del Gestor de Garantías, gestionada asimismo por Operador del Mercado es donde los sujetos formalizan y gestionan las garantías, incluyendo la aportación, asignación, consulta y recepción de notificaciones relacionadas con el sistema de garantías.

El artículo 33.4 de dicho Título III del Real Decreto 984/2015 de 30 de octubre, establece que por resolución del Secretario de Estado de Energía se aprobará, como mínimo, un modelo normalizado de prestación de garantías, el importe de las garantías, los instrumentos válidos para la formalización de las garantías, el protocolo de comunicación con el Gestor de Garantías y el protocolo de actuación en caso de incumplimientos.

Por Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, se aprobaron las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas. En el apartado 6 de las Reglas de Mercado, contenidas en el del Anexo I de dicha Resolución de 4 de diciembre de 2015, se establecen los principios rectores del sistema de garantías en el Mercado Organizado de gas. El apartado 3 de la Resolución de Mercado sobre facturación, cobro y pagos y garantías incluida en Anexo III de la Resolución de 4 de diciembre de 2015 se describe la metodología de cálculo y gestión de las garantías para participar en el Mercado Organizado de Gas, incluyéndose asimismo en el Anexo A el modelo normalizado de contrato de prestación de garantías.

Asimismo, la disposición final segunda del citado Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, deteminó que el Gestor de Garantías y el Gestor Técnico del Sistema formularán una propuesta conjunta en relación con el proceso de gestión de garantías contemplado en el artículo 33.4 tanto para las garantías de contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado como para las garantías de participación en el Mercado Organizado de Gas y de liquidación de desbalances.

De acuerdo a lo anterior, con fecha de 3 de febrero de 2016, las sociedades MIBGAS, S.A. y ENAGAS GTS, S.A.U., en calidad de Operador del Mercado y Gestor Técnico del Sistema respectivamente, enviaron al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta conjunta del proceso de gestión de garantías mencionado en el citado artículo 33.4 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, que se ha tomado como base de partida para elaborar la presente resolución.

La presente resolución aprueba las Normas de Gestión de Garantías, incluyendo el protocolo de comunicación con el Gestor de Garantías y el de actuación en caso de incumplimientos, así como el documento de aceptación y adhesión a dichas normas, los modelos de aval bancario, de contrato de línea de crédito y de certificado de seguro de caución, el formulario de datos de la entidad, así como el formulario de ejecución de garantías. Asimismo, se aprueban los importes y vigencia de las garantías requeridas para desbalances en el Punto Virtual de Balance y para la contratación de capacidad.

Finalmente, se modifica la Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, para adaptarla a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista aprobadas en la presente resolución y para adaptarlo a las propuestas presentadas por el Comité de Agentes del Mercado.

De acuerdo con lo establecido en los artículos 15 y 16 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, la presente resolución fue remitida para informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La Sala de Supervisión Regulatoria de dicha Comisión, en su sesión de 16 de junio de 2016 aprobó el citado informe, para cuya realización se llevó a cabo el trámite de audiencia a través de los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, de acuerdo a lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia. Dicho informe fue tenido en consideración en la elaboración de la presente resolución.

A la vista de todo lo anterior esta Secretaría de Estado resuelve lo siguiente:

Primero.

Aprobar las Normas de Gestión de Garantías contenidas en los siguientes anexos:

ANEXO I. Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

ANEXO II. Documento de aceptación y adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

ANEXO III. Modelo de aval bancario.
ANEXO IV. Modelo de contrato de línea de crédito.
ANEXO V. Modelo de certificado de seguro de caución.
ANEXO VI. Datos de la entidad.
ANEXO VII. Formulario ejecución de garantías.

Segundo.

Aprobar el importe y la vigencia de las garantías requeridas para desbalances en el Punto Virtual de Balance contenidas en el anexo VIII.

Tercero.

Aprobar el importe y la vigencia de las garantías requeridas para la contratación de capacidad contenidas en el anexo IX.

[. . .]

Quinto.

Se habilita al titular de la Dirección General de Política Energética y Minas para dictar las disposiciones necesarias para aplicar la presente resolución.

Sexto.

La aplicación de las disposiciones de la presente resolución quedará condicionada a la aprobación y entrada en vigor de los Contratos Marco o modelos normalizados de acceso a las instalaciones del sistema gasista.

Séptimo.

La presente resolución surtirá efectos desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Las garantías para la contratación de capacidad y para desbalance en el Punto Virtual de Balance serán exigibles desde el 1 de octubre de 2016. Hasta el 30 de enero de 2017, el parámetro dusu definido en el Anexo VIII, tomará el valor inicial de 0,05.

La Plataforma de Gestión de Garantías deberá estar disponible a partir del 1 de octubre de 2016. Las garantías vigentes a 30 de septiembre de 2016 constituidas a favor de MIBGAS para respaldar las operaciones realizadas en el Mercado Organizado de Gas se entenderán válidas en el Gestor de Garantías, quedando asignadas a la Cuenta de Asignación del Mercado hasta el 30 de noviembre de 2016, fecha en la que, en todo caso, perderán su vigencia.

En el plazo máximo de dos meses desde que surta efectos la presente resolución, el Operador de Mercado, implementará las modificaciones de las Reglas del Mercado del Gas. La fecha de entrada en funcionamiento de dichas modificaciones se comunicará a los agentes del mercado mediante una instrucción de mercado, con al menos tres días de antelación.

La presente resolución agota la vía administrativa, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 109 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, en relación con la disposición adicional decimoquinta de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado. Contra la misma podrá interponerse recurso contencioso-administrativo, ante la Sala de lo Contencioso administrativo de la Audiencia Nacional, en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución, de conformidad con la Ley 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-administrativa. También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, contado a partir del día siguiente al de la publicación, significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo.

ANEXO I

Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista

1. Cuenta de Garantías y Cuenta de Asignación de Actividades

1.1 Cuenta de Garantías.

Las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, las garantías para la participación en el Mercado Organizado de Gas y las garantías para la liquidación de desbalances, tanto en el Punto Virtual de Balance como en plantas de regasificación, serán gestionadas de forma conjunta por el Gestor de Garantías.

Cada usuario estará asociado a una única Cuenta de Garantías, en la que se registrarán las garantías formalizadas necesarias para su participación en las antedichas actividades. A cada Cuenta de Garantías solo podrá estar asociado un usuario.

Se calculará el excedente de la Cuenta de Garantías del titular como la diferencia entre el importe de las garantías depositadas y la suma de las garantías asignadas para la cobertura de las obligaciones incurridas por el titular.

1.2 Cuentas de Asignación de Actividades.

Cada Usuario de Cuenta de Garantías dispondrá de una Cuenta de Asignación para cada una de las actividades en las que esté dado de alta, donde se registrarán de forma continua lo siguiente:

– El importe de las garantías formalizadas que han sido asignadas por el usuario para dar cobertura a sus obligaciones en la Actividad.

– Los requerimientos de garantías asociados al usuario comunicados por el responsable de la Actividad.

– El saldo de garantías disponible del usuario para la Actividad (saldo disponible por actividad) se calculará como la diferencia entre el importe de las garantías asignadas a dicha cuenta y los requerimientos de garantías de dicha Actividad, teniendo en cuenta la vigencia de los mismos. Una garantía está comprometida para una Actividad si en caso de eliminar su asignación esto diera lugar a un saldo de garantías disponible negativo para la actividad en un momento presente o futuro.

2. Usuarios de una Cuenta de Garantías

2.1 Definición de Usuario de Cuenta de Garantías.

El Usuario de Cuenta de Garantías es aquella persona jurídica que, habiendo firmado el Documento de Aceptación y Adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, está asociada a una Cuenta de Garantías.

2.2 Entidades que pueden adquirir la condición de Usuario de Cuenta de Garantías.

Podrán adquirir la condición de Usuario de Cuenta de Garantías:

i. Los Sujetos Habilitados por el Gestor Técnico del Sistema.

ii. Los Agentes del Mercado Organizado de Gas.

iii. Los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista que se definen a continuación:

– Comercializadores de gas natural y consumidores directos en mercado.

– Los transportistas y distribuidores de gas natural

– El Gestor Técnico del Sistema y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).

iv. Aquellas otras entidades que la normativa establezca.

2.3 Derechos y obligaciones de los Usuarios de Cuenta de Garantías.

Sin perjuicio de otros derechos que se encuentren establecidos en la normativa aplicable, cada Usuario de Cuenta de Garantías tiene derecho a:

i. Formalizar garantías para respaldar sus obligaciones en el sistema gasista.

ii. Asignar el importe de sus garantías no comprometido a las Cuentas de Asignación de las Actividades.

iii. Tener acceso a la información relativa a sus garantías formalizadas, al excedente de la cuenta de garantías, al Saldo Operativo Disponible por actividad y a los requerimientos de garantías en sus Cuentas de Asignación de Actividades.

iv. Efectuar consultas y reclamaciones de acuerdo con las presentes Normas.

v. Confidencialidad de aquella información que haya intercambiado con el Gestor de Garantías.

vi. Ser informado en tiempo y forma de cualquier modificación tanto en la normativa del Gestor de Garantías, así como de todas aquellas que puedan condicionar su participación.

Sin perjuicio de otras obligaciones que se encuentren establecidas en la normativa aplicable, cada Usuario de Cuenta de Garantías debe:

vii. Aportar las garantías que le corresponden por las obligaciones adquiridas en el ejercicio de su actividad.

viii. Satisfacer los requisitos de admisión.

ix. Mantener la confidencialidad de aquella información que haya obtenido a través de su relación con el Gestor de Garantías.

x. Disponer de los medios necesarios para la correcta operativa del Gestor de Garantías y cumplir los requerimientos en la operación técnica.

xi. Mantener sus datos debidamente actualizados en la Plataforma de Gestión de Garantías.

xii. Atender a las solicitudes del Gestor de Garantías en el ejercicio de sus funciones.

xiii. Comunicar el cese en el cumplimiento de cualquiera de los requisitos de acceso al Gestor de Garantías.

xiv. Comunicar la existencia de cualquier tipo de declaración de preconcurso y concurso de acreedores, ya sea solicitada por el Titular de Cuenta de Garantías o que, siendo solicitada por un tercero, haya sido admitida a trámite.

2.4 Procedimiento de alta del Usuario de Cuenta de Garantías.

La entidad que desee adquirir la condición de Usuario de Cuenta de Garantías deberá remitir de manera electrónica utilizando medios que garanticen la autenticidad e integridad de la información al Gestor de Garantías la siguiente documentación:

i. Información básica del Usuario de Cuenta de Garantías: denominación social, código de identificación fiscal o documento equivalente de la entidad presentadora de la solicitud y domicilio social.

ii. Documento acreditativo, con la necesaria fehaciencia, de las facultades del firmante de la solicitud y el firmante del Documento de Adhesión.

iii. Cualquier otra documentación adicional requerida por el Gestor de Garantías en el ejercicio de sus funciones.

iv. Información básica del Usuario de Cuenta de Garantías: denominación social, código de identificación fiscal o documento equivalente, domicilio social y código EIC.

v. Personas de contacto.

vi. Usuarios autorizados para acceder a la Plataforma de Gestión de Garantías, con indicación de los permisos otorgados.

vii. Confirmación de la Cuenta de Garantías asociada.

viii. Detalle de la cuenta bancaria.

La adquisición de la condición de Usuario de Cuenta de Garantías se producirá cuando el Gestor de Garantías haya constatado el cumplimiento de los requisitos previstos. La modificación de los datos y de la documentación proporcionada al Gestor de Garantías surtirá efectos tras la correspondiente verificación y aceptación.

Durante el proceso de alta del Usuario de Cuenta de Garantías, el Gestor de Garantías generará una Cuenta de Garantías de su titularidad. A través de la Plataforma de Gestión de Garantías, el usuario podrá confirmar la asociación a dicha cuenta, convirtiéndose en Titular de Cuenta de Garantías.

2.5 Suspensión temporal de un Usuario de Cuenta de Garantías.

En caso de actuaciones reiteradas o sustanciales contrarias a lo establecido en estas Normas y de acuerdo con el historial del Usuario de Cuenta de Garantías, el Gestor de Garantías se reserva la posibilidad de suspender temporalmente las acciones de asignación y devolución de garantías.

2.6 Baja de un Usuario de Cuenta de Garantías.

Se producirá la baja del Usuario de Cuenta de Garantías en caso de que se produzca alguna de las siguientes circunstancias:

i. A petición del Usuario de Cuenta de Garantías.
ii. En caso de que la entidad haya dejado de cumplir las condiciones para ser Usuario de Cuenta de Garantías.

En ambos casos, antes de proceder a la baja, el Gestor de Garantías se asegurará de que el Usuario de Cuenta de Garantías no tiene requerimientos de garantías vigentes y confirmará con el Gestor Técnico del Sistema y con el Operador del Mercado que ha cerrado todas sus posiciones, no teniendo compromisos pendientes.

3. Plataforma de Gestión de Garantías

La Plataforma de Gestión de Garantías permitirá a los Usuarios, mediante el uso de un certificado digital:

i. Registrar y actualizar sus datos.
ii. Asignar garantías a las Cuentas de Asignación de Actividades.
iii. Tramitar los instrumentos de garantías que aportan.
iv. Recibir las notificaciones acerca de los nuevos requerimientos de garantías y de los procesos de ejecución ante incumplimiento.
v. Consultar las solicitudes de requerimientos de garantías realizadas por el Gestor Técnico del Sistema, el operador de la planta de regasificación o el Operador del Mercado, y las subsiguientes confirmaciones de aceptación o rechazo del requerimiento por parte del Gestor de Garantías.
vi. Realizar consultas y reclamaciones.

El Gestor de Garantías pondrá a disposición de los usuarios unas Guías de Usuario para la eficaz operación y la adecuada utilización de la Plataforma de Gestión de Garantías.
La Plataforma de Gestión de Garantías permitirá la utilización de la firma electrónica en todos sus trámites en los que sea posible, así como para la firma de los diferentes Modelos de formalización de garantías que sean de aplicación.

3.1 Información proporcionada en la Plataforma de Gestión de Garantías.

A través de la Plataforma de Gestión de Garantías, los siguientes interesados tendrán a su disposición la siguiente información, accesible mediante certificado digital:

i. Usuarios de Cuenta de Garantías: información detallada sobre las garantías formalizadas en su Cuenta de Garantías asociada, los requerimientos de garantías de sus Cuentas de Asignación asociadas y el Saldo Operativo Disponible por actividad.
ii. Gestor Técnico del Sistema y operadores de las plantas de regasificación: Requerimientos de las Cuentas de Asignación de cada una de las actividades bajo su responsabilidad. Esta información podrá ser consultada tanto para la fecha actual como para una fecha pasada por un periodo máximo de hasta 16 meses.

3.2 Interacción con otras plataformas.

El Gestor de Garantías interactuará, entre otras, con la Plataforma del Mercado Organizado de gas, la Plataforma SL-ATR y la Plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad.
Las indisponibilidades o fallos en los sistemas o en los intercambios de información entre el Gestor de Garantías y los responsables de las Actividades no podrán en ningún caso interrumpir la gestión de garantías de las restantes actividades.

3.2.1 Mecanismos de intercambio de información entre el Gestor de Garantías y el Gestor Técnico del Sistema y los operadores de las plantas de regasificación.

Los intercambios de información asociados a los procesos de gestión de garantías se realizarán por los medios y con el formato establecido en los documentos publicados en las páginas web del Gestor de Garantías y del Gestor Técnico del Sistema «Especificaciones Técnicas del proceso de gestión de garantías acordado entre Gestor Técnico del Sistema y Gestor de Garantías» y «Especificaciones Técnicas del proceso de gestión de garantías entre los operadores de las plantas de regasificación y el Gestor de Garantías»

Asimismo, en la página web del Gestor de Garantías estarán publicadas las «Especificaciones Técnicas del proceso de gestión de garantías entre los operadores de las plantas de regasificación y el Gestor de Garantías».

Todos los intercambios de información automáticos se realizarán en formato XML a través de Servicios Web.

Las comunicaciones de requerimientos de garantías, así como las confirmaciones de aceptación o rechazo, irán firmadas electrónicamente.

Las solicitudes de ejecución de garantías serán comunicadas mediante correo electrónico, adjuntando en el mismo el formulario de ejecución de garantías, debidamente firmado y, posteriormente, se enviará el documento original.

4. Constitución de Garantías

4.1 Alta, baja y modificación.

Los Usuarios de una Cuenta de Garantías deberán solicitar el alta, baja o modificación de garantías, así como la modificación de los importes de garantías asignados a las Cuentas de Asignación de cada una de las actividades a través de la Plataforma del Gestor de Garantías.

Dichas solicitudes serán verificadas, aceptadas o denegadas por el Gestor de Garantías, pudiendo realizar previamente consultas a los operadores de las plantas de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o el Operador del Mercado.

La confirmación de la aceptación de las solicitudes se realizará a través de la Plataforma de Gestión de Garantías.

El Gestor de Garantías publicará en su plataforma los plazos de tramitación de estas solicitudes.

4.2 Formalización de garantías.

La formalización de las garantías por el Usuario de una Cuenta de Garantías deberá realizarse a favor del Gestor de Garantías mediante los siguientes instrumentos:

i. Depósitos en efectivo. El Gestor de Garantías designará una cuenta de tesorería en una entidad financiera residente en un Estado Miembro de la Unión Europea donde se formalizarán los depósitos en efectivo. El Gestor de Garantías únicamente podrá ordenar los cargos y abonos en esa cuenta por la gestión de garantías.

El Gestor de Garantías podrá rentabilizar el efectivo existente en esta cuenta. Los intereses devengados en esta cuenta sean positivos o negativos, u otros cargos que aplique la entidad bancaria por los saldos en efectivo, menos los posibles costes de la misma y menos un máximo de 15 puntos básicos de tipo de interés, que podrá conservar el Gestor de Garantías en concepto de comisión de gestión, se trasladarán a los usuarios que hayan aportado los depósitos en efectivo en proporción a estos. El Gestor de Garantías podrá comunicar, mediante Nota Técnica, las características particulares de los intereses devengados para el periodo correspondiente.

ii. Aval de carácter solidario prestado por un banco o cooperativa de crédito residente en un Estado Miembro de la Unión Europea o sucursal en España de entidad no residente en un Estado Miembro de la Unión Europea, que no pertenezca al grupo de la avalada o afianzada, a favor del Gestor de Garantías y depositado en la entidad bancaria o cooperativa de crédito, en el que el avalista o fiador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el avalista o fiador puedan

oponer excepción alguna para evitar el pago al Gestor de Garantías y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el avalista o fiador y el avalado o afianzado.

iii. Autorización irrevocable de utilización de una línea de crédito de una entidad bancaria o cooperativa de crédito residente en un Estado Miembro de la Unión Europea o sucursal en España de entidad no residente en un Estado Miembro de la Unión Europea. Las líneas de crédito contempladas en el presente apartado tendrán carácter finalista, debiendo ser utilizadas exclusivamente como líneas de cobertura en garantía de obligaciones contraídas en virtud de sus obligaciones por su participación y operaciones en el sistema gasista.

iv. Certificado de Seguro de Caución solidario prestado por entidad aseguradora residente en un Estado Miembro de la Unión Europea o sucursal en España de entidad no residente en un Estado Miembro de la Unión Europea, autorizada por la Dirección General de Seguros y que no pertenezca al grupo del tomador del seguro, a favor del Gestor de Garantías como asegurado, en que el asegurador reconozca que su obligación de pago en virtud del mismo es a primer requerimiento, totalmente abstracta, sin que el asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago al Gestor de Garantías y, en especial, ninguna dimanante de las relaciones subyacentes entre el asegurador y el tomador del seguro. En particular, el Certificado mencionará expresamente que la falta de pago de la prima no dará derecho a la aseguradora a resolver el contrato, ni este quedará extinguido, ni la cobertura de la aseguradora suspendida, ni esta liberada de su obligación en el caso de que se produzca incumplimiento en el pago por parte del tomador del seguro.

El pago con cargo a la garantía ejecutada deberá efectuarse de tal forma que el Gestor de Garantías pueda hacerla efectiva a primer requerimiento en la plaza de Madrid y en el plazo máximo del día hábil siguiente al momento en que requiera el pago del avalista.

El Gestor de Garantías rechazará avales, líneas de crédito o seguros de caución que no cumplan con ninguna de las siguientes condiciones:

i. Una calificación crediticia de la entidad bancaria, cooperativa de crédito o, en su caso, de la entidad aseguradora, sea, como mínimo, «Investment Grade», entre las otorgadas por las agencias de calificación, Standard & Poor's, Moody's o Fitch. En el caso de entidades aseguradoras se considerará también la agencia de calificación A.M. Best.

ii. Una calificación crediticia de la entidad bancaria, cooperativa de crédito o, en su caso, de la entidad aseguradora, entre las otorgadas por las agencias de calificación Standard & Poor's, Moody's o Fitch se encuentra un nivel por debajo de «Investment Grade» y la entidad cumple las condiciones adicionales consistentes en la aportación de una garantía en efectivo adicional del 33% sobre el total de los avales y líneas de crédito formalizados en la cuenta del Gestor de Garantías. En el caso de entidades aseguradoras se considerará también la agencia de calificación A.M. Best.

iii. Una calificación crediticia de la entidad bancaria, cooperativa de crédito o, en su caso, de la entidad aseguradora, entre las otorgadas por las agencias de calificación Standard & Poor's, Moody's o Fitch se encuentra dos niveles por debajo de «Investment Grade» y la entidad cumple las condiciones adicionales consistentes en la aportación de una garantía en efectivo adicional del 66% sobre el total de los avales y líneas de crédito formalizados en la cuenta del Gestor de Garantías. En el caso de entidades aseguradoras se considerará también la agencia de calificación A.M. Best.

En estos dos últimos casos, los ingresos de efectivo se redondearán al múltiplo de 1.000 € superior. Así mismo, en estos dos últimos casos, las entidades garantes estarán obligadas a presentar previamente ante el Gestor de Garantías el formulario firmado por el apoderado de la entidad.

El Gestor de Garantías no admitirá ninguna modificación al texto de los modelos válidos de aval, certificado de seguro de caución y línea de crédito.

El Gestor de Garantías se reserva el derecho a rechazar garantías de entidades que no hubieran cumplido con los términos y condiciones establecidos en esta Resolución en ocasiones anteriores.

La garantía en forma de aval o certificado de seguro de caución electrónico se deberá formalizar en formato electrónico pdf o XML firmado electrónicamente mediante certificado electrónico de representación de la entidad garante (o certificado análogo que garantice que

el firmante es apoderado de la entidad garante). Excepcionalmente el Gestor de Garantías podrá establecer otros formatos adicionales para formalizar garantías.

La firma electrónica debe ser tal que permita que ésta pueda ser validada mediante aplicaciones de validación de firma de uso público, tales como la aplicación Valid-e (https://valide.redsara.es/valide/validarFirma/ejecutar.html) o equivalentes.

4.3 Vigencias de garantías formalizadas.

Los Usuarios de Cuenta de Garantías deberán sustituir sus garantías formalizadas cuando estén próximas a su expiración. En caso contrario se considerará un incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías, con las consecuencias que se describen en la Norma «Protocolo de actuación en caso de incumplimiento»

A efectos del cumplimiento de las obligaciones de constitución de garantías ante el Gestor de Garantías mencionada en el párrafo anterior, la garantía constituida produce efectos desde su aceptación por el Gestor de Garantías hasta el 5º (quinto) Día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía, sin perjuicio de que se mantengan todos los derechos y facultados del Gestor de Garantías hasta la mencionada fecha de expiración.

4.4 Importe y vigencia de las garantías requeridas.

i. Contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros.

El importe y la vigencia de las garantías requeridas para contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado serán los establecidos en al Anexo IX.

El cálculo de las garantías requeridas será realizado por el Gestor Técnico del Sistema. El resultado de este cálculo será notificado al usuario afectado y al Gestor de Garantías.

El Gestor Técnico del Sistema habilitará en el SL-ATR un simulador que proporcionará a los sujetos un cálculo no vinculante de las garantías requeridas, así como el detalle de los cálculos asociados a las garantías calculadas.

ii. Desbalances en el Punto Virtual de Balance.

El importe y la vigencia de las garantías requeridas para desbalances en el Punto Virtual de Balance serán los establecidos en al Anexo VIII.

El cálculo de las garantías requeridas será realizado por el Gestor Técnico del Sistema. El resultado del este cálculo será notificado al usuario afectado y al Gestor de Garantías.

El Gestor Técnico del Sistema habilitará en su página web un simulador que proporcionará a los sujetos un cálculo no vinculante de las garantías requeridas y la metodología utilizada para realizar dicho cálculo.

iii. Desbalances en Plantas de Regasificación.

El importe y la vigencia de las garantías requeridas para desbalances en las plantas de regasificación serán aprobados por Resolución del Secretario de Estado de Energía.

El cálculo de las garantías requeridas será realizado por el operador de la instalación conforme a la formulación y en los tiempos establecidos en las Normas de Gestión Técnicas del Sistema.

El operador de la instalación habilitará en su página web un simulador que proporcionará a los sujetos un cálculo no vinculante de las garantías requeridas.

iv. Mercado Organizado de Gas.

El importe y su fecha de fin de vigencia de las garantías requeridas para el alta como agentes y la negociación en el Mercado Organizado de Gas serán los establecidos en las Reglas y Resoluciones del Mercado Organizado de Gas.

El Operador del Mercado utilizará la información del Saldo Operativo Disponible de la actividad del Mercado Organizado con el fin de realizar el cálculo del Límite Operativo, conforme al detalle recogido en dichas Reglas y Resoluciones del Mercado Organizado de Gas.

5. Requerimientos de garantías

El Gestor Técnico del Sistema comunicará al Gestor de Garantías los requerimientos de garantías y su fecha de fin de vigencia relativos a los contratos de acceso a las

instalaciones, y los relacionados con desbalances en el Punto Virtual de Balance asociados a cada Usuario de Cuenta de Garantías. Los requerimientos serán anotados respectivamente en la Cuenta de Asignación de Capacidad y la Cuenta de Asignación de Desbalance en el Punto Virtual de Balance del titular de su Cuenta de Garantías asociada.

Los operadores de las plantas de regasificación comunicarán al Gestor de Garantías los requerimientos de garantías y su fecha de fin de vigencia, relacionados con desbalances en planta de regasificación asociados a cada Usuario de Cuenta de Garantías. Los requerimientos serán anotados en la Cuenta de Asignación de Desbalances de cada Planta de Regasificación del titular de su Cuenta de Garantías asociada.

El Operador del Mercado comunicará al Gestor de Garantías los requerimientos de garantías y su fecha de fin de vigencia, relativos al Mercado Organizado de gas asociados a cada Titular de Cuenta de Consolidación, definida en las propias Reglas del Mercado Organizado, que serán anotados en la Cuenta de Asignación del Mercado de dicho titular.

En caso de existir varios requerimientos pendientes de aceptación por falta de garantías, las nuevas garantías aportadas se asignarán para satisfacer los requerimientos por orden de fecha de cumplimiento, de menor a mayor.

5.1 Contenido de la comunicación de requerimiento.

Dicha comunicación incluirá el siguiente detalle:

i. El código del Usuario de la Cuenta de Garantías.
ii. La actividad asociada.
iii. El importe del requerimiento.
iv. La vigencia.
v. El plazo de cumplimiento del requerimiento.
vi. Un identificador único que facilite su trazabilidad.

5.2 Plazo de cumplimiento del requerimiento.

i. Si el plazo de cumplimiento del requerimiento es inmediato.

El Gestor de Garantías comprobará si existen garantías disponibles en la Cuenta de Garantías y procederá, en caso positivo, a aceptar el requerimiento, disminuyendo las garantías disponibles desde ese momento en la cuenta de Garantías, asignando el importe a la Cuenta de Asignación de la actividad y notificando el resultado al operador de la planta de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o al Operador del Mercado.

En caso de ser negativo, el Gestor de Garantías le comunicará al operador de la planta de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o al Operador del Mercado la no aceptación del requerimiento.

ii. Si el plazo de cumplimiento del requerimiento no es inmediato.

El Gestor de Garantías comprobará si existen garantías disponibles en la Cuenta Garantías asociada y procederá, en caso positivo, a aceptar el requerimiento, disminuyendo las garantías disponibles desde ese momento y notificando el resultado al operador de la planta de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o al Operador del Mercado.

En caso de ser negativo, el Gestor de Garantías le comunicará al operador de la planta de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o al Operador del Mercado la no aceptación del requerimiento y se lo notificará al Titular de la Cuenta de Garantías. Una vez recibida la garantía, aceptará el requerimiento, disminuyendo las garantías disponibles desde ese momento y notificará el resultado al operador de la planta de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o al Operador del Mercado. Si llegado el plazo de cumplimiento del requerimiento no se hubiera formalizado la garantía, el Gestor de Garantías informará al operador de la planta de regasificación, al Gestor Técnico del Sistema o al Operador del Mercado, según corresponda.

5.3 Liberación de garantías.

Si el requerimiento tiene fecha de fin de vigencia, la garantía será liberada una vez alcanzada dicha fecha. Si la vigencia del requerimiento de garantía es ilimitada, el operador de la planta de regasificación, el Gestor Técnico del Sistema o el Operador del Mercado comunicarán al Gestor de Garantías, en su momento, la liberación de las garantías

requeridas una vez dejen de ser exigibles. En cualquier caso, se liberarán las garantías en los siguientes supuestos:

i. La liberación de garantías requeridas en el caso de baja de usuarios con cartera de balance en el Punto Virtual de Balance, será comunicada por parte del Gestor Técnico del Sistema al Gestor de Garantías cuando el usuario haya cumplido todas sus obligaciones y saldado sus deudas, según establecen los contratos marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista.

ii. La liberación de garantías de desbalance requeridas en plantas de regasificación, será comunicada por parte del operador de la planta de regasificación al Gestor de Garantías cuando el usuario haya cumplido todas sus obligaciones y saldado sus deudas.

iii. Se liberarán las garantías en el Mercado Organizado de Gas siempre que el titular de la Cuenta de Consolidación a la que esté vinculada haya cumplido todas las obligaciones derivadas de la participación de sus Agentes asociados en el mercado, sin perjuicio de lo dispuesto en las Reglas del Mercado Organizado de Gas.

6. Actuación en caso de incumplimientos

De acuerdo con lo establecido en el artículo 35.1 Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, se consideran los siguientes tipos de incumplimiento:

6.1 Incumplimiento por demora en el pago.

En el caso de incumplimientos en el pago relativos a contratos de acceso a las instalaciones, el operador de la instalación lo comunicará el Gestor Técnico del Sistema, quien lo notificará al Gestor de Garantías.

En el caso de incumplimientos en el pago relativo al sistema de desbalances, el Gestor Técnico del Sistema o el operador de la planta de regasificación lo notificará al Gestor de Garantías.

En el caso de incumplimientos en el pago relativos al Mercado Organizado de Gas, el Operador del Mercado lo notificará al Gestor de Garantías.

Si de dicho incumplimiento se derivase la necesidad de ejecutar garantías, el operador de la planta de regasificación, el Gestor Técnico del Sistema o el Operador del Mercado, en su caso, solicitarán al Gestor de Garantías la ejecución de las mismas.

6.2 Incumplimiento en la aportación de nuevas garantías requeridas.

El Gestor de Garantías verificará que han sido satisfechos los requerimientos de garantías comunicados por el operador de la planta de regasificación, el Gestor Técnico del Sistema y por el Operador de Mercado, comunicándoselo a la mayor brevedad posible.

Existirá incumplimiento cuando el Usuario de la Cuenta de Garantías no disponga de garantías disponibles suficientes para satisfacer los requerimientos en el plazo máximo establecido en el contrato o normativa aplicable, salvo en el caso de solicitudes de nuevas contrataciones que no serán autorizadas.

El Gestor de Garantías informará a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al usuario, al Gestor Técnico del Sistema, al Operador del Mercado y, en su caso, al operador de la planta de regasificación, de los incumplimientos y de los importes ejecutados.

6.3 Incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías.

En el caso de que llegado el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de la garantía no hubiese sido sustituida por una garantía con vigencia superior a los cinco días hábiles siguientes, se considerará que se ha producido un incumplimiento en la formalización de garantías, y se ejecutará el importe necesario para cubrir los requerimientos pendientes, y estará sujeto al pago de una penalización, según se establece en la norma «Procedimiento de ejecución de garantías».

En relación con los avales, líneas de crédito o seguros de caución prestados ante el Gestor de Garantías que no cumplan con los requisitos establecidos, o bien aquellos que dejen de cumplirlos por una rebaja sobrevenida de su calificación, el Gestor de Garantías requerirá su sustitución por otra garantía válida en el plazo de cinco días hábiles.

Si la entidad avalista o aseguradora fuese declarada en suspensión de pagos o quiebra, o hubiera quedado sin efecto la autorización administrativa para el ejercicio de su actividad, el obligado a prestar garantía deberá sustituir dicha garantía por otra, de la misma modalidad o de otra de las recogidas en este punto, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha en que se produzca el cambio en la situación de la entidad avalista o aseguradora.

Si transcurrido el plazo establecido en los párrafos anteriores, las garantías no se hubieran sustituido, se ejecutarán en la cantidad necesaria para cubrir los requerimientos de garantías del incumplidor.

7. Procedimiento de ejecución de garantías

Las garantías se ejecutarán por el Gestor de Garantías a solicitud del operador de la planta de regasificación, del Gestor Técnico del Sistema o, en su caso, del Operador del Mercado.

La solicitud de ejecución de garantías contendrá, al menos, la siguiente información:

i. Identificación del usuario incumplidor.
ii. Precepto normativo incumplido.
iii. Identificativo de los requerimientos de garantías asociados a la ejecución.
iv. Importe.
v. Indicación de si dichos requerimientos de garantías siguen vigentes tras la ejecución.

Ante una solicitud, el Gestor de Garantías ejecutará los siguientes importes de garantías, hasta cubrir el importe total solicitado, siempre que sea posible, y de acuerdo con la prelación que se indica a continuación:

1. El importe de la garantía correspondiente al identificativo del requerimiento.
2. El importe del Saldo Operativo Disponible de la actividad.
3. El excedente de la Cuenta de Garantías.
4. El importe del Saldo Operativo Disponible de otras actividades.

Los importes ejecutados se asignarán en primer lugar, a cubrir los eventuales incumplimientos en el pago de desbalances de dicho sujeto y, posteriormente cualquier otra obligación económica pendiente con el sistema gasista, de manera proporcional entre todos los pagos pendientes del usuario en la fecha en la que se produzca la suspensión del titular, y en último lugar, a los impagos que se generen tras la suspensión, en su caso.

El Gestor de Garantías informará al solicitante del importe total ejecutado y del uso de las garantías. El operador de la planta de regasificación, el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Mercado informarán a los sujetos afectados de dicha ejecución el mismo día en que esta se produzca.

El operador de la planta de regasificación, el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Mercado serán responsables de la exactitud de la información contenida en la solicitud de ejecución de garantías enviada al Gestor de Garantías, sin perjuicio de la responsabilidad del Gestor de Garantías en la correcta realización del proceso.

La solicitud de ejecución a la entidad avalista se efectuará no más tarde del siguiente día hábil y bancario desde la recepción de la solicitud de ejecución. El importe, una vez ingresado por la entidad avalista, se ingresará en la cuenta indicada por el solicitante de la ejecución no más tarde del siguiente día hábil y bancario al del ingreso.

La ejecución de cualquier tipo de garantías conllevará el pago de una penalización del 0.01 % de la cantidad ejecutada, con un mínimo de 400 EUR, que se abonará al Gestor de Garantías.

El calendario de días hábiles y días bancarios será publicado por el Gestor de Garantías en su página web.

8. Consultas y reclamaciones

El Usuario de Cuenta de Garantías podrá efectuar consultas y reclamaciones mediante la Plataforma de Gestión de Garantías, que serán analizadas y respondidas por el Gestor de Garantías en un plazo máximo de 5 días hábiles.

El Gestor de Garantías analizará y, en su caso, subsanará cuanto antes el problema, manteniendo informado en todo instante al Usuario de Cuenta de Garantías afectado.

El Usuario de la Cuenta de Garantías podrá efectuar reclamaciones en el plazo de 3 días hábiles tras la publicación de la información asociada.

9. Protección de datos

De conformidad con lo establecido en la Ley Orgánica 15/1999, de Protección de datos, los datos de carácter personal proporcionados y los que los Titulares de la Cuenta de Garantías en cualquier momento faciliten, como consecuencia de la relación establecida con el Gestor de Garantías, serán incluidos en un fichero automatizado de datos titularidad de MIBGAS y mantenidos bajo su responsabilidad. La finalidad de dicho fichero es el registro y seguimiento de los Usuarios de Cuenta de Garantías, asegurando las conexiones dentro del mismo, así como la seguridad en el tráfico comercial de la empresa.

El Usuario de Cuenta de Garantías autoriza expresamente a MIBGAS para la remisión de comunicaciones comerciales relativas al ámbito de actuación del Gestor de Garantías, por vía electrónica o medios análogos. El Usuario de Cuenta de Garantías puede revocar su autorización a través de una carta dirigida al domicilio social de la compañía, o bien a través de la siguiente dirección de correo electrónico: infogarantias@mibgas.es. Así mismo el Usuario de Cuenta de Garantías presta su consentimiento para que el Gestor de Garantías pueda enviar los datos que precise al Operador del Mercado, al Gestor Técnico del Sistema y al operador de la planta de regasificación para el desarrollo de sus funciones.

El Usuario de Cuenta de Garantías podrá, en cualquier momento, acceder al mencionado fichero con la finalidad de ejercitar los derechos de acceso, rectificación, cancelación y oposición respecto a sus datos personales. Dichos derechos podrán ejercitarse mediante comunicación escrita dirigida al domicilio social de MIBGAS.

10. Legislación aplicable y solución de conflictos

Serán de aplicación a estas Normas las leyes españolas.

Los conflictos que puedan surgir en relación con la gestión de garantías, se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, decidirán todas las cuestiones planteadas, pondrán fin a la vía administrativa y serán recurribles ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia velará por el efectivo cumplimiento de las resoluciones que dicte, en virtud de lo establecido en el presente artículo.

Las partes acuerdan someter cualesquiera diferencias entre las mismas que, por imperativo legal, no puedan someterse arbitraje, a los Juzgados y Tribunales de la ciudad de Madrid, con renuncia a cualquier otro Juez o Tribunal que pudiera resultar competente.

11. Modificaciones de las normas de gestión de garantías del sistema gasista

La adhesión de cada Usuario de Cuenta de Garantías a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista lo es, también, a las modificaciones que puedan introducirse en las mismas.

ANEXO II

Documento de aceptación y adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista

D ....., con DNI/ Pasaporte número ....., en nombre y representación de ....., con código de Identificación Fiscal (C.I.F.) o equivalente número ..... y domicilio social en ....., con facultades que expresamente declara válidas, en vigor y

suficientes para la suscripción de este documento (en adelante «Titular de Cuenta de Garantías/Usuario de Cuenta de Garantías»).

EXPONE

I. Que de acuerdo con los establecido en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado, para la participación en el Mercado Organizado de Gas y para la liquidación de desbalances, tanto en el Punto Virtual de Balance como en las plantas de regasificación, serán gestionadas de forma conjunta por MIBGAS S.A., como Gestor de Garantías.

II. Que de acuerdo con el establecido en la normativa aplicable para poder adquirir la condición de Usuario ante el Gestor Técnico del Sistema, acceder a la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros o participar en el Mercado Organizado de Gas, es necesaria la formalización de garantías frente al Gestor de Garantías.

III. A estos efectos, el Titular de Cuenta de Garantías/Usuario de Cuenta de Garantías se adhiere expresamente a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, por lo que suscribe expresamente el presente documento de adhesión, de acuerdo con las siguientes

CLÁUSULAS

Primera. *Aceptación y adhesión.*

El Titular de Cuenta de Garantías/Usuario de Cuenta de Garantías declara conocer y aceptar libre, irrevocable e incondicionalmente las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, aprobadas por la correspondiente Resolución de la Secretaría de Estado de Energía y se compromete a cumplirlas sin reservas, restricciones ni condicionamientos.

En particular, y sin perjuicio de las demás obligaciones que, en su caso, correspondan al Titular de Cuenta de Garantías/Usuario de Cuenta de Garantías conforme a lo establecido en la normativa aplicable, el firmante declara conocer expresamente y se compromete al cumplimiento de lo establecido en materia de garantías en los correspondientes ámbitos de actuación recogidos en el Expositivo I anterior, así como el formato y los medios de comunicación para la formalización, gestión y ejecución de tales garantías y las correspondientes obligaciones administrativas y fiscales que puedan derivarse de su formalización.

Segunda. *Confidencialidad.*

El Titular de Cuenta de Garantías/Usuario de Cuenta de Garantías, se obliga a observar confidencialidad respecto de aquellas informaciones que tengan tal carácter y a las que hayan podido tener acceso como consecuencia de las actuaciones realizadas con el Gestor de Garantías en los términos y con el alcance recogido en las correspondientes Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

Tercera. *Responsabilidad y fuerza mayor.*

El Gestor de Garantías no responderá, salvo dolo o negligencia, de las consecuencias de las actuaciones en las que intervengan los Titulares de Cuenta de Garantías/Usuarios de Cuenta de Garantías o terceros, ni de las derivadas de la aplicación de las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista y de los sistemas de información y comunicación de terceros utilizados para el intercambio de información con la plataforma del gestor.

Tampoco responderá el Gestor de Garantías de consecuencias derivadas de circunstancias que se encuentren fuera de su control directo, de los casos de fuerza mayor o de carácter fortuito, de las consecuencias indirectas de las actuaciones y operaciones desarrolladas en el mercado gasista ni de los riesgos derivados del funcionamiento del mismo. A estos efectos, se considerarán como causas de fuerza mayor aquellos sucesos

que no hubiesen podido preverse o que previstos fueran inevitables, de acuerdo con lo establecido en el artículo 1.105 del Código Civil.

A título enunciativo, tendrá la consideración de fuerza mayor, el fallo en la Plataforma de Gestión de Garantías derivado de cualquier suceso imprevisible o que, en caso de que hubiera podido preverse, resultara inevitable.

Los Titulares de Cuenta de Garantías/Usuarios de Cuenta de Garantías no podrán declarar fuerza mayor en relación con los compromisos de formalización de garantías, sin perjuicio de las medidas que pudiera tomar el Gobierno en caso de declaración de una situación de emergencia, conforme a lo establecido en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos.

De acuerdo con lo anterior suscribe el presente documento de adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

En ....., a ..... de ..... de 20.....

P.p.

Fdo.:.....

ANEXO III

Modelo 1.º de aval bancario

SOLO VÁLIDO PARA LA PRESENTACIÓN POR CORREO POSTAL DE LA GARANTÍA

....., …… de ..... de 20....

..... (Datos de la entidad financiera) con domicilio en ..... y correo electrónico ……....., representado en este acto por don/doña …….....…. con facultades suficientes para ello en virtud de ……, de fecha ….....

AVALA

De forma incondicional e irrevocable a …….....…… (el titular de cuenta de garantías), como Titular de Cuenta de Garantías, ante MIBGAS S.A. (Gestor de Garantías), como Gestor de Garantías, hasta el importe máximo de.....…… euros, para responder del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones económicas contraídas por su participación y operaciones en el sistema gasista, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, incluyendo cuantos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles.

..... (entidad financiera) se constituye en obligado solidario con el deudor principal al pago de todas las cantidades que fueran debidas por aquél en virtud de lo establecido en el párrafo anterior, con renuncia expresa a los beneficios de orden, excusión y, en su caso, división, y teniendo esta garantía carácter abstracto y por tanto sin que el avalista pueda oponer excepción alguna para evitar el pago y en especial ninguna derivada de relaciones subyacentes entre el avalista y avalado.

El pago se hará efectivo a primer requerimiento, contra la presentación por parte de Gestor de Garantías al avalista de escrito por el que se comunica el incumplimiento del avalado, indicando en el mismo la cuenta corriente donde deba efectuarse el pago correspondiente, de tal forma que, en caso de que Gestor de Garantías exija el desembolso al avalista, éste pueda hacerla efectiva en el plazo máximo del siguiente día hábil a aquél en que requiera el pago del avalista.

La presente garantía extiende su vigencia hasta que Gestor de Garantías autorice su cancelación/ hasta el .... de ..... de 20…inclusive, (elegir una de las dos alternativas) quedando nulo y sin efecto después de esta última fecha, no siendo exigible al avalista, a partir de entonces, responsabilidad alguna derivada del aval, aunque la misma proceda de obligaciones contraídas o exigibles anteriores a la fecha de duración establecida, y sin que sea necesaria la devolución del documento original del aval.

Toda vez que la entidad avalista tenga el presente documento en su poder, se entenderá que no existen responsabilidades pendientes dimanantes del aval descrito, y por ello puede procederse a la cancelación del mismo.

Antes del quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al del vencimiento del aval, (el titular de cuenta de garantías) deberá sustituir la garantía en vigor por una nueva garantía ante el Gestor de Garantías de entre las permitidas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista. Si transcurrido el quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al vencimiento o no renovación de la presente garantía (el titular de cuenta de garantías) no hubiese sustituido esta garantía por otra garantía de las contempladas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, el Gestor de Garantías procederá a la ejecución de la presente garantía hasta el importe necesario para cubrir las obligaciones del Titular de Cuenta de Garantías, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

La legislación española será de aplicación, con carácter exclusivo, para la interpretación y ejecución de lo establecido en el presente documento.

..... (entidad financiera) se somete a los juzgados y tribunales de Madrid capital, con renuncia expresa a cualquier otro fuero que pudiera corresponderle, para la resolución de cualquier controversia que en aplicación de la presente garantía pudiera suscitarse.

Por …….....……
(entidad financiera)

Modelo 2.º de aval bancario

SOLO VÁLIDO PARA LA PRESENTACIÓN ELECTRÓNICA DE LA GARANTÍA

....., …… de ..... de 20....

..... (Datos de la entidad financiera) con domicilio en ..... y correo electrónico ……....., representado en este acto por don/doña …….....…… con facultades suficientes para ello en virtud de ……, de fecha ….....

AVALA

De forma incondicional e irrevocable a …….....……. (el titular de cuenta de garantías), como Titular de Cuenta de Garantías, ante MIBGAS S.A. (Gestor de Garantías), como Gestor de Garantías, hasta el importe máximo de .....……. euros, para responder del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones económicas contraídas por su participación y operaciones en el sistema gasista, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, incluyendo cuantos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles.

..... (entidad financiera) se constituye en obligado solidario con el deudor principal al pago de todas las cantidades que fueran debidas por aquél en virtud de lo establecido en el párrafo anterior, con renuncia expresa a los beneficios de orden, excusión y, en su caso, división, y teniendo esta garantía carácter abstracto y por tanto sin que el avalista pueda oponer excepción alguna para evitar el pago y en especial ninguna derivada de relaciones subyacentes entre el avalista y avalado.

El pago se hará efectivo a primer requerimiento, contra la presentación por parte de Gestor de Garantías al avalista de escrito por el que se comunica el incumplimiento del avalado, indicando en el mismo la cuenta corriente donde deba efectuarse el pago correspondiente, de tal forma que, en caso de que Gestor de Garantías exija el desembolso al avalista, éste pueda hacerla efectiva en el plazo máximo del siguiente día hábil a aquél en que requiera el pago del avalista.

La presente garantía extiende su vigencia hasta que Gestor de Garantías autorice su cancelación/ hasta el .... de ..... de 20…. inclusive, quedando nulo y sin efecto después de esta última fecha, no siendo exigible al avalista, a partir de entonces, responsabilidad alguna derivada del aval, aunque la misma proceda de obligaciones

contraídas o exigibles anteriores a la fecha de duración establecida, y sin que sea necesaria la devolución del documento original del aval.

Toda vez que la entidad Avalista disponga de documento con firma electrónica del Gestor de Garantías autorizando la cancelación de este aval, se entenderá que no existen responsabilidades pendientes dimanantes del aval descrito, y por ello puede procederse a la cancelación del mismo.

La Entidad financiera será único y exclusivo responsable en todo momento de la autenticidad de las firmas electrónicas incorporadas en este documento, así como de la suficiencia, validez y vigencia de las facultades de los firmantes.

Antes del quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al del vencimiento del aval, (el titular de cuenta de garantías) deberá sustituir la garantía en vigor por una nueva garantía ante el Gestor de Garantías de entre las permitidas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista. Si transcurrido el quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al vencimiento o no renovación de la presente garantía (el titular de cuenta de garantías) no hubiese sustituido esta garantía por otra garantía de las contempladas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, el Gestor de Garantías procederá a la ejecución de la presente garantía hasta el importe necesario para cubrir las obligaciones del Titular de Cuenta de Garantías, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

Toda vez que la entidad Avalista disponga de documento con firma electrónica del Gestor de Garantías autorizando la cancelación de este aval, se entenderá que no existen responsabilidades pendientes dimanantes del aval descrito, y por ello puede procederse a la cancelación del mismo.

La Entidad financiera será único y exclusivo responsable en todo momento de la autenticidad de las firmas electrónicas incorporadas en este documento, así como de la suficiencia, validez y vigencia de las facultades de los firmantes.

La legislación española será de aplicación, con carácter exclusivo, para la interpretación y ejecución de lo establecido en el presente documento.

……..... (entidad financiera) se somete a los juzgados y tribunales de Madrid capital, con renuncia expresa a cualquier otro fuero que pudiera corresponderle, para la resolución de cualquier controversia que en aplicación de la presente garantía pudiera suscitarse.

Por …….....……
(entidad financiera)

ANEXO IV

Modelo de contrato de línea de crédito

De una parte, ..., (en adelante, el Acreditante), (Incluir datos de identificación del Acreditante y de sus apoderados).

y de otra parte, ... (Incluir datos de identificación de la/s entidad/es fiadora/s y de sus apoderados).

Todas las sociedades indicadas, (designadas en lo sucesivo en el presente contrato como la/s Acreditada/s, con referencia genérica a todas ellas indistintamente y por igual) y además a la sociedad …….....…., se la denominará también como la Sociedad Titular de Cuenta de Garantías. (A añadir en caso de pluralidad de Entidades Acreditadas).

Todas las partes, en la representación con que respectivamente intervienen, se reconocen la capacidad suficiente para formalizar el presente contrato de apertura de crédito, a cuyo efecto

EXPONEN

I. Que la/s Acreditada/s ha/n solicitado del Acreditante la apertura de una línea de Crédito por importe de ..... de euros (..... euros), como línea de cobertura en garantía para responder del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones económicas contraídas por su participación y operaciones en el sistema

gasista, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, incluyendo cuantos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles en el momento del pago, y habiendo éste accedido a lo solicitado.

II. Que la entidad fiadora garantiza solidariamente con el Acreditado todas las obligaciones contraídas por este último, resultantes del presente contrato.

Ambas partes

CONVIENEN

Celebrar el presente contrato de crédito en virtud del cual el Acreditante concede a la/s sociedad/es mencionada/s en la comparecencia de este documento como Acreditada/s, un crédito con un límite máximo de ..... euros (..... euros), obligándose la/s Acreditada/s, en la forma que después se dirá, a reembolsar las cantidades que a cuenta del mismo éstas dispongan, así como intereses, comisiones, impuestos y gastos, incluso los de carácter judicial, que se generen como consecuencia de este contrato, hasta su total pago, con arreglo a las siguientes

CLÁUSULAS

Primera. *Límite.*

El límite máximo del importe del crédito será de ..... euros (..... euros), durante la duración del mismo, aceptando la/s Acreditada/s la puesta a disposición que a su favor efectúa el Acreditante, con el compromiso de reintegrar el importe de las cantidades dispuestas en los plazos, forma y condiciones pactados en este documento.

Segunda. *Duración.*

Este crédito tendrá una duración comprendida entre la fecha del presente contrato y ……..... (Redacción a convenir libremente por las partes)

Las prórrogas del contrato serán puestas en conocimiento del Gestor de Garantías.

No obstante la duración pactada, el Acreditante podrá considerar vencido de pleno derecho el crédito, lo que pondrá en conocimiento de la Acreditada/Sociedad Titular de Cuenta de Garantías y del Gestor de Garantías con al menos cinco días de antelación a la fecha que el Acreditante fije como vencimiento anticipado del crédito, siendo exigibles desde ese momento la totalidad de las obligaciones de pago que tenga/n contraídas la/s Acreditada/s cuando concurra alguna de las circunstancias siguientes: ……

La fijación en estos casos de un vencimiento posterior a la fecha de comunicación tiene su causa en que el presente crédito tiene carácter finalista y se concede para cobertura en garantía de obligaciones contraídas por la/s Acreditada/s por su participación en el sistema gasista.

En este sentido el Gestor de Garantías podrá antes del vencimiento, y conforme a lo señalado en este documento, realizar la disposición de las autorizaciones en vigor, y ello, aunque la Acreditada/una o varias Acreditadas por procedimientos judiciales o por cualquier otra circunstancia no tengan la libre administración de sus bienes.

Tercera. *Distribución del crédito (A añadir en caso de pluralidad de Entidades Acreditadas).*

El límite del importe del crédito podrá ser dispuesto, indistintamente e individualmente, por la Acreditada/una, varias o todas las Acreditadas, estableciéndose únicamente que el importe total a utilizar autorizado por la Acreditada/cada Acreditada al Gestor de Garantías, más lo realmente dispuesto por el Gestor de Garantías por cuenta de la Acreditada/cada Acreditada y no reintegrado al Acreditante, no podrá exceder el importe total del Crédito.

Cuarta. *Cuentas (a añadir en caso de pluralidad de Entidades Acreditadas).*

El importe del Crédito dispuesto por cada Acreditada se reflejará, respectivamente, en las cuentas de crédito abiertas por el Acreditante, relacionadas a continuación, a nombre de cada una de las Acreditadas según el siguiente detalle:

Sociedad A., cta. n.º 10-xxxxxx-x
Sociedad B., cta. n.º 10-xxxxxx-x
Sociedad C., cta. n.º 10-xxxxxx-x. etc.

En cada cuenta, serán partidas de adeudo y abono, respectivamente, por un lado, las cantidades dispuestas con cargo a dicho crédito si las hubiese, los intereses que se devenguen de conformidad con lo pactado en este contrato y las comisiones y gastos que las Acreditadas deben satisfacer a tenor del mismo, y por otro, las que se entreguen para el pago del saldo resultante.

(Las Acreditadas consienten expresamente desde ahora en que por el Acreditante pueda ser modificado el número de las cuentas operativas a la que se ha hecho antes referencia, siempre que dichas modificaciones tengan su causa en razones operativas, contables u organizativas internas del Acreditante, o por cambio de la oficina en la que opere cada una de las Acreditadas, sin que tal modificación suponga novación alguna del resto de condiciones contractuales ni de las obligaciones de todo tipo asumidas en el presente contrato por las partes contratantes). (Inclusión a elección del Participante).

La mencionada modificación, que en ningún caso supondrá coste alguno para las Acreditadas, será comunicada por el Acreditante a la Acreditada a la que afecte y al Titular de Cuenta de Garantías mediante notificación por cualquier medio, siempre que exista constancia de su recepción, en la que se especifique el nuevo número de cuenta y la fecha a partir de la cual resulte operativo dicho número.

Cada Acreditada responderá frente al Acreditante por los importes que hayan sido dispuestos o cargados en su cuenta conforme lo antes indicado, quedando cada una de ellas obligada a reintegrar al Acreditante el saldo que en cada momento presente la cuenta, de conformidad con lo pactado, y sobre todo al vencimiento del contrato.

Ninguna de las Acreditadas será responsable frente al Acreditante de reintegrar el saldo que presenten las cuentas de las otras Acreditadas.

Quinta. *Disposiciones (redacción en función de una o más entidades acreditadas).*

Teniendo en cuenta el destino del crédito, la Acreditada/cada Acreditada autoriza de forma irrevocable, únicamente al Gestor de Garantías para que disponga del crédito, a través de las personas y cumpliendo las condiciones que más adelante se detallan.

A este fin, la/s Acreditada/s, a través del Titular de Cuenta de Garantías, comunicarán al Acreditante el importe que autorizan a disponer al Gestor de Garantías, emitiendo, en su caso, el Acreditante un documento de autorización irrevocable de disposición por el importe solicitado por la Acreditada/cada Acreditada, al Gestor de Garantías, en la forma en que se relaciona en el Anexo A.

El importe total solicitado por la Acreditada/todas las Acreditadas, más lo dispuesto por el Gestor de Garantías y no reintegrado al Acreditante, no podrá ser superior al límite total del crédito.

Para la disposición por parte del Gestor de Garantías, sin perjuicio de lo indicado en la cláusula «Garantía de Vencimiento», se requerirá lo siguiente:

La disposición ha de realizarse para el pago de las obligaciones contraídas por la Acreditada/cualquiera de las Acreditadas de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

La orden de disposición deberá ir acompañada de un escrito remitido por el Gestor de Garantías al Acreditante en el que se comunique la falta de ingreso de las cantidades debidas por la/s Acreditada/s, en la forma prevista en el Anexo B.

Contra cada autorización en vigor, se podrán realizar una o varias disposiciones, de tal forma que la suma total de las disposiciones realizadas al amparo de una autorización no podrá exceder en ningún caso, el importe de la citada autorización mientras esta

permanezca vigente, y siempre y cuando se cumplan las circunstancias que para realizar una disposición figuran en el presente contrato.

Asimismo, y previo consentimiento del Gestor de Garantías, se podrá modificar la cuantía de una autorización mediante nueva autorización de disposición del Acreditante al Gestor de Garantías a instancias de la Acreditada/Sociedad Titular de Cuenta de Garantías o retirar la autorización existente formalizando previamente las garantías que el Gestor de Garantías requiera en cada momento mediante las formas autorizadas por las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

Si el Gestor de Garantías dispusiese de la línea de crédito, una vez cumplidas las circunstancias expuestas para poder realizar dicha disposición y anteriormente relacionadas, o según lo previsto en la cláusula «Garantía de Vencimiento», la/s Acreditada/s estará/n obligada/s a reponer los fondos dispuestos por el Gestor de Garantías al Acreditante en el plazo de 5 días hábiles contados a partir de la fecha en que la disposición haya sido efectiva, o bien en la fecha de vencimiento del contrato, si esta fuera anterior. Igual plazo tendrá la Acreditada/cada Acreditada para reintegrar al Acreditante cualquier otro cargo que de conformidad con lo pactado haya sido realizado en su cuenta.

Sexta. *Devengo, cálculo y pago de intereses.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Séptima. *Cómputo de plazos.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Octava. *Intereses moratorios.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Novena. *Comisiones.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Décima. *Seguro.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Undécima. *Imputación de pagos y Compensación.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Duodécima. *Gastos e impuestos.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Decimotercera. *Fuerza ejecutiva.*

(Redacción a convenir libremente por las partes).

Decimocuarta. *Garantía de vencimiento (Redacción en función de una o más Entidades Acreditadas).*

Antes del quinto día hábil anterior al del vencimiento del contrato, tanto si éste se produce por comunicación de no prórroga, como por vencimiento definitivo o por vencimiento anticipado, y especialmente cuando concurran las circunstancias expuestas en la cláusula segunda, la/s Acreditada/s deberá/n sustituir las autorizaciones en vigor por cualquier otra garantía ante el Gestor de Garantías contempladas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista. Si antes del quinto día hábil anterior al vencimiento o no renovación del presente contrato, la Acreditada/alguna Acreditada no hubiese sustituido las autorizaciones en vigor por otras garantías contempladas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, el Acreditante, previo requerimiento del Gestor de Garantías, en la forma relacionada en el Anexo C, deberá depositar el importe solicitado por el Gestor de Garantías, con un máximo del importe de las autorizaciones en vigor menos las disposiciones que

contra dichas autorizaciones hayan podido ser realizadas, en la cuenta que el Gestor de Garantías designe en su comunicación.

El Acreditante pondrá en conocimiento de la Acreditada/Sociedad Titular de Cuenta de Garantías la recepción del requerimiento en el momento en que este se produzca.

Estos depósitos constituirán de esta forma una garantía de la Acreditada ante el Gestor de Garantías, garantía contemplada en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

Siempre que el Acreditante haya tenido que depositar el importe de las autorizaciones en vigor debido a las causas expuestas en este apartado, la Acreditada a cuyo nombre haya sido hecho el depósito ante el Gestor de Garantías deberá reintegrar en la misma fecha en que dicho depósito haya sido hecho efectivo el importe del mismo al Acreditante en la cuenta que se cita en la estipulación PRIMERA o la que la sustituya.

Decimoquinta. *Tiempo y lugar de pago y cumplimiento (redacción en función de una o más entidades acreditadas).*

La/s Acreditada/s reintegrará/n al Acreditante cualquier cantidad pagada al Gestor de Garantías, así como los importes de los intereses, comisiones y gastos pactados en un plazo no superior a ..... días hábiles contados desde su cargo en la cuenta especial de crédito o, en su caso, al vencimiento del contrato, y ello sin necesidad de previo requerimiento.

A estos efectos la/s Acreditada/s autoriza/n expresamente al Acreditante a cargar estos importes en la/s cuenta/s corriente/s que tenga/n abierta/s en el Acreditante en la Oficina .....

Se declara expresamente que el lugar de pago y cumplimiento de cuantas obligaciones deriven del presente contrato es la Sucursal del Acreditante .....…… (Oficina .....), sita en .....

La/s Acreditada/s consienten expresamente que por razones operativas y de organización del Acreditante, éste pueda modificar el número de oficina y la ubicación de la misma, siempre dentro de la misma ciudad en la que encontrara situada la oficina inicial, aceptando las partes, en este sentido, la nueva ubicación como lugar de pago y cumplimiento de las obligaciones derivadas del contrato, sin que esta modificación suponga novación alguna del resto de las condiciones contractuales, ni de las obligaciones de todo tipo, asumidas en el presente contrato por ambas partes contratantes.

La mencionada modificación será comunicada por el Acreditante a la Acreditada/ Sociedad Titular de Cuenta de Garantías mediante notificación por cualquier medio, siempre que exista constancia de su recepción, en la que se deberá especificar: el nuevo número de la oficina y, en su caso, el domicilio si hubiera variado, y la fecha a partir de la cual resultará operativo dicho cambio.

Decimosexta. *Sociedad Titular de Cuenta de Garantías (redacción a incluir en caso de pluralidad de entidades acreditadas).*

Sin perjuicio alguno del carácter mancomunado de las obligaciones de las Acreditadas bajo el presente contrato, se estipula que el desenvolvimiento y operatoria de este contrato, el Titular de Cuenta de Garantías actúa, además de por sí, como mandatario especial con carácter irrevocable de todas las demás Acreditadas para las funciones, que como tal, se le atribuyen en este contrato, debiendo en consecuencia entenderse, en este sentido, las decisiones y actuaciones del Titular de Cuenta de Garantías como si hubiesen sido tomadas y realizadas por todas las Acreditadas.

Asimismo, las Acreditadas facultan al Titular de Cuenta de Garantías para en nombre de todas ellas comunicar al Acreditante su deseo de dar por cancelado o terminado el contrato, así como para recibir la comunicación por parte del Acreditante de su deseo de dar por terminado el mismo.

Mientras no se indique lo contrario, cualquier notificación hecha o recibida por el Titular de Cuenta de Garantías surtirá los mismos efectos que si hubiere sido formulada o recibida por todas las Acreditadas.

Las Sociedades firmantes por unanimidad nombran Sociedad Titular de Cuenta de Garantías a ……...

La Sociedad Titular de Cuenta de Garantías para todos los efectos de notificaciones, requerimientos y comunicaciones a que dé lugar el presente contrato, designa como domicilio el indicado en la cláusula siguiente.

Decimoséptima. *Notificaciones, forma y domicilios (redacción en función de una o más entidades acreditadas).*

A efectos de comunicaciones entre el Acreditante, la/s Acreditada/s y el Gestor de Garantías, las partes acuerdan que, salvo que otra cosa se disponga expresamente en el contrato, podrá emplearse cualquier medio que permita tener constancia de su envío o recepción, considerándose cumplido el deber de notificación mediante el envío, con la antelación necesaria en cada caso, de un correo electrónico dirigido a....., constituyendo prueba fehaciente el original del telefax, en el que conste su recepción en los indicativos señalados.

Las Acreditadas designan y autorizan expresamente a la Sociedad Titular de Cuenta de Garantías para que pueda recibir y remitir en su nombre las comunicaciones relativas a este crédito (A añadir en caso de pluralidad de Entidades Acreditadas).

En el caso de que se produjesen circunstancias especiales que modifiquen sustancialmente la existencia y vigencia de este crédito, el Acreditante comunicará también, con la antelación necesaria en cada caso, tales modificaciones al Gestor de Garantías, como parte autorizada en este contrato.

A estos efectos se consideran circunstancias especiales modificativas de este crédito, el vencimiento, vencimiento anticipado, y acaecimiento de resolución.

Cualquier cambio o modificación en los domicilios o indicativos reseñados en el apartado siguiente deberá ser comunicado a la otra parte por el medio anteriormente indicado, no surtiendo efecto hasta tanto dicha otra parte no curse acuse de recibo del referido cambio o modificación.

A efectos de notificaciones se consideran días inhábiles los sábados, domingos y días festivos en la ciudad de Madrid, y 24 y 31 de diciembre.

A efectos de la práctica de requerimientos y de enviar o recibir notificaciones o comunicaciones, ya sean éstas judiciales o extrajudiciales, se señalan como domicilios e indicativos de telefax de las partes los siguientes:

1. Acreditante.

Domicilio:
Teléfono:
Correo electrónico:
Ciudad:

2. La sociedad titular de cuenta de garantías.

Domicilio:
Teléfono:
Correo electrónico:
Ciudad:

(a añadir en caso de pluralidad de entidades acreditadas)

3. Autorizada: Gestor de garantías.

Persona: Don/doña .....
Domicilio: C/ Alfonso, XI, 6, 4.ª planta.
Teléfono: .....
Correo electrónico: .....
Ciudad: 28014 Madrid.

Cualquier notificación efectuada a cualquiera de los domicilios citados, tendrá plena eficacia contractual, salvo que, previamente y por escrito, se hubiere comunicado a las otras partes un nuevo domicilio, que sólo tendrá efecto a partir de la fecha de recepción de la mencionada notificación por sus destinatarios.

Decimoctava. *Cesión.*

Dadas las características de este crédito, el Acreditante no podrá ceder el presente crédito.

Decimonovena. *Legislación aplicable y fuero.*

El presente contrato queda sometido íntegramente a la legislación española.

Las partes contratantes acuerdan someterse, con renuncia expresa a su propio fuero o a cualquier otro que les pudiera favorecer, a los Jueces y Tribunales de la ciudad de Madrid, que serán los únicos competentes para reconocer las acciones y reclamaciones que pudieran derivarse del presente contrato.

Tanto el Acreditante como la/s Acreditada/s y la Sociedad Titular de Cuenta de Garantías (A añadir en caso de pluralidad de Entidades Acreditadas) aceptan el presente contrato en los términos, condiciones y responsabilidades que se establece en la presente póliza, y en prueba de ello y para cumplimiento de lo convenido, firman por triplicado este contrato, de los que uno quedará en poder del Acreditante, otro para la/s Acreditada/s, que se entrega a la Sociedad Titular de Cuenta de Garantías y otro que se entregará al Gestor de Garantías, para su conocimiento. (Redacción en función de una o más Entidades Acreditadas)

……....., …..... de ……..… de 20.....

EL ACREDITANTE LA/S ACREDITADA/S

P.p. P.p.

ANEXO A

(Redacción en función de una o más entidades acreditadas)

....., ... de ..... de .....

Muy Sres. Nuestros:

En virtud del Crédito que con fecha ……. de ……. suscribieron …… y el Acreditante… ……., éste, de conformidad con la comunicación cursadas por la/s Acreditadas a través de la sociedad Titular de Cuenta de Garantías en los términos contemplados en la Cláusula Quinta del Contrato de Crédito, y siempre que concurran las condiciones y requisitos establecidos en la citada cláusula Quinta, autoriza al Gestor de Garantías a disponer, a partir de la fecha del presente documento, por cada sociedad (A añadir en caso de pluralidad de Entidades Acreditadas) la cantidad que a continuación se indica:

Sociedad A……. euros
(A añadir en caso de pluralidad de Entidades Acreditadas)
Sociedad B……. euros
Sociedad C……. euros

El plazo para realizar la disposición cuya autorización se comunica, terminará en todo caso al vencimiento del citado crédito, o caso de haberse emitido por el Acreditante una nueva autorización, a la recepción y aceptación por el citado Gestor de Garantías de la nueva autorización.

Atentamente,

Fdo .....

ANEXO B

....., ... de ..... de .....

Muy Sres. Nuestros:

Por la presente les comunicamos que de conformidad con la documentación que obra en poder de esta sociedad, a la presente fecha se ha constatado el incumplimiento de

obligaciones por parte de …….....……, ascendiendo este importe a la cantidad de euros …….....

En virtud de lo anterior y de conformidad con lo expuesto en la estipulación…del Contrato de Crédito de … de…. de…, concedido por ……. y suscrito por el Titular de Cuenta de Garantías del mercado incumplidor, y en la autorización de disposición de fecha ….. de …..... de .....…, se cursa la presente orden de disposición, para que proceda al pago inmediato de la cantidad de euros ..... mediante su ingreso en la cuenta corriente núm. ..... abierta a nombre del Gestor de Garantías en Banco .....

De conformidad con los términos expuestos en el contrato mencionado, dicho ingreso deberá producirse en el plazo máximo del siguiente día hábil a aquél en que requiera el pago del acreditante.

Atentamente,

Fdo .....

ANEXO

Comunicación de Banco ……..... sobre movimientos de la cuenta núm. ….....……, en el día de valor ..... de …..... de 20….

ANEXO C

....., ... de ..... de .....

Muy Sres. Nuestros:

Por la presente les comunicamos que el Titular de Cuenta de Garantías ....., mantiene a la fecha autorizaciones de disposición en vigor (menos disposiciones realizadas contra dichas autorizaciones) por un importe total de euros ....., autorizaciones emitidas para garantizar la cobertura del incumplimiento de obligaciones, en virtud del Contrato de crédito de ..... de ..... de ....., concedido por ….....… y suscrito por .....

Ante el vencimiento del contrato de crédito mencionado en el apartado anterior y que se producirá el día … de … de … tal y como ha sido comunicado por ……, en virtud del cual fueron emitidas las autorizaciones de disposición en vigor, y dado que dichas autorizaciones no han sido sustituidas por cualquier otra garantía de las permitidas por las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, se cursa la presente orden de disposición para que se proceda a depositar la cantidad de euros ..... en la fecha de valor … de … de … en virtud y de conformidad con lo expuesto en la cláusula Garantía de Vencimiento del contrato de crédito anteriormente citado, mediante su ingreso en la cuenta corriente núm ..... abierta a nombre del Gestor de Garantías en el Banco …… ……

El importe del ingreso sustituirá como garantía de esta forma a la autorización de disposición en vigor, que se podrá considerar de esta forma definitivamente vencida por la constitución de un depósito en efectivo de garantía del agente ..... ante el Gestor de Garantías, garantía contemplada en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

Atentamente.

Fdo. ……

ANEXO V

Modelo 1.º de certificado de seguro de caución

SOLO VÁLIDO PARA LA PRESENTACIÓN POR CORREO POSTAL DE LA GARANTÍA.

En ....., a ..... de ..... de .....

..... (Entidad aseguradora) (en adelante «el Asegurador»), con domicilio en …......, y correo electrónico…….. debidamente representada por don/doña ….....… con D.N.I. .....……, con facultades suficientes para obligarle en este acto, que declara expresamente válidas y en vigor,

EXPONE

I. Que …… (el Titular de la Cuenta de Consolidación) (en adelante, «el Tomador»), como Titular de Cuenta de Garantías, ha suscrito el documento de adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista (en adelante «Documento de Adhesión»).

II. Que el artículo 33.1 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural establece la necesidad de prestación al Gestor de Garantías de garantía suficiente para responder del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones económicas contraídas por su participación y operaciones en el sistema gasista, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, incluyendo cuantos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles en el momento del pago.

III. Que las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, establecen la posibilidad de formalizar la garantía exigida mediante presentación de certificado de seguro de caución solidario prestado por entidad aseguradora residente en España o sucursal en España de entidad no residente, autorizada por la Dirección General de Seguros, a favor del Gestor de Garantías.

Por lo que el Asegurador asegura:

De forma incondicional e irrevocable al Tomador, ante MIBGAS S. A., (en adelante el Gestor de Garantías) hasta el importe de …… Euros, en concepto de garantía solidaria, para responder del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago contraídas por el Tomador, derivadas de su intervención en el Sistema Gasista, incluyendo cuantos impuestos vigentes y cuotas fueran exigibles en el momento del pago por sus adquisiciones, de acuerdo con las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista y demás normativa de aplicación.

El Asegurador se constituye en obligado solidario con el deudor principal al pago de todas las cantidades que fueran debidas por aquél en virtud de dicha intervención, con renuncia expresa a los beneficios de orden, excusión y, en su caso, división, y teniendo esta garantía carácter abstracto y por tanto sin que el Asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago y en especial ninguna derivada de relaciones subyacentes entre el Asegurador y el Tomador.

La falta de pago de la prima por el Tomador, sea única, primera o siguientes, no dará derecho al Asegurador a resolver el contrato de seguro, ni éste quedará extinguido, ni la cobertura prestada suspendida, ni el Asegurador liberado de su obligación, en el caso de que éste deba hacer efectivo cualquier pago.

El pago se hará efectivo a primer requerimiento, contra la presentación por parte del Gestor de Garantías al Asegurador de escrito por el que se comunica el incumplimiento del Tomador, indicando en el mismo la cuenta corriente donde deba efectuarse el pago correspondiente, de tal forma que, en caso de que el Gestor de Garantías exija el desembolso al Asegurador, éste pueda hacerla efectiva al acreedor de las mismas en el

plazo máximo de un día hábil en la plaza de Madrid siguiente al momento en que requiera el pago del Asegurador.

El presente seguro de caución extiende su vigencia hasta que el Gestor de Garantías autorice su cancelación/ hasta el ..... de ..... de 20 .... inclusive, (Elegir una de las dos alternativas) quedando nulo y sin efecto después de esta última fecha, no siendo exigible al Asegurador, a partir de entonces, responsabilidad alguna derivada del mismo, aunque la misma proceda de obligaciones contraídas o exigibles anteriores a la fecha de duración establecida, y sin que sea necesaria la devolución del documento original.

Toda vez que la entidad Aseguradora tenga el presente documento en su poder se entenderá que no existen responsabilidades pendientes dimanantes del aval descrito, y por ello puede procederse a la cancelación del mismo.

Antes del quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al del vencimiento de la presente garantía, (el titular de cuenta de garantías) deberá sustituir la garantía en vigor por una nueva garantía ante el Gestor de Garantías de entre las permitidas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista. Si transcurrido el quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al vencimiento o no renovación de la presente garantía (el titular de cuenta de garantías) no hubiese sustituido esta garantía por otra garantía de las contempladas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, el Gestor de Garantías procederá a la ejecución de la presente garantía hasta el importe necesario para cubrir las obligaciones del Titular de Cuenta de Garantías, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

En caso de discrepancia, contradicción, inconsistencia o incongruencia entre los términos y condiciones incluidos en este documento y el correspondiente contrato de seguro suscrito entre el Asegurador y el Tomador, lo establecido en este documento prevalecerá sobre lo dispuesto en el mencionado contrato de seguro.

La legislación española será de aplicación, con carácter exclusivo, para la interpretación y ejecución de lo establecido en el presente documento.

El Asegurador se somete a los juzgados y tribunales de Madrid capital, con renuncia expresa a cualquier otro fuero que pudiera corresponderle, para la resolución de cualquier controversia que en aplicación del presente documento pudiera suscitarse.

Por ..... (El Asegurador)

Modelo 2.º de certificado de seguro de caución

SOLO VÁLIDO PARA LA PRESENTACIÓN ELECTRÓNICA DE LA GARANTÍA.

....., ... de ..... de .....

..... (Entidad aseguradora) (en adelante «el Asegurador»), con domicilio en …..... y correo electrónico ....., debidamente representada por don/doña …..... con D.N.I. ....., con facultades suficientes para obligarle en este acto, que declara expresamente válidas y en vigor,

EXPONE

I. Que ..... (el Titular de la Cuenta de Consolidación) (en adelante, «el Tomador»), como Titular de Cuenta de Garantías, ha suscrito el documento de adhesión a las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista (en adelante «Documento de Adhesión»).

II. Que el artículo 33.1 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural establece la necesidad de prestación al Gestor de Garantías de garantía suficiente para responder del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones económicas contraídas por su participación y operaciones en el sistema gasista, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, incluyendo cuantos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles en el momento del pago.

III. Que las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, establecen la posibilidad de formalizar la garantía exigida mediante presentación de certificado de seguro de caución solidario prestado por entidad aseguradora residente en España o sucursal en España de entidad no residente, autorizada por la Dirección General de Seguros, a favor del Gestor de Garantías.

Por lo que el Asegurador asegura:

De forma incondicional e irrevocable al Tomador, ante MIBGAS, SA, (en adelante, el Gestor de Garantías) hasta el importe de …… euros, en concepto de garantía solidaria, para responder del cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones de pago contraídas por el Tomador, derivadas de su intervención en el Sistema Gasista, incluyendo cuantos impuestos vigentes y cuotas fueran exigibles en el momento del pago por sus adquisiciones, de acuerdo con las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista y demás normativa de aplicación.

El Asegurador se constituye en obligado solidario con el deudor principal al pago de todas las cantidades que fueran debidas por aquél en virtud de dicha intervención, con renuncia expresa a los beneficios de orden, excusión y, en su caso, división, y teniendo esta garantía carácter abstracto y por tanto sin que el Asegurador pueda oponer excepción alguna para evitar el pago y en especial ninguna derivada de relaciones subyacentes entre el Asegurador y el Tomador.

La falta de pago de la prima por el Tomador, sea única, primera o siguientes, no dará derecho al Asegurador a resolver el contrato de seguro, ni éste quedará extinguido, ni la cobertura prestada suspendida, ni el Asegurador liberado de su obligación, en el caso de que éste deba hacer efectivo cualquier pago.

El pago se hará efectivo a primer requerimiento, contra la presentación por parte del Gestor de Garantías al Asegurador de escrito por el que se comunica el incumplimiento del Tomador, indicando en el mismo la cuenta corriente donde deba efectuarse el pago correspondiente, de tal forma que, en caso de que el Gestor de Garantías exija el desembolso al Asegurador, éste pueda hacerla efectiva al acreedor de las mismas en el plazo máximo de un día hábil en la plaza de Madrid siguiente al momento en que requiera el pago del Asegurador.

El presente seguro de caución extiende su vigencia hasta que el Gestor de Garantías autorice su cancelación/ hasta el ..... de ..... de 20 ….. inclusive, quedando nulo y sin efecto después de esta última fecha, no siendo exigible al Asegurador, a partir de entonces, responsabilidad alguna derivada del mismo, aunque la misma proceda de obligaciones contraídas o exigibles anteriores a la fecha de duración establecida, y sin que sea necesaria la devolución del documento original.

Toda vez que el Asegurador disponga de documento con firma electrónica del operador del mercado autorizando la cancelación de este certificado de seguro de caución, se entenderá que no existen responsabilidades pendientes dimanantes del certificado de seguro de caución descrito, y por ello puede procederse a la cancelación del mismo.

El Asegurador será único y exclusivo responsable en todo momento de la autenticidad de las firmas electrónicas incorporadas en este documento, así como de la suficiencia, validez y vigencia de las facultades de los firmantes.

Antes del quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al del vencimiento de la presente garantía (el titular de cuenta de garantías) deberá sustituir la garantía en vigor por una nueva garantía ante el Gestor de Garantías de entre las permitidas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista. Si transcurrido el quinto día hábil en la plaza de Madrid anterior al vencimiento o no renovación de la presente garantía (el titular de cuenta de garantías) no hubiese sustituido esta garantía por otra garantía de las contempladas en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista, el Gestor de Garantías procederá a la ejecución de la presente garantía hasta el importe necesario para cubrir las obligaciones del Titular de Cuenta de Garantías, de conformidad con lo establecido en las Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista.

En caso de discrepancia, contradicción, inconsistencia o incongruencia entre los términos y condiciones incluidos en este documento y el correspondiente contrato de seguro

suscrito entre el Asegurador y el Tomador, lo establecido en este documento prevalecerá sobre lo dispuesto en el mencionado contrato de seguro.

La legislación española será de aplicación, con carácter exclusivo, para la interpretación y ejecución de lo establecido en el presente documento.

El Asegurador se somete a los juzgados y tribunales de Madrid capital, con renuncia expresa a cualquier otro fuero que pudiera corresponderle, para la resolución de cualquier controversia que en aplicación del presente documento pudiera suscitarse.

ANEXO VI

Datos de la entidad

..... entidad domiciliada en ....., calle ....., n.º....., con C.I.F. ..... y en su nombre y representación don/doña ....., con D.N.I. ..... en virtud de ....., (Acuerdo del Consejo de Administración, facultades, apoderamiento u otros) que declara expresamente en vigor y válido y suficiente para suscribir este documento.

EXPONE

Que a efectos de la debida comunicación prevista en la Norma «Instrumentos de formalización de garantías» de las «Normas de Gestión de Garantías del Sistema Gasista», por la presente se comunican los siguientes datos:

Persona de contacto:

Nombre y apellidos: .....
Dirección: ..... CP.: ..... Ciudad: .....
Teléfono: ..... Fax: .....
Correo electrónico: (se recomienda una dirección de correo genérica)

Entidad financiera para abonos:

Nombre entidad financiera: .....
Titular: .....
Dirección: ..... CP: ..... Ciudad: ..... País: .....
Código SWIFT del banco: .....
Código internacional de la cuenta bancaria IBAN: .....

....., ... de ..... de 20.....

Por la Empresa

ANEXO VII

Formulario ejecución de garantías

D. ..... en representación de ....., en virtud de facultades que expresamente declara válidas, suficientes y en vigor para la suscripción del presente documento,

REQUIERE a MIBGAS, S.A. en su calidad de Gestor de Garantías, para que proceda, en los términos y cuantía citadas en la presente comunicación, a la ejecución de las garantías constituidas por el correspondiente Titular de Cuenta de Garantías para cubrir las obligaciones del sujeto/Usuario de Cuenta de Garantías ....., a efectos de solventar los incumplimientos de pago derivados de sus operaciones de *(Contratación de capacidad/ liquidación de desbalances en el PVB/liquidación de desbalances en plantas de GNL).*

El presente requerimiento se deriva del incumplimiento por parte de ..... de los preceptos normativos recogidos en ..... *(citar normativa infringida*).

De acuerdo con lo anterior se requiere la ejecución de las garantías que se corresponden con los datos identificativos descritos a continuación:

Denominación social del usuario: .....
NIF: .....
Detalle: <lista requerimientos garantías ejecutados>
Id del requerimiento de garantía: .....
Importe: .....
¿Necesita reposición? (SI/NO)
El ingreso del importe ejecutado deberá efectuarse en la siguiente cuenta bancaria:

Titular:

IBAN:

P.p.

ANEXO VIII

Importe y vigencia de las garantías requeridas para desbalances en el Punto Virtual de Balance

1.–Todo sujeto que desee habilitarse para realizar notificaciones de transacciones en el área de balance en PVB, deberá prestar las siguientes garantías de desbalances.

$$Garantía_{USU} = \delta_{USU} * \frac{\sum salidas_{USU}\ RT + \sum cesiones_{USU}\ PVB}{365} * \mathrm{D} * \bar{P}$$

donde:

I. δ_{USU}: desviación de las salidas y el riesgo derivado de las operaciones de cesión de gas en el PVB respecto a las entradas y las adquisiciones de gas en el PVB.

II. $\sum salidas_{USU}$ RT: salidas totales de la red de transporte que ha efectuado el usuario a lo largo del último año móvil.

III. $\sum cesiones_{USU}$ PVB: cesiones de gas en el PVB realizadas por el usuario a lo largo del último año móvil.

IV. D es el periodo de riesgo que debe cubrir la garantía. El valor inicial de este parámetro será 19 días, que equivale a dos ciclos de facturación de la Liquidación de los Recargos por Desbalance Provisional más 5 días. Si el ciclo de facturación se viese modificado, se ajustaría el valor de D al mismo.

V. $\bar{P}$ es el precio del gas calculado siguiendo el siguiente criterio:

– Se empleará la tarifa de desbalance de compra según está definida en la Metodología de cálculo de tarifas de desbalance más alta de la semana natural previa a la realización del cálculo de las garantías

– Si, por cualquier motivo, no fuera posible calcular el precio anterior, se empleará el último precio medio del precio mensual a aplicar al gas de operación publicado

El periodo de vigencia del requerimiento de estas garantías ha de ser ilimitado, pudiendo los instrumentos de garantías tener una vigencia anual, con la correspondiente obligación de los usuarios de renovarlos anualmente.

2. El Gestor Técnico del Sistema realizará una actualización bimensual de las garantías de desbalances, para lo cual, se seguirá el siguiente proceso de cálculo:

i. Se toman los últimos 364 días inmediatamente anteriores al momento de la actualización de la garantía.

ii. Se dividen en 4 periodos de 91 días.

iii. Para cada uno de los periodos se realiza el cálculo de la garantía de acuerdo a la fórmula anterior, sustituyendo 365 por 91 días.

iv. El importe de la garantía a presentar, será el máximo valor de los cuatro importes de las garantías calculados para cada periodo, con un mínimo de 150.000€, que también aplica a los nuevos usuarios que no dispongan ni de demanda ni de cesión de gas en el PVB en el año móvil anterior en los últimos 364 días inmediatamente anteriores al momento de la actualización de la garantía.

v. El parámetro d se calculará siguiendo la siguiente fórmula:

$$\delta_{USU} = \left| \frac{\sum entradas_{USU}\, RT + \sum adquisiciones_{USU}\, PVB}{\sum salidas_{USU}\, RT + \sum cesiones_{USU}\, PVB} - 1 \right|$$

donde:

a. $\sum salidas_{USU}$ RT: salidas totales de la red de transporte que ha efectuado el usuario en el periodo de cálculo, en los días con desbalance negativo.

b. $\sum cesiones_{USU}$ PVB: cesiones de gas en el PVB realizadas por el usuario en el periodo de cálculo, en los días con desbalance negativo.

c. $\sum entradas_{USU}$ RT: entradas a la red de transporte que ha efectuado el usuario en el periodo de cálculo, en los días con desbalance negativo.

d. $\sum adquisiciones_{USU}$ PVB: adquisiciones de gas en el PVB realizadas por el usuario en el periodo de cálculo, en los días con desbalance negativo.

e. En el caso de nuevos usuarios que no dispongan ni de demanda ni de cesión de gas en el PVB en el año móvil anterior, δ_{USU} tomará el valor de 0,05.

Este importe será comunicado al Gestor de Garantías.

Si la cuantía obtenida tras la revisión resulta mayor que la depositada, el usuario estará obligado a actualizar ésta en un plazo máximo de tres días hábiles. Si la cuantía se ve disminuida tras la revisión, será el propio usuario quien determine si mantiene la garantía o la modifica.

Las garantías de desbalances serán liberadas al recibo de las nuevas garantías actualizadas.

ANEXO IX

Importe y vigencia de las garantías requeridas para contratación de capacidad

1. Importe y vigencia de las garantías.

Todo sujeto que desee contratar capacidad en almacenamiento subterráneo, en planta de regasificación o en el Punto Virtual de Balance, deberá prestar las siguientes garantías para cada uno de sus contratos y por cada uno de los servicios o productos contratados en cada instalación:

Servicio		Producto	Garantías	
			Verano	Invierno
AASS.	AASS.	Anual.	Tf x Qa x FA	

Servicio		Producto	Garantías	
			Verano	Invierno
Planta regasificación.	Regasificación.	Anual.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FA	
		Trimestral.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FT	(2 x Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FT
		Mensual.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FM	(2 x Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FM
		Diario / intradiario.	(0,06 x Tf x Qa + Tv x Qa) x FD	(0,1 x Tf x Qa + Tv x Qa) x FD
	Carga de cisternas.	Anual.	(Tf x Qa + (Tv+IEH) x Qa x 30) x FA	
		Trimestral.	(Tf x Qa + (Tv+IEH) x Qa x 30) x FT	(2 x Tf x Qa + (Tv+IEH) x Qa x 30) x FT
		Mensual.	(Tf x Qa + (Tv+IEH)x Qa x 30) x FM	(2 x Tf x Qa + (Tv+IEH) x Qa x 30) x FM
		Diario / intradiario.	(0,06 x Tf x Qa + (Tv +IEH) x Qa) x FD	(0,1 x Tf x Qa + (Tv +IEH) x Qa) x FD
	Descarga de buques.	Diario.	(Tf x n buques + Tv x Qa) x FD	
	Trasvase de GNL (Buque-Buque o Planta-Buque).	Diario.	(Tf x n operación + Tv x Qa) x FD	
	Puesta en frío.	Diario.	(Tf x n operación + Tv x Qa) x FD	
PVB.	Entrada a transporte y entrada por CI (no intraeuropeas).	Anual.	Tf x Qa x FA	
		Trimestral.	Tf x Qa x FT	2 x Tf x Qa x FT
		Mensual.	Tf x Qa x FM	2 x Tf x Qa x FM
		Diario / intradiario.	0,06 x Tf x Qa x FD	0,1 x Tf x Qa x FD
	Salida por CI (no intraeuropeas).	Anual.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FA	
		Trimestral.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FT	(2 x Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FT
		Mensual.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FM	(2 x Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FM
		Diario / intradiario.	(0,06 x Tf x Qa + Tv x Qa) x FD	(0,1 x Tf x Qa + Tv x Qa) x FD
	Entrada por CI Intraeuropeas (VIP Pirineos y VIP Portugal).	Anual.	(Tf+Prima subasta) x Qa xFA	
		Trimestral.	(Tf+Prima subasta) x Qa x FT	(2 x Tf + Prima subasta) x Qa x FT
		Mensual.	(Tf+Prima subasta) x Qa x FM	(2 x Tf + Prima subasta) x Qa x FM
		Diario / intradiario.	(0,06 x Tf + Prima subasta) x Qa x FD	(0,1 x Tf + Prima subasta) x Qa x FD
	Salida por CI Intraeuropeas (VIP Pirineos y VIP Portugal).	Anual.	(Tf+Prima subasta) x Qa x FA	
		Trimestral.	(Tf+Prima subasta) x Qa x FT	(2 x Tf + Prima subasta) x Qa x FT
		Mensual.	(Tf+Prima subasta) x Qa xFM	(2 x Tf + Prima subasta) x Qa x FM
		Diario / intradiario.	(0,06 x Tf + Prima subasta) x Qa x FD	(0,1 x Tf + Prima subasta) x Qa x FD
	Salida por término de conducción.	Anual - Grupo 1, Grupo 2 y Peaje 3.5.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FA	
		Trimestral - Grupo 1, Grupo 2 y Peaje 3.5.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FT	(2 x Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FT
		Mensual - Grupo 1, Grupo 2 y Peaje 3.5.	(Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FM	(2 x Tf x Qa + Tv x Qa x 30) x FM
		Diario/ intradiario - Grupo 1, Grupo 2 y Peaje 3.5.	(0,06 x Tf x Qa + Tv x Qa) x FD	(0,1 x Tf x Qa + Tv x Qa) x FD
		Anual - Peaje 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4.	(Tf + Tv x Qm) x NºC x FA	
		Trimestral - Peaje 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4.	(Tf + Tv x Qm) x NºC x FT	(2xTf + Tv x Qm) x NºC x FT
		Mensual - Peaje 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4.	(Tf + Tv x Qm) x NºC x FM	(2 xTf + Tv x Qm) x NºC x FM

Servicio		Producto	Garantías	
			Verano	Invierno
MS capacidad.	Tratamiento cesiones de capacidad.	Comprador (sujeto que adquiere capacidad).	Garantía contrato origen x (cantidad diaria comprador / cantidad diaria original vendedor)	
		Vendedor (sujeto que cede capacidad).	Garantía contrato origen x (cantidad diaria final vendedor / cantidad diaria original vendedor)	

Donde:

i. Las garantías deberán constituirse desde el momento de la contratación de la capacidad o de la fecha de inicio de la reserva vinculante en el caso de descarga/ trasvase de GNL de/a buques y hasta las 24 horas del día siguiente hábil al del cobro efectivo, comprobado, de la totalidad del cobro efectivo, comprobado, de la totalidad del peaje o canon facturado por el servicio contratado.

La constitución de las garantías de la capacidad contratada cuya fecha de inicio de servicios se producirá en un periodo superior al año desde la contratación del servicio se hará seis meses antes de la fecha de inicio de los servicios establecida contractualmente».

ii. Tf: Término fijo del peaje o canon. En contratación interrumpible, es el peaje interrumpible en vigor.

iii. T_V: Término variable del peaje o canon o precio resultante de la subasta (si procede).

iv. Q_a: Caudal del gas natural a facturar o capacidad de almacenamiento contratada

v. FA: Factor de riesgo del producto anual. Toma el valor de 2.

vi. FT: Factor de riesgo del producto trimestral. Toma el valor de 2.

vii. FM: Factor de riesgo del producto mensual. Toma el valor de 1.

viii. FD: Factor de riesgo del producto diario. Toma el valor de 1.

ix. IEH: Es el Impuesto Especial de Hidrocarburos en vigor.

x. NºC y Qm. Son respectivamente el número medio de clientes y el consumo mensual de gas natural en cada subgrupo tarifario de los últimos 12 meses disponibles en el sistema de liquidaciones a fecha de 15 de septiembre, del sujeto que desee contratar capacidad. El importe de la garantía a presentar será como mínimo de 50.000 €, que también aplica a los nuevos usuarios que no dispongan de clientes en el año móvil anterior.

2. Ejecución de las garantías.

El abono por el Gestor de Garantías a los titulares de la actividad ordinaria del requerimiento de ejecución se realizará en el plazo máximo del siguiente día hábil v bancario al día de cobro por el Gestor de Garantías de las garantías ejecutadas.

El destinatario de dicho abono será:

i. El Gestor Técnico del Sistema en el caso de capacidad en almacenamiento subterráneo.

ii. El gestor de red de transporte o el gestor de red independiente de las instalaciones de transporte.

iii. Los titulares de las plantas de regasificación o los distribuidores titulares de las instalaciones.

§ 31

Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 15, de 17 de enero de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-682

En fecha 26 de marzo de 2014 se aprobó el Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte. Este Reglamento determina las normas de balance de gas en las redes de transporte por gasoducto, incluidas las relacionadas con los procedimientos de nominación, tarifas de balance, procesos de liquidación ligados a las tarifas de desbalance diarias y el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de transporte. El Reglamento pretende la creación de un mercado interno de la energía plenamente interconectado. A tal fin, asigna a los reguladores nacionales las principales competencias en materia de balance con la finalidad de armonizar los procesos de aplicación del Reglamento y de asegurar que se aplican las normas de balance en toda la Unión Europea del modo más eficaz. De ello resulta la función de dichos reguladores naciones de implementar dicho Reglamento en cada ordenamiento interno.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó, en fecha 22 de julio de 2015, la Circular 2/2015 por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista. Esta circular fue modificada más tarde por la Circular 3/2018, de 14 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. El Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y asigna a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología relativa a la prestación de servicios de balance, de forma que se proporcionen incentivos adecuados para que los usuarios equilibren sus entradas y salidas del sistema gasista. Las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberán ser publicadas en el «Boletín Oficial del Estado».

Adicionalmente, el Real Decreto-ley 1/2019 modifica el artículo 65 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, atribuyendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias para aprobar la normativa de gestión técnica del sistema

relacionada con el procedimiento de cálculo del balance diario de cada sujeto autorizado a introducir gas natural en el sistema, así como el sistema de nominaciones y renominaciones.

La circular se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia. Esta propuesta de Circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

La necesidad de revisar la regulación actual que define del régimen de balance en las plantas de regasificación deriva de que el modelo actual solo define penalizaciones económicas por desbalances de los usuarios, y no contempla medidas que regularicen el desbalance físico de gas natural licuado que se crea en estas instalaciones. Por otro lado, en los almacenamientos subterráneos, a día de hoy, se calcula un balance al usuario, pero no existen penalizaciones económicas por desbalances, ni se regulariza físicamente el gas del usuario desbalanceado. Ambas tipologías de infraestructuras exigen, a la vez que un modelo de balance completo, que este sea predecible, transparente, coherente, compatible y no discriminatorio con el modelo de balance establecido en la red de transporte.

La homogeneización e integración del modelo de balance de todas las infraestructuras del sistema gasista español se engloba dentro del proceso de liberalización y creación de un mercado interior de gas único, competitivo y en el que se garantice la seguridad de suministro dentro de la Unión Europea, definido por la Directiva 2009/73/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. En consecuencia, resulta ineludible definir unas normas de balance homogéneas y coherentes para todas las instalaciones del sistema gasista, una vez que ha quedado implantado el modelo de balance de la red de transporte definido por el código de red europeo, en aplicación desde la entrada en vigor de la Circular 2/2015, de 22 de julio de 2015, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en octubre de 2016.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.e) de la Ley 3/2013, de 4 de junio; el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el Reglamento (UE) n.º 312/2014, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 9 de enero de 2020, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de la presente circular regular los mecanismos de cálculo del balance de gas en las infraestructuras del sistema gasista, incluidos los procedimientos de cálculo de desbalances y sus recargos, el balance operativo de las instalaciones, así como las reglas para nominar el uso de las infraestructuras del sistema gasista y los procedimientos de información a los usuarios en relación con el balance.

Estos mecanismos se aplicarán de acuerdo a criterios de eficiencia económica, y serán transparentes, objetivos y no discriminatorios.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular será de aplicación a las instalaciones sujetas al acceso de terceros conforme a lo dispuesto en el artículo 60 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y, en consecuencia, a todos los agentes que desarrollan su actividad en dichas instalaciones o cuya actividad afecte a las mismas, incluyendo, entre otros, al gestor técnico del sistema, el gestor de garantías, las plataformas de comercio y otras plataformas de negociación y entidades de contrapartida central que realicen notificaciones de transacciones de gas natural licuado o gas, los operadores de las instalaciones, los usuarios que accedan a las mismas o tengan en ellas una cartera de balance, los proveedores de

servicios y los consumidores directos en mercado que contraten el acceso a las citadas instalaciones.

Los derechos y obligaciones derivados de la presente circular relativos a los usuarios de las instalaciones se aplicarán únicamente a aquellos que estén o hayan estado habilitados para enviar notificaciones conforme a lo dispuesto en esta circular.

Artículo 3. *Definiciones.*

1. A efectos de la presente circular, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) Usuario: Sujeto con cartera de balance habilitado por el gestor técnico del sistema para el envío de notificaciones de transferencias de titularidad de gas natural licuado o de gas. Los comercializadores y los consumidores directos en mercado que operen en una misma área de balance podrán agrupar sus carteras de balance en dicha área a efectos del cálculo de los recargos por desbalances. Un comercializador o un consumidor directo en mercado puede constituir más de un usuario. En cualquier caso, a cada usuario le corresponderá una única cartera de balance para cada área de balance.

b) Proveedor de servicios: Entidad jurídica que podrá actuar en nombre de un usuario a efectos de realizar notificaciones, previa autorización del gestor técnico del sistema.

c) Día de gas: Periodo que abarca desde las 05:00 h UTC de un día hasta las 05:00 h UTC del día siguiente en invierno, y desde las 04:00 h UTC de un día hasta las 04:00 h UTC del día siguiente en verano. Esto es, el día de gas es el comprendido de 6:00 h a 6:00 h local según el horario peninsular español y centroeuropeo. Las horas del día que en adelante se citan en esta circular hacen referencia al horario local peninsular español.

d) Tanque Virtual de Balance-TVB: Tanque virtual de almacenamiento de gas natural licuado del conjunto de plantas de regasificación, donde los usuarios pueden almacenar gas natural licuado y transferir la titularidad del mismo.

e) Punto Virtual de Balance-PVB: Punto virtual de intercambio de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas.

f) Almacenamiento Virtual de Balance-AVB: Almacenamiento virtual de gas del conjunto de almacenamientos subterráneos básicos, donde los usuarios pueden almacenar gas y transferir la titularidad del mismo.

g) Área de balance en TVB: Sistema de entrada-salida que incluye el conjunto de plantas de regasificación de gas natural licuado al que le es aplicable el régimen específico de balance definido en esta circular.

h) Área de balance en PVB: Sistema de entrada-salida que incluye la red de gasoductos de transporte y distribución al que es aplicable el régimen específico de balance definido en esta circular.

i) Área de balance en AVB: Sistema de entrada-salida que incluye el conjunto de almacenamientos subterráneos básicos al que le es aplicable el régimen específico de balance definido en esta circular.

j) Cartera de balance en TVB: Conjunto de entradas, salidas y gas natural licuado almacenado de un usuario en el conjunto de las plantas de regasificación de gas natural licuado.

k) Cartera de balance en PVB: Conjunto de entradas y salidas de un usuario en la red de transporte y distribución.

l) Cartera de balance en AVB: Conjunto de entradas, salidas y gas almacenado de un usuario en el conjunto de los almacenamientos subterráneos básicos.

m) Reparto: cantidad de gas natural licuado o de gas expresada en kWh/d y atribuida a un usuario como entrada o salida del área de balance, con el propósito de determinar su balance.

n) Periodo de balance: Periodo temporal respecto al cual se calcula el balance de los usuarios del sistema gasista. Este periodo será el día de gas.

o) Cantidad confirmada: Cantidad de gas natural licuado o de gas que se programa o reprograma para el día de gas en el proceso de nominación/renominación y que es confirmada por el gestor técnico del sistema.

p) Medición diaria: Cantidad de gas natural licuado o de gas que se mide y registra una vez por día de gas.

q) Medición intradiaria: Cantidad de gas natural licuado o de gas que se mide y registra un mínimo de dos veces por día de gas.

r) Sin medición diaria: Cantidad de gas natural licuado o de gas que se mide y se registra con frecuencia inferior a una vez por día de gas.

s) Recargo por desbalance diario provisional en TVB y PVB: Cantidad de dinero que un usuario paga o recibe por los kWh/día de su desbalance diario en las áreas de balance en TVB y PVB, respectivamente. Con carácter provisional, será inicialmente calculado en el día d+1 para el día d.

t) Recargo por desbalance diario final provisional en TVB y PVB: Recargo por desbalance diario para el día d en las áreas de balance en TVB y PVB, respectivamente, calculado tres meses después del mes al que corresponde el día d.

u) Recargo por desbalance diario final definitivo en TVB y PVB: Recargo por desbalance diario para el día d en las áreas de balance en TVB y PVB, respectivamente, calculado quince meses después del mes al que corresponde el día d.

v) Recargo por desbalance diario final definitivo en AVB: Recargo por desbalance diario para el día d en el área de balance en AVB, calculado en el día d+1 para el día d.

w) Producto normalizado a corto plazo: Puede ser de dos tipos:

w.1) Producto normalizado con transferencia de título de propiedad de gas en el PVB: el gestor técnico del sistema adquiere gas de los usuarios o vende gas a los usuarios en el PVB.

w.2) Producto normalizado con transferencia de título de propiedad de gas local: el gestor técnico del sistema adquiere gas de los usuarios o vende gas a los usuarios en un punto o conjunto de puntos determinados de entrada o salida de la red de transporte.

x) Acción de balance en PVB: Acción realizada por el gestor técnico del sistema para mantener la red de transporte y distribución dentro de sus límites operativos y de existencias, excluyendo las acciones relacionadas con las mermas de gas y el gas utilizado por el gestor técnico del sistema para el funcionamiento de la red de transporte. Las acciones de balance en PVB serán de dos tipos: la transferencia de título de propiedad de productos normalizados a corto plazo y el empleo de servicios de balance.

y) Servicio de balance en PVB: Servicio prestado al gestor técnico del sistema para compensar las fluctuaciones a corto plazo en la oferta o demanda de gas en la red de transporte y que no es un producto normalizado a corto plazo.

z) Tarifa de desbalance diario en PVB:

z.1) Si la cantidad de desbalance de un usuario en PVB es negativa, la tarifa de desbalance diario en PVB es el precio marginal de compra, esto es, el precio más alto entre:

– El precio más alto de las compras de productos de transferencia de título de propiedad de gas en PVB por parte del gestor técnico del sistema durante el día de gas destinadas a mantener la red de transporte dentro de sus límites operativos y de existencias.

– El precio medio ponderado de gas en el día de gas más un ajuste menor.

z.2) Si la cantidad de desbalance de un usuario en PVB es positiva, la tarifa de desbalance diario es el precio marginal de venta, esto es, el precio más bajo entre:

– El precio más bajo de las transacciones de las ventas de productos de transferencia de título de propiedad de gas en PVB por parte del gestor técnico del sistema durante el día de gas destinadas a mantener la red de transporte dentro de sus límites operativos y de existencias.

– El precio medio ponderado de gas en el día de gas menos un ajuste menor.

aa) Precio medio ponderado de gas: Precio diario medio ponderado de las transferencias de título de propiedad de gas entre usuarios que tienen lugar en la plataforma de comercio de gas de la red de transporte en la que el gestor técnico del sistema realiza transacciones de gas, que corresponden al día de gas y se han realizado el día anterior al día de gas y durante el día de gas.

ab) Plataforma de comercio: Plataforma electrónica proporcionada y gestionada por un operador de la plataforma, por medio de la cual los sujetos habilitados a participar en ella pueden proponer y aceptar, incluido el derecho de revisión y retirada, ofertas y demandas de

gas natural licuado o de gas necesarias para compensar las fluctuaciones a corto plazo del suministro o la necesidad de gas natural licuado o gas, de conformidad con las condiciones aplicables en la plataforma de comercio.

ac) Entidad de contrapartida central: Entidad autorizada de acuerdo con la normativa europea vigente que intermedia entre las contrapartes de los contratos de gas natural licuado o gas negociados en uno o varios mercados, actuando como compradora frente a todo vendedor y como vendedora frente a todo comprador.

ad) Plataforma de negociación: Plataforma multilateral o cualquier otro sistema o dispositivo en el que interactúan los diversos intereses de compra y de venta de gas natural licuado o de gas de múltiples terceros para dar lugar a contratos. Estos incluyen plataformas de comercio y otros agentes de intermediación.

Artículo 4. *Principios generales.*

1. En cada una de las áreas de balance definidas en esta circular, se calculará un balance para cada cartera de balance de cada usuario y para cada día de gas.

2. Los usuarios serán responsables de equilibrar su balance en las áreas de balance. Para ello, durante el día de gas podrán incrementar o reducir sus entradas y/o salidas de gas en las áreas de balance:

a) mediante la modificación de sus nominaciones y/o renominaciones,

b) mediante transferencia de titularidad del gas entre usuarios y

c) mediante la contratación de capacidad de almacenamiento de gas natural licuado o de almacenamiento de gas.

3. El gestor técnico del sistema será el responsable de mantener las instalaciones del sistema gasista dentro de los límites normales de operación, tanto en las plantas de regasificación, como en la red de transporte y en los almacenamientos subterráneos.

Además, el gestor técnico del sistema será responsable de calcular el balance de cada usuario en las áreas de balance.

Por último, el gestor técnico del sistema también será el encargado de facturar los recargos que puedan derivarse del desbalance de los usuarios en las distintas áreas de balance y del empleo de las acciones de balance en la red de transporte.

Artículo 5. *Habilitación de los usuarios.*

1. Los sujetos que deseen operar en alguna de las áreas de balance en TVB, PVB y AVB, y, por tanto, disponer de una cartera de balance en alguna de estas áreas deberán estar habilitados como usuarios de las áreas de balance, con independencia de que ya dispongan de un contrato de acceso. Además, los sujetos que deseen operar en TVB y/o AVB deberán haber suscrito con anterioridad el contrato marco de acceso en vigor a las instalaciones del sistema gasista.

2. El gestor técnico del sistema elaborará la propuesta de un único procedimiento de habilitación, suspensión y baja de los usuarios con cartera de balance en TVB, PVB y AVB.

3. El procedimiento incluirá la firma electrónica de un único contrato marco de habilitación de cartera de balance entre el gestor técnico del sistema y los usuarios, que permitirá a los usuarios la comunicación de notificaciones de transacciones de gas natural licuado o de gas que afecten a sus correspondientes carteras de balance. El contrato marco incluirá, entre otras, cláusulas sobre los requisitos de facturación y liquidación de desbalances, las garantías de pago, las condiciones de suspensión de la cartera de balance, cómo actuar en caso de fuerza mayor y caso fortuito y las circunstancias para la extinción y cesión del contrato. El contrato marco cumplirá con lo establecido en las metodologías referenciadas en esta circular respecto a los recargos económicos por desbalance e imputación de costes de las acciones y servicios de balance.

4. El gestor técnico del sistema, remitirá su propuesta de procedimiento de habilitación y el contrato marco a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que la aprobará por resolución, previo trámite de audiencia y tras efectuar las modificaciones que, en su caso, estime necesarias. Una vez aprobados los citados procedimiento y contrato marco de habilitación de cartera de balance, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los remitirá al gestor técnico del sistema, quien deberá publicarlos en su

página web. Sin perjuicio de lo anterior, dichos procedimiento y contrato marco de habilitación de cartera de balance serán publicados en el «Boletín Oficial del Estado», siendo de aplicación al día siguiente de su publicación oficial.

Artículo 6. *Notificación de transferencias de titularidad de gas natural licuado o de gas.*

1. La transferencia de titularidad de gas natural licuado o de gas entre dos carteras de balance en las áreas de balance se hará mediante notificaciones de adquisición y cesión enviadas al gestor técnico del sistema en relación con el día de gas de que se trate. Las notificaciones serán remitidas por procedimientos telemáticos. El gas natural licuado o el gas se considerará transferido de una cartera de balance a otra con cada notificación válida recibida por el gestor técnico del sistema. Para realizar transferencias de titularidad de gas natural licuado o de gas no será un requisito previo tener contratada capacidad de acceso en las instalaciones.

2. Las notificaciones comunicarán adquisiciones y cesiones de gas natural licuado o de gas y tendrán el siguiente contenido mínimo:

a) Carteras de balance afectadas.

b) Día de gas en el que se transfiere la titularidad del gas o del gas natural licuado.

c) Dónde se realiza la transferencia de titularidad (TVB, PVB, AVB o punto de entrada/salida a la red de transporte).

d) Si se trata de una notificación de adquisición o de cesión.

e) Cantidad adquirida o cedida, en kWh/día.

3. Cuando la transacción tenga lugar en una plataforma de comercio o en otras plataformas de negociación que realice funciones de notificación o la transacción sea compensada en una entidad de contrapartida central que realice funciones de notificación, el operador de dichas plataformas o la entidad de contrapartida central serán los responsables de notificar la transferencia de titularidad de gas al gestor técnico del sistema en nombre del usuario. Para ello, deberán suscribir un Convenio de Colaboración con el gestor técnico del sistema. Para el resto de transacciones, los responsables de su notificación al gestor técnico del sistema serán los usuarios afectados. El gestor técnico del sistema establecerá y publicará en su página web el procedimiento que seguirá cuando las cantidades de gas natural licuado o de gas señaladas en las notificaciones remitidas por los usuarios respecto a una misma transacción no coincidan.

Los usuarios podrán efectuar las notificaciones por sí mismos o a través de un proveedor de servicios. El gestor técnico del sistema establecerá y hará públicos los requisitos a cumplir por el proveedor de servicios para poder llevar a cabo esta función. El proveedor de servicios deberá acreditar su condición ante el gestor técnico del sistema. El usuario asumirá la plena responsabilidad de las notificaciones enviadas por su proveedor de servicios.

En cualquier caso, el gestor técnico del sistema conocerá la titularidad del gas natural licuado o del gas de cada usuario a efectos del cálculo del balance de gas en las áreas de balance.

4. El gestor técnico del sistema establecerá y publicará en su página web el calendario de envío, retirada y modificación de notificaciones, teniendo en cuenta el tiempo que necesite para su registro y contabilización. En cualquier caso, se permitirá remitir notificaciones que afectan a un día de gas con una antelación máxima de un día antes del día de gas, así como durante el día de gas hasta 3 horas antes de su finalización. El periodo transcurrido desde la recepción por el gestor técnico del sistema de una notificación hasta que es registrada y contabilizada por el mismo no podrá superar los 30 minutos, excepto para las notificaciones que se produzcan antes del día de gas, donde se podrá ampliar a 2 horas el plazo de tramitación.

5. Si el gestor técnico del sistema recibe un conjunto de notificaciones de cesión y adquisición y la suma de las cantidades de notificación respecto a la misma transferencia de titularidad son iguales, el gestor técnico del sistema asignará la suma de la cantidad de notificación a las carteras de balance correspondientes:

a) Como salida de la cartera de balance del usuario cuando efectúe una notificación de cesión.

b) Como entrada en la cartera de balance del usuario cuando efectúe una notificación de adquisición.

6. Cuando la suma de las cantidades de notificación mencionadas en el punto anterior no coincida, el gestor técnico del sistema asignará la cantidad de notificación más baja especificada en la notificación correspondiente o rechazará el conjunto de las notificaciones. El gestor técnico del sistema determinará la regla aplicable en el correspondiente contrato marco de habilitación de cartera de balance, o en otro acuerdo jurídicamente vinculante, y publicará el procedimiento que seguirá en estos casos. La regla será la misma para las áreas de balance en TVB, PVB y AVB.

7. En el caso de que un usuario presente para un día de gas un desbalance negativo en el conjunto del sistema gasista, calculado como la suma de los desbalances provisionales negativos en TVB y PVB y el desbalance final definitivo negativo en AVB, superior a sus garantías en el valor que se defina mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el gestor técnico del sistema procederá a requerir garantías al usuario. El requerimiento será de cumplimiento inmediato. Si el usuario no repone las garantías solicitadas, el gestor técnico del sistema reducirá la cantidad comunicada en todas las notificaciones de cesión de gas del usuario no realizadas a través de una plataforma de comercio o una entidad de contrapartida central. Se reducirá solo la parte no cubierta por las garantías, de manera proporcional a la cantidad señalada en cada notificación. El gestor técnico del sistema comunicará la reducción a los usuarios afectados.

8. Para el cálculo del balance correspondiente a un usuario en el día de gas, el gestor técnico del sistema tendrá en cuenta las transferencias de gas natural licuado y de gas que afecten a ese usuario. La adquisición de gas natural licuado y de gas se considerará una entrada a efectos del balance del usuario en el área de balance correspondiente, y la cesión de gas natural licuado y de gas será una salida a efectos del balance del usuario en el área de balance correspondiente.

9. Un usuario podrá efectuar una notificación de transferencia de titularidad de gas natural licuado o de gas en un día de gas independientemente de si ha efectuado alguna nominación para dicho día.

10. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá, mediante resolución, establecer los requisitos de la notificación de transferencias de titularidad de gas y gas natural licuado al gestor técnico del sistema.

CAPÍTULO II

Normas de balance en las plantas de regasificación de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos básicos

Artículo 7. *Balance operativo en las plantas de regasificación de gas natural licuado y almacenamientos subterráneos básicos.*

1. En cada una de las plantas de regasificación del sistema gasista y en cada uno de los almacenamientos subterráneos básicos se calculará, para cada día de gas, un balance físico diario del gas en sus instalaciones, de conformidad con la normativa vigente.

2. Corresponde al gestor técnico del sistema elaborar, en colaboración con los gestores de las instalaciones, una propuesta de metodología de cálculo de los parámetros, valores técnicos y límites máximos y mínimos de operación que determinan el funcionamiento normal de cada una de las plantas de regasificación y de los almacenamientos subterráneos, para una operación eficiente y económica de las instalaciones. La propuesta será aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia.

3. El gestor técnico del sistema dará periódicamente información operativa sobre el estado de las plantas de regasificación y de los almacenamientos subterráneos, incluyendo los valores técnicos que determinan las condiciones de operación de estas instalaciones. Para ello, en el caso de las plantas de regasificación, colaborará con los gestores de las mismas.

Artículo 8. *Tratamiento económico del desbalance de los usuarios en TVB y AVB.*

1. Los usuarios comenzarán cada día de gas con una cantidad de desbalance nula en el área de balance en TVB y en el área de balance en AVB.

2. La cantidad de desbalance de un usuario en el día de gas en el área de balance en TVB o en AVB podrá ser:

a) positiva, cuando el usuario, al terminar el día de gas, disponga de una cantidad de gas natural licuado en TVB o de gas en AVB superior a la suma de su capacidad de almacenamiento contratada y su capacidad de almacenamiento subarrendada (exceso de gas natural licuado o exceso de gas, respectivamente), o

b) negativa, cuando el usuario, al terminar el día de gas, disponga de una cantidad de gas natural licuado en TVB o de gas en AVB almacenada negativa (defecto de gas natural licuado o defecto de gas, respectivamente), esto es, cuando durante el día de gas, sus salidas hayan sido superiores a sus entradas más lo que tuviera almacenado en TVB o en AVB, según corresponda.

3. En el día después del día de gas, el gestor técnico del sistema calculará, respecto al día de gas, y para cada usuario con cartera de balance en TVB y/o AVB:

a) La cantidad de desbalance provisional en el área de balance en TVB, teniendo en cuenta las entradas y salidas de gas natural licuado de la cartera de balance del usuario y el gas natural licuado almacenado en TVB por el mismo.

b) La cantidad de desbalance final definitivo en el área de balance en AVB, teniendo en cuenta las entradas y salidas de gas de la cartera de balance del usuario y el gas almacenado en AVB por el mismo.

El cálculo de la cantidad de desbalance en TVB y en AVB se realizará conforme a lo dispuesto en la normativa de gestión técnica del sistema que resulte de aplicación. Igualmente, la cantidad de desbalance del usuario en TVB y en AVB se proporcionará al mismo según el calendario y con el desglose de información que exija dicha normativa.

4. Cuando, para el día de gas, la cantidad de desbalance provisional de un usuario en TVB, o de desbalance final definitivo en AVB, sea positiva, siempre que exista capacidad de almacenamiento disponible suficiente y no se pongan en riesgo derechos de terceros o la operación normal de las instalaciones, la cantidad de desbalance positiva quedará almacenada en TVB o AVB en el día de gas, debiendo abonar el usuario por dicho almacenamiento el número de veces del peaje diario de almacenamiento aplicable que se defina mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Asimismo, el usuario deberá formalizar las garantías financieras asociadas a esta penalización. El peaje se facturará y liquidará conforme al procedimiento establecido para los peajes de acceso a las instalaciones del sistema gasista y supondrá un ingreso en el sistema de liquidaciones del sistema gasista. Si no hubiera capacidad de almacenamiento disponible suficiente para todos los usuarios con desbalance provisional positivo, la capacidad disponible se repartirá entre estos usuarios de forma proporcional a su desbalance.

En el caso de que no exista capacidad de almacenamiento disponible suficiente en la instalación, o la cantidad de desbalance positiva del usuario ponga en riesgo los derechos adquiridos por un tercero o la operación normal de las infraestructuras, o el usuario, en el mismo día en que se produce la comunicación del balance, no haya formalizado las garantías financieras correspondientes indicadas en el presente apartado, el gestor técnico del sistema, a partir del día siguiente al día de gas, tras la publicación del balance diario provisional en TVB y del balance diario definitivo en AVB, y en el menor plazo posible, regasificará en las plantas de regasificación, o extraerá de los almacenamientos subterráneos, la cantidad de desbalance positiva del usuario en las instalaciones, la introducirá en el área de balance en PVB y la ofertará para su venta en la plataforma de comercio mediante un producto normalizado con transferencia de título de propiedad de gas en PVB.

Si el almacenamiento de la cantidad de desbalance positiva, o bien las operaciones de regasificación o extracción de los almacenamientos subterráneos de la cantidad de desbalance positiva, no fueran posibles, el gestor técnico del sistema podrá aplicar otras medidas para asegurar la correcta operación de las instalaciones y preservar los derechos

de terceros. El gestor técnico del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre las medidas adoptadas y justificará su necesidad.

5. Cuando, para el día de gas, la cantidad de desbalance provisional de un usuario en TVB, o de desbalance final definitivo en AVB, sea negativa, el gestor técnico del sistema, a partir del día siguiente al día de gas, tras la publicación del balance diario provisional en TVB y del balance diario definitivo en AVB, y en el menor plazo posible, adquirirá en la plataforma de comercio la cantidad de desbalance negativo mediante un producto normalizado con transferencia de título de propiedad de gas en PVB y la introducirá en el área de balance en TVB o en AVB, según corresponda.

Si la licuefacción virtual o la inyección en los almacenamientos subterráneos de la cantidad de desbalance negativa no fuera posible, el gestor técnico del sistema podrá aplicar otras medidas para asegurar la correcta operación de las instalaciones y preservar los derechos de terceros. El gestor técnico del sistema informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre las medidas adoptadas y justificará su necesidad.

6. El gestor técnico del sistema podrá ofertar en la plataforma de comercio el valor neto del conjunto de desbalances de los usuarios del día de gas en el área de balance en TVB, en AVB o en ambos, para su cesión o adquisición, sin perjuicio de las obligaciones económicas de los usuarios que se deriven de sus desbalances.

7. Excepto en el caso de los desbalances positivos que sean objeto de almacenamiento, los usuarios tendrán un recargo económico por su desbalance provisional en TVB y su desbalance final definitivo en AVB valorado conforme a lo siguiente:

Los usuarios cuyo desbalance sea positivo percibirán del gestor técnico del sistema la cantidad económica resultante de multiplicar su cantidad de desbalance por el precio medio ponderado de las transacciones de venta del gestor técnico del sistema en la plataforma de comercio realizadas para la gestión de desbalances en TVB y AVB, una vez descontado un ajuste menor y los peajes diarios por el uso de las instalaciones necesarias para introducir el gas de desbalance en PVB. Cuando el gestor técnico del sistema no realice transacciones de venta, pero sí de compra, se usará el precio medio ponderado de estas.

Los usuarios cuyo desbalance sea negativo abonarán al gestor técnico del sistema la cantidad económica resultante de multiplicar su cantidad de desbalance por el precio medio ponderado de las transacciones de compra del gestor técnico del sistema en el Mercado Organizado de Gas realizadas para la gestión de desbalances en TVB y AVB, una vez añadido un ajuste menor y el peaje diario por el uso de las instalaciones necesarias para introducir el gas de desbalance en TVB o en AVB. Cuando el GTS no realice transacciones de compra, pero sí de venta, se usará el precio medio ponderado de estas.

Cuando el gestor técnico del sistema no requiera realizar ninguna transacción en la plataforma de comercio para la gestión de desbalances en TVB y AVB, el desbalance de los usuarios se valorará económicamente empleando la tarifa de desbalance diario en PVB correspondiente al día de gas en que tuvo lugar el desbalance y los peajes correspondientes.

Los peajes que forman parte de estos recargos supondrán un ingreso en el sistema de liquidaciones del sistema gasista.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, cuando lo estime necesario, podrá modificar, mediante resolución y previo trámite de audiencia, el valor del ajuste menor aplicable.

8. El gestor técnico del sistema será el responsable de calcular y facturar telemáticamente la liquidación económica de los desbalances provisionales de los usuarios en TVB y de los desbalances finales definitivos en AVB. El cálculo y comunicación de las cantidades a liquidar por estos conceptos se realizarán en la semana natural siguiente a la semana que se liquida. Estas liquidaciones se harán con cargo a la cuenta que mantendrá el gestor técnico del sistema para la liquidación de los desbalances en TVB y AVB.

9. En el mes m+3, una vez se disponga de los repartos diarios del usuario para cada día de gas del mes m en las plantas de regasificación, y con la mejor información disponible en ese momento, el gestor técnico del sistema calculará de nuevo la cantidad de desbalance final provisional para cada día de gas del mes m y cada usuario en TVB, y lo comunicará al mismo.

Igualmente, para cada día de gas del mes m, el gestor técnico del sistema determinará la diferencia entre la cantidad de desbalance provisional y la cantidad de desbalance final provisional. El gestor técnico del sistema calculará la liquidación económica correspondiente a dicha diferencia conforme a la metodología descrita en el apartado 7 del presente artículo. El gestor técnico del sistema facturará al usuario la liquidación económica de forma conjunta para todos los días del mes m, con cargo a la cuenta común para la liquidación de los desbalances en TVB y AVB.

La liquidación de los ajustes derivados de este cálculo del mes m se realizará en la primera semana natural del mes m+4.

En el caso de desbalances provisionales positivos que hayan sido objeto de almacenamiento según lo dispuesto en este artículo, la liquidación de los ajustes del mes m se llevará a cabo mediante una refacturación del peaje de acceso aplicado.

10. En el mes m+15, una vez se disponga de los repartos diarios del usuario para cada día de gas del mes m en las plantas de regasificación, y con la mejor información disponible en ese momento, el gestor técnico del sistema calculará de nuevo la cantidad de desbalance final definitivo para cada día de gas del mes m y cada usuario en TVB, y lo comunicará al mismo.

Igualmente, para cada día de gas del mes m, el gestor técnico del sistema determinará la diferencia entre la cantidad de desbalance final provisional y la cantidad de desbalance final definitivo. El gestor técnico del sistema calculará la liquidación económica correspondiente a dicha diferencia, valorándola conforme a la metodología descrita en el apartado 7 del presente artículo. El gestor técnico del sistema facturará al usuario la liquidación económica de forma conjunta para todos los días del mes m, con cargo a la cuenta común para la liquidación de los desbalances en TVB y AVB.

La liquidación de los ajustes derivados de los desbalances finales definitivos de los usuarios del mes m se realizará en el mes m+16.

En el caso de desbalances provisionales positivos que hayan sido objeto de almacenamiento según lo dispuesto en este artículo, la liquidación de los ajustes del mes m se llevará a cabo mediante una refacturación del peaje de acceso aplicado.

Artículo 9. *Neutralidad económica del gestor técnico del sistema en el área de balance en TVB y en AVB.*

1. El gestor técnico del sistema no tendrá beneficio o coste como consecuencia de la facturación de los recargos por desbalances de los usuarios en TVB y AVB, siempre que se cumpla lo dispuesto en esta circular y que, de aplicar otras medidas para gestionar los desbalances provisionales en TVB y los desbalances finales definitivos en AVB de los usuarios, estas se apliquen de forma eficiente.

2. El gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para su aprobación mediante resolución, previo trámite de audiencia, una propuesta de procedimiento detallado del cálculo de los recargos económicos de los desbalances de los usuarios en TVB y AVB, y de su liquidación y facturación, así como de la metodología de liquidación de los costes e ingresos derivados de los desbalances en estas áreas de balance y de la metodología para asegurar su neutralidad económica. Una vez aprobada la resolución, el gestor técnico del sistema lo publicará en su página web. Además, el gestor técnico del sistema publicará el valor de la tarifa por desbalance aplicable en TVB y AVB diariamente y de manera telemática.

3. Para garantizar la neutralidad económica del gestor técnico del sistema, en caso de impago de un recargo económico por desbalance atribuible a un usuario, el gestor técnico del sistema no será responsable de asumir pérdida alguna siempre que haya tomado las medidas necesarias en relación a la ejecución de las garantías financieras y que haya llevado a cabo todas las actuaciones a su alcance para la recuperación de los impagados, debiendo acreditar la imposibilidad de recuperar la deuda a través de dichas medidas y actuaciones.

Artículo 10. *Información sobre la gestión de los desbalances de los usuarios en TVB y en AVB.*

1. Periódicamente, el gestor técnico del sistema publicará por vía telemática información agregada sobre el gas adquirido y cedido en la plataforma de comercio en relación con los desbalances de los usuarios en TVB y AVB, respetando la información comercialmente sensible.

En el caso de que, en la gestión de los desbalances provisionales en TVB y de los balances finales definitivos en AVB de los usuarios, el gestor técnico del sistema aplique otras medidas para asegurar la correcta operación de las instalaciones y preservar los derechos de terceros, deberá hacer públicos los requisitos y condiciones que justifiquen la necesidad de emplear dichas medidas, así como el detalle y resultado de la adopción de las mismas.

2. El gestor técnico del sistema informará anualmente de sus actuaciones en relación con los desbalances en TVB y en AVB a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aportando una descripción detallada y justificación de las mismas.

CAPÍTULO III

Normas de balance en la red de transporte

Artículo 11. *Balance operativo y acciones de balance en la red de transporte.*

1. Para el conjunto de las redes de transporte, así como para el conjunto de redes de cada operador, se calculará, para cada día de gas, un balance físico diario del gas que transita por las instalaciones, conforme a lo dispuesto en la normativa de gestión técnica que resulte de aplicación.

2. Corresponde al gestor técnico del sistema desarrollar, previa consulta pública, procedimientos que permitan establecer el estado de la red de transporte. Dichos procedimientos serán aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Estos procedimientos definirán la metodología de cálculo de:

a) Los parámetros y valores técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y los límites máximo y mínimo de la cantidad de gas en la red de transporte para una operación eficiente y económica de la misma.

b) Los parámetros y valores técnicos de la red de transporte que definen la existencia de riesgo de condiciones de operación distintas a las condiciones de operación normal o que precisen de acciones de balance por parte del gestor técnico del sistema.

3. El gestor técnico del sistema dará periódicamente información sobre el estado de la red de transporte y los parámetros y valores técnicos de las instalaciones que determinan las condiciones de operación de la misma.

4. El gestor técnico del sistema podrá realizar acciones de balance para el día de gas con vistas a mantener la red de transporte dentro de las condiciones de operación normal, o bien conseguir al final del día una cantidad distinta de gas en la red conforme a una operación eficiente y económica de la misma.

5. Al realizar acciones de balance, el gestor técnico del sistema tendrá en cuenta las estimaciones de demanda, las nominaciones y/o renominaciones de los usuarios, los flujos de gas medidos hasta el momento, las presiones de gas en la red de transporte y las condiciones técnicas de las instalaciones.

6. Las acciones de balance se realizarán de forma no discriminatoria, siempre con el fin de operar las infraestructuras de forma eficiente y económica.

7. Las acciones de balance consistirán preferentemente en transacciones realizadas por el gestor técnico del sistema en la plataforma de comercio de productos de balance normalizados a corto plazo, con el siguiente orden de mérito:

a) Producto normalizado con transferencia de título de propiedad de gas en PVB: El gestor técnico del sistema adquiere gas de los usuarios o vende gas a los usuarios en el PVB.

b) Producto normalizado con transferencia de título de propiedad de gas local: El gestor técnico del sistema adquiere gas de los usuarios o vende gas a los usuarios en un punto o conjunto de puntos determinados de entrada o de salida de la red de transporte.

Al comerciar con productos normalizados a corto plazo, el gestor técnico del sistema dará prioridad al uso de productos dentro del día de gas sobre productos del día siguiente.

El gestor técnico del sistema empleará productos locales sólo si son necesarios cambios de flujo de gas en puntos específicos o agrupaciones de puntos, de entrada y/o salida de gas.

La adquisición de un producto de cambio de titularidad de gas local por parte del gestor técnico del sistema deberá ir asociada a la adquisición de otro equivalente en el PVB de signo opuesto. El usuario que realice con el gestor técnico del sistema una transacción de un producto de cambio de titularidad de gas local estará obligado a mantener el flujo local de gas comprometido de forma expresa.

El gestor técnico del sistema podrá adquirir estos productos el día anterior al día de gas o durante el día de gas, conforme a las normas aplicables en la plataforma de comercio y al menor coste posible.

8. Las transacciones de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local realizadas por los usuarios con el gestor técnico del sistema requerirán una notificación indicando:

a) Usuario contraparte.

b) Día de gas en el que se transfiere el gas.

c) Si se trata de una transacción de adquisición o de cesión de gas por el gestor técnico del sistema.

d) Dónde se entrega o retira el gas (punto/s de entrada/salida de la red de transporte).

e) Cantidad de gas adquirida o cedida por cada usuario, en kWh/día.

9. Las nominaciones y renominaciones de los usuarios que resulten como consecuencia de transacciones con el gestor técnico del sistema de productos de cambio de titularidad de gas locales no podrán modificarse.

Cuando el gestor técnico del sistema adquiera un producto normalizado de transferencia de título de propiedad de gas local, quedarán suspendidos los derechos de renominación de los usuarios de aquellos puntos donde se haya solicitado dicha oferta de producto local.

Artículo 12. *Servicios de balance en PVB.*

1. Con carácter puntual, y cuando se prevea que la adquisición de productos normalizados a corto plazo no sea posible, o que no sea probable que sirvan para que la red de transporte se mantenga en sus límites operativos normales, el gestor técnico del sistema podrá realizar acciones de balance empleando servicios de balance.

2. En el empleo de servicios de balance, el gestor técnico del sistema tendrá en cuenta lo siguiente:

a) La manera en que los servicios de balance mantendrán el sistema dentro de sus límites operativos.

b) El tiempo de respuesta de los servicios de balance en comparación con el de los productos normalizados a corto plazo.

c) El coste estimado del uso de los servicios de balance respecto al de cualquiera de los productos normalizados a corto plazo.

d) El punto de entrega/retirada del gas.

e) En qué medida el uso del servicio de balance afecta a la liquidez del mercado de gas a corto plazo.

3. Antes de la adquisición de un servicio de balance, el gestor técnico del sistema justificará de forma detallada la necesidad del mismo en un informe detallado remitido a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al objeto de que esta última resuelva motivadamente sobre si la autoriza o no, o si se deben cumplir algunas condiciones.

Este informe describirá, al menos, las circunstancias climatológicas, condiciones técnicas y operativas, situación de la plataforma de comercio y cualquier otra causa que haga necesario el uso del servicio de balance, así como los motivos precisos por los que la

adquisición de productos normalizados en la plataforma de comercio no es posible o no resolvería el riesgo de que la red de transporte entrase en condiciones de operación distintas a las condiciones de operación normal, así como los servicios de balance propuestos, incluyendo ventajas y desventajas respecto a otros servicios de balance alternativos que hayan sido descartados.

4. La duración del servicio de balance no podrá ser superior a un año, y la fecha de comienzo del mismo estará dentro de un periodo de doce meses a partir del compromiso vinculante para las partes contratantes.

5. El gestor técnico del sistema adquirirá los servicios de balance mediante un mecanismo de oferta pública objetivo, transparente y no discriminatorio. La convocatoria de oferta será no restrictiva y describirá el servicio requerido, el precio máximo que se pagará por el mismo y el proceso detallado de valoración y selección, incluyendo instrucciones claras aplicables a los ofertantes que les permitan participar en el proceso. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará con carácter previo las bases de la oferta pública.

El gestor técnico del sistema publicará telemáticamente los resultados del proceso de adquisición de los servicios de balance de forma agregada, respetando la confidencialidad de la información comercialmente sensible, y comunicará a cada ofertante los resultados individuales de su oferta.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará, tanto el proceso de selección de los servicios de balance, como su utilización por parte del gestor técnico del sistema.

6. El gestor técnico del sistema podrá solicitar la aprobación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para comerciar con zonas de balance de países adyacentes como alternativa a los productos normalizados y servicios de balance nacionales. Para su aprobación la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá considerar soluciones alternativas para mejorar el funcionamiento del mercado interior. No obstante, el uso de esta acción de balance no deberá limitar el acceso y utilización, por parte de los usuarios de la red de transporte, de la capacidad de la interconexión. El gestor técnico del sistema y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia reconsiderarán con carácter anual las condiciones aplicables.

Artículo 13. *Información sobre las acciones de balance del gestor técnico del sistema en PVB.*

1. El gestor técnico del sistema publicará telemáticamente información sobre las acciones de balance empleadas, antes de su facturación, indicando los condicionantes técnicos que han provocado dichas acciones, las acciones de balance adoptadas y el coste y resultado de las mismas.

2. El gestor técnico del sistema informará anualmente de sus actuaciones a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aportando la justificación detallada de las causas que hayan hecho necesaria la aplicación de la acción de balance y detallando los costes derivados de cada una de ellas. En el caso de acciones de balance de adquisición de producto normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local y servicios de balance, deberá incluir los motivos precisos que impidieron recurrir a un producto normalizado de transferencia de título de propiedad de gas en PVB y las condiciones técnicas y operativas existentes en el momento de la decisión.

3. El gestor técnico del sistema publicará telemáticamente, dentro del primer trimestre de cada año, un informe respecto a las acciones de balance realizadas en el año anterior (frecuencia de empleo, cantidad comprometida, etc.) y sus costes.

Artículo 14. *Requisitos de las entidades que realizan funciones de notificación de transacciones.*

1. La plataforma de comercio donde el gestor técnico del sistema realice las transacciones de transferencia de titularidad de gas con los usuarios cumplirá con los siguientes requisitos:

a) Permitir la realización de transacciones de compra y venta de gas en el punto virtual del sistema de transporte, incluyendo productos con horizonte de entrega diaria e intradiaria.

b) Ofrecer asistencia suficiente durante el día de gas, tanto a los usuarios, como al gestor técnico del sistema, para que el gestor técnico del sistema pueda realizar las acciones de balance adecuadas mediante la transacción de productos normalizados a corto plazo.

c) Proporcionar un acceso objetivo, transparente y no discriminatorio para todos los usuarios.

d) Proporcionar servicios sobre la base de un tratamiento igualitario. Podrá proporcionar servicios añadidos conforme a los de un mercado organizado de gas.

e) Asegurar una negociación anónima, tanto en la casación como en la liquidación.

f) Proporcionar una visión detallada de las ofertas y demandas actuales a todos los participantes.

g) Publicar los precios y los volúmenes de los productos negociados en la plataforma de forma agregada.

h) Asegurar que todas las transacciones con un horizonte temporal diario e intradiario que tengan lugar en la plataforma se notifican debidamente al gestor técnico del sistema.

2. Solo los usuarios habilitados para efectuar notificaciones conforme a lo dispuesto en esta circular podrán efectuar transacciones en las plataformas de comercio y las plataformas de negociación y entidades de contrapartida central que realicen funciones de notificación de transacciones.

El gestor técnico del sistema informará de forma inmediata a los operadores de las plataformas de comercio y a las plataformas de negociación, entidades de contrapartida central y proveedores de servicios que realicen funciones de notificación de transacciones si un usuario pierde el derecho a realizar notificaciones.

3. Tras la conclusión de una transacción comercial en las plataformas de comercio, bien sea entre usuarios o bien entre usuarios y el gestor técnico del sistema, el operador de la plataforma facilitará a los participantes en la transacción información suficiente para confirmar la misma.

4. El operador de la plataforma de comercio donde el gestor técnico del sistema realice las transacciones de transferencia de titularidad de gas con los usuarios tendrá la obligación de publicar información sobre los precios de las transacciones sin demoras indebidas; en concreto: la evolución de los precios de compra marginal y de venta marginal que definen las tarifas de desbalance, precios medios, precios medios ponderados y la diferencia de precios entre oferta y demanda. Asimismo, proveerá información agregada acerca del volumen de transacciones.

Artículo 15. *Recargos económicos por desbalance de los usuarios en el día de gas.*

1. Los usuarios comenzarán cada día de gas con una cantidad de desbalance nula en el área de balance en PVB.

2. En el día después del día de gas, el gestor técnico del sistema calculará la cantidad de desbalance provisional para cada usuario en el día de gas como la diferencia entre las entradas y las salidas del área de balance en PVB correspondientes al usuario en el día de gas. La cantidad de desbalance provisional del usuario se proporcionará al mismo según el calendario y con el desglose de información que exija la normativa vigente.

El gestor técnico del sistema será el responsable de calcular y facturar telemáticamente la liquidación económica de los desbalances provisionales de los usuarios. La liquidación se hará con cargo a una cuenta común que mantendrá el gestor técnico del sistema para la liquidación de los desbalances diarios y acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas en PVB.

3. Corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobar por resolución la metodología de cálculo de las tarifas de desbalance diario. Dicha metodología recogerá un procedimiento detallado de facturación y liquidación, tanto de los desbalances de los usuarios, como de las acciones de balance que emprenda el gestor técnico del sistema, que considerará la posibilidad de que el usuario solicite una revisión de la liquidación asignada en unos plazos concretos.

El gestor técnico del sistema publicará la metodología de cálculo de las tarifas de desbalance y calculará y publicará el valor concreto de las tarifas diariamente de manera telemática.

4. Los usuarios con desbalance negativo en PVB (defecto de gas en el área de balance en PVB) en el día de gas deberán abonar al gestor técnico del sistema el resultado de multiplicar la cantidad de desbalance individual provisional por la tarifa de desbalance diario que corresponda al día de gas. No se considerarán en este cálculo las posibles acciones de balance llevadas a cabo por el gestor técnico del sistema de adquisición/cesión de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local o servicios de balance.

Los usuarios con desbalance positivo en PVB (exceso de gas en el área de balance en PVB) en el día de gas tendrán derecho a percibir del gestor técnico del sistema el resultado de multiplicar la cantidad de desbalance individual provisional por la tarifa de desbalance que corresponda al día de gas. No se considerarán en este cálculo las posibles acciones de balance llevadas a cabo por el gestor técnico del sistema de adquisición/cesión de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local o servicios de balance.

Artículo 16. *Imputación del coste de las acciones de balance: Neutralidad económica del gestor técnico del sistema.*

1. El gestor técnico del sistema no tendrá beneficio o coste como consecuencia de la realización de acciones de balance en PVB, siempre que estas se realicen de forma eficiente.

2. Las acciones de balance de transferencia de título de propiedad de gas en PVB del mes m se liquidarán mensualmente. Para cada mes m, en la primera semana del mes siguiente, el gestor técnico del sistema calculará el resultado económico neto conjunto de la liquidación de los desbalances individuales del mes m y del empleo de acciones de balance con transferencia de título de propiedad de gas en PVB que haya realizado en el mes m, como ingresos menos costes. En este cálculo no se tendrán en cuenta, ni la adquisición de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local, ni los servicios de balance.

Asimismo, para cada usuario, calculará el desbalance mensual acumulado como la suma del valor absoluto de los desbalances diarios provisionales del usuario en dicho mes.

3. Cuando el resultado económico neto del gestor técnico del sistema calculado en el apartado 2 de este artículo sea negativo, los usuarios con desbalance mensual acumulado abonarán al gestor técnico del sistema, previa facturación de este, el mencionado resultado económico neto de forma proporcional a su desbalance mensual acumulado.

4. Cuando el resultado económico neto del gestor técnico del sistema calculado en el apartado 2 de este artículo sea positivo, dicho resultado se mantendrá en la cuenta común para la liquidación de los desbalances diarios y acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas en PVB hasta fin de año.

5. En el mes m+3, una vez se dispongan de los repartos diarios del usuario para cada día de gas del mes m, el gestor técnico del sistema calculará la cantidad de desbalance final provisional para cada día de gas del mes m y cada usuario y lo comunicará al mismo.

Igualmente, el gestor técnico del sistema recalculará y refacturará el ajuste de la liquidación económica de los desbalances finales provisionales del mes m del usuario, empleando para cada día de gas del mes m la tarifa de desbalance que corresponde a dicho día según la metodología de tarifas de desbalance establecida, así como el cargo correspondiente a las acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas en PVB, calculado conforme a los apartados anteriores.

6. En el mes m+15, una vez se disponga de los repartos diarios del usuario para cada día de gas del mes m, el gestor técnico del sistema calculará la cantidad de desbalance final definitivo para cada día de gas del mes m y cada usuario y lo comunicará al mismo.

Igualmente, el gestor técnico del sistema recalculará y refacturará el ajuste de la liquidación económica de los desbalances finales definitivos del mes m del usuario, empleando para cada día de gas del mes m la tarifa de desbalance que corresponde a dicho día según la metodología de tarifas de desbalance establecida, así como el cargo correspondiente a las acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas en PVB, calculado conforme a los apartados anteriores.

7. En el día de gas en que el gestor técnico del sistema haya empleado acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local, el gestor técnico del sistema calculará el resultado económico neto de dichas acciones, como ingresos menos costes. En este caso, la liquidación no se hará con cargo a la cuenta común que mantendrá el gestor técnico del sistema para la liquidación de los desbalances diarios y acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas en PVB, sino que será una cuenta diferenciada.

En caso de que el resultado económico neto sea negativo, dicho resultado será soportado por los usuarios que hayan introducido gas a la red de transporte en dicho día, proporcionalmente a sus entradas, y se facturará a los mismos en la semana natural siguiente a la semana que se liquida.

En caso de que el resultado económico neto sea positivo, dicho resultado se mantendrá en la cuenta común para la liquidación de los desbalances diarios y las acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local hasta fin de año.

8. Corresponde al gestor técnico del sistema proponer para su aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el procedimiento de imputación de costes y su liquidación por el empleo de servicios de balance.

9. En caso de detección por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de un funcionamiento inadecuado, la metodología de cálculo de las tarifas de desbalance que dé lugar a los recargos por desbalances individuales de los usuarios e imputación del coste de las acciones de balance del gestor técnico del sistema podrá ser revisada, tras consulta pública. La revisión se hará a solicitud del gestor técnico del sistema.

10. Para garantizar la neutralidad económica del gestor técnico del sistema, en caso de un impago de un recargo económico por desbalance atribuible a un usuario de red, el gestor técnico del sistema no será responsable de asumir pérdida alguna siempre que haya tomado las medidas necesarias en relación a la ejecución de las garantías financieras y haya llevado a cabo todas las actuaciones a su alcance para la recuperación de los impagados, debiendo acreditar la imposibilidad de recuperar la deuda a través de dichas medidas y actuaciones.

Artículo 17. *Servicio de flexibilidad de almacenamiento de gas.*

1. El servicio de flexibilidad de almacenamiento de gas en la red de transporte será el que físicamente proporciona la capacidad de almacenamiento del conjunto de gasoductos de transporte.

2. El servicio de flexibilidad en la red de transporte debe cumplir las siguientes condiciones:

a) Será neutro en costes para el gestor técnico del sistema. Los ingresos cubrirán los costes del servicio, aunque podrán establecerse incentivos para una gestión eficiente del servicio de flexibilidad por parte del gestor técnico del sistema.

b) Los costes serán soportados por los usuarios del servicio.

c) El servicio se proveerá mediante mecanismos de mercado.

d) No perjudicará el comercio interno ni transfronterizo.

e) Será coherente con el cálculo de las cantidades de desbalance diario establecido en los artículos previos y limitado al nivel de almacenamiento disponible en el conjunto de la red de transporte.

3. El servicio de flexibilidad podrá ser ofertado por el gestor técnico del sistema conforme a una metodología, que deberá ser previamente aprobada por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. El resultado económico neto (costes menos ingresos) del gestor técnico del sistema correspondientes a la oferta del servicio de flexibilidad, si lo hubiera, tendrá carácter liquidable en el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas del sector gasista.

5. En función de las necesidades del sistema gasista, el gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe en el que valorará la oportunidad y conveniencia de ofertar el servicio de flexibilidad de la red de transporte.

CAPÍTULO IV

Incentivos del gestor técnico del sistema

Artículo 18. *Incentivos del gestor técnico del sistema en relación con el balance del sistema gasista.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará un régimen de incentivos respecto a la gestión de los desbalances de los usuarios en TVB y en AVB, así como respecto a las acciones de balance en PVB, con el fin de promover la mayor eficiencia del gestor técnico del sistema en lo que afecta a las áreas de balance en TVB y AVB y en la selección y empleo de las acciones de balance.

2. El régimen de incentivos del gestor técnico del sistema se basará en su desempeño y estará sujeto a revisión periódica por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En el caso de la selección y empleo de las acciones de balance en PVB, tendrá en cuenta, además, las opciones de mercado de las que este dispone para ello.

3. El mecanismo de incentivo a la eficiencia en la selección y empleo de las acciones de balance en PVB cumplirá los siguientes requisitos:

a) Establecer un objetivo de desempeño determinado, de manera que según sea el desempeño real del gestor técnico del sistema, superior o inferior al objetivo predeterminado, se conformará un cobro del gestor técnico del sistema o un pago por el mismo.

b) Tener en cuenta los medios disponibles y su adecuada utilización por el gestor técnico del sistema para controlar el desempeño, conforme a los criterios introducidos en esta circular.

c) Asegurar que su aplicación refleja de forma precisa la asignación de responsabilidades entre las partes implicadas.

d) Adaptarse al estado actual de desarrollo del mercado de gas.

e) Tener en cuenta si las decisiones del gestor técnico del sistema han ayudado a reducir los costes del sistema.

f) Tener en consideración la valoración de los usuarios.

g) Tener en cuenta la calidad y cumplimiento en plazo de las obligaciones emanadas de esta circular.

h) Estar sujeto a una revisión, anual durante los dos primeros años de aplicación y cuatrienal posteriormente, por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que desempeñará esta tarea en cooperación con el gestor técnico del sistema, para evaluar dónde y en qué medida son necesarios cambios en el mismo.

4. El gestor técnico del sistema propondrá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un mecanismo de incentivos a la eficiencia en la gestión de los desbalances de los usuarios en TVB y AVB y en la selección y empleo de las acciones de balance en PVB, cuya aprobación, mediante circular, corresponde a dicha Comisión.

5. Conforme a lo dispuesto en esta circular, anualmente, antes del 15 abril de cada año, el gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe justificando sus actuaciones durante el año anterior para la gestión de los desbalances de los usuarios en TVB y en AVB, así como la adopción de las acciones de balance en PVB, detallando los costes derivados de cada una de ellas. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia analizará si dichos costes se han producido de forma ineficiente. En el caso concreto del PVB, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá en cuenta:

a) Si el gestor técnico del sistema pudo, y en qué medida, mitigar los costes generados por las acciones de balance.

b) La información, el tiempo y las herramientas con que contaba el gestor técnico del sistema en el momento en que decidió realizar la acción de balance.

CAPÍTULO V

Liquidaciones económicas y cuentas de liquidación

Artículo 19. *Calendario para las liquidaciones económicas por desbalances.*

1. El gestor técnico del sistema elaborará y publicará, antes del 1 de enero de cada año, los calendarios detallados con las fechas de cobros y pagos de las liquidaciones de los desbalances en las áreas de balance en TVB, AVB y PVB y de las acciones de balance en PVB. Cuando en un mismo periodo de liquidación el gestor técnico del sistema deba hacer, tanto pagos a los usuarios desde las cuentas de liquidaciones de desbalances, como ingresos en dichas cuentas por parte de los usuarios, se asegurará de que los ingresos se realizan antes que los pagos.

2. Las tarifas de desbalance y los recargos correspondientes por desbalances en TVB, AVB y PVB, así como los cargos por la neutralidad del gestor técnico del sistema en PVB, se identificarán por separado en las facturas del gestor técnico del sistema a los usuarios. En concreto, la facturación por los desbalances y las acciones de balance será diferenciada y desglosada por tipo de producto y servicio.

Artículo 20. *Resultado de las cuentas de liquidaciones por desbalances.*

Anualmente, el gestor técnico del sistema comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el saldo de la cuenta de liquidación de desbalances en TVB y AVB, el saldo de la cuenta de liquidación de los desbalances diarios y acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas en PVB y el saldo de la cuenta de liquidación de las acciones de balance de productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas local. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante resolución, determinará la cantidad remanente a mantener en dichas cuentas y el destino del exceso de saldo de las cuentas sobre el remanente.

CAPÍTULO VI

Información que deben intercambiar los sujetos

Artículo 21. *Procedimientos de nominación y renominación.*

1. Los procedimientos de nominación y renominación de las plantas de regasificación de gas natural licuado, la red de transporte y los almacenamientos subterráneos básicos estarán establecidos en la normativa correspondiente y cumplirán con lo dispuesto en el presente artículo.

2. Antes de las 14:00 horas del día anterior al día de gas, los usuarios podrán realizar las siguientes nominaciones:

a) En la red de transporte, nominaciones de:

1. Entradas por punto de entrada (conjunto de plantas de gas natural licuado, conexiones internacionales, conjunto de almacenamientos, yacimientos), en kWh/d.
2. Salidas del conjunto de la red, y en los puntos de salida en los que sean requeridos por el gestor técnico del sistema, en kWh/d.

b) En las plantas de regasificación, nominaciones de:

1. Cantidad a regasificar el día d en el conjunto de las plantas, en kWh/d.
2. Cantidad a cargar en cisternas o en buques el día d por planta, en kWh/d.
3. Cantidad a descargar el día d por planta, en kWh/d.

c) En el conjunto de los almacenamientos subterráneos, nominaciones de inyección y extracción de gas, proporcionando la cantidad a inyectar y/o extraer, en kWh/d.

d) Cualquier otra nominación necesaria de acuerdo a la legislación vigente, con el detalle de información adecuado.

3. En ausencia de una nominación válida enviada por el usuario, se tomará como nominación la última programación semanal. En el caso de las entradas/salidas por

conexiones internacionales con Europa, el gestor técnico del sistema aplicará la norma de nominación por defecto que se haya acordado con el operador de redes de transporte al otro lado de la frontera. El gestor técnico del sistema hará pública esta regla en su página web.

4. El gestor técnico del sistema, en el día anterior al día de gas, dispondrá de 2 horas, hasta las 16:00 horas, para confirmar las nominaciones realizadas.

5. Una vez confirmada la nominación, se iniciará una serie de ciclos de renominaciones correspondientes al uso de las infraestructuras en el día de gas. El último ciclo de renominaciones del día de gas finalizará tres horas antes de la finalización del día de gas.

Cada ciclo de renominaciones se iniciará al comienzo de cada hora y tendrá una duración de dos horas, finalizando con la confirmación de la renominación por parte del gestor técnico del sistema. El usuario podrá enviar renominaciones durante la primera hora y media del ciclo de renominación. La hora de comienzo del cambio efectivo de la nominación será 2 horas después del inicio del ciclo de renominación, a menos que el usuario solicite un momento posterior.

El contenido de las renominaciones será el mismo que el de las nominaciones.

La cantidad renominada expresada en las renominaciones realizadas en el día anterior al día de gas afectará al uso de la instalación por el usuario durante todo el día de gas y se expresará en kWh/día.

La cantidad renominada expresada en las renominaciones realizadas dentro del día de gas afectará a las horas restantes del día de gas una vez finalizado el ciclo de renominación en el que se produjo la renominación y se expresará en kWh.

Cuando una nominación o renominación realizada en el día anterior del día de gas (expresada en kWh/día) se vea modificada por una renominación realizada durante el día de gas, el cálculo de la cantidad de gas que estuvo efectivo de la nominación/renominación realizada en el día anterior al día de gas se realizará de forma proporcional al número de horas en que dicha nominación/renominación estuvo vigente.

6. En cualquier momento, en función de las necesidades específicas del gestor técnico del sistema y de los operadores de las instalaciones, y siempre que esté justificado, estos podrán exigir a los usuarios de las mismas que proporcionen información adicional sobre las nominaciones y renominaciones, en concreto, una previsión precisa, actualizada y suficientemente detallada de sus entradas y salidas.

7. El gestor técnico del sistema podrá no aceptar una nominación o renominación en los siguientes casos:

a) Si no se ajusta al contenido establecido.
b) Si no la envía un usuario autorizado.
c) Si da lugar a un flujo que no puede suceder físicamente.
d) Si supera la capacidad contratada del agente.

En el caso de que no se acepte una renominación de un usuario, el gestor técnico del sistema utilizará la última cantidad del usuario aceptada como nominación o renominación.

8. El gestor técnico del sistema no podrá denegar una nominación de un usuario porque su nominación de entradas en un área de balance no coincida con la nominación de sus salidas en dicha área.

9. El gestor técnico del sistema sólo podrá modificar la cantidad de una nominación y renominación en casos excepcionales y, en particular, en situaciones de emergencia en las que haya un peligro evidente para la seguridad y estabilidad del sistema, en cuyo caso deberá informar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, justificando su actuación.

10. Toda la información y comunicación relativa a los procesos de nominación y renominación se realizarán a través del sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) del gestor técnico del sistema.

Artículo 22. *Información que se facilitará a los usuarios.*

1. El gestor técnico del sistema será el encargado de proporcionar a los usuarios la mejor información disponible que exista en relación con su balance en las distintas áreas de balance, antes del día de gas, durante el día de gas y después del día de gas.

Toda la información respecto al balance de los usuarios se proporcionará a través del sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) del gestor técnico del sistema.

Se establecerá el detalle de la información a proporcionar sobre el balance de los usuarios en las áreas de balance en TVB, PVB y AVB según lo dispuesto en este artículo.

2. El gestor técnico del sistema publicará telemáticamente, antes de las 10:00 h del día anterior al día de gas, su estimación de demanda para el día de gas en el conjunto del sistema gasista en kWh/día, así como toda la información sobre las hipótesis realizadas para el cálculo de la misma.

3. Antes de las 12:00 h del día anterior al día de gas, los operadores de redes de distribución remitirán telemáticamente al gestor técnico del sistema, a través del Sistema logístico de acceso de terceros a la red, la previsión de la demanda en su red de distribución para el día d por usuario con desglose de consumo telemedido y no telemedido, conforme a la regulación vigente, en kWh/d. Igualmente, los transportistas remitirán al gestor técnico del sistema la previsión de la demanda de sus salidas por línea directa para el día d por usuario y con desglose de consumo telemedido y no telemedido.

Con esta información, el gestor técnico del sistema recalculará, en su caso, la demanda global del sistema para el día de gas, expresada en kWh/d, y la publicará en el Sistema logístico de acceso de terceros a la red antes de las 13:00 h del día anterior al día de gas.

Asimismo, también antes de las 13:00 h del día anterior al día de gas, el gestor técnico del sistema calculará el desglose de la demanda global del sistema por usuario y comunicará a cada usuario la demanda que le corresponde.

4. Durante el día de gas, el gestor técnico del sistema, en colaboración con los responsables de la medida y del reparto, proporcionará a cada usuario, en base a su propia información y a la información que proporcionen los operadores de las redes, información en al menos dos ocasiones, a las 14:00 h y a las 21:00 h. La información hará referencia a la posición de gas del usuario a las 11:00 h y las 18:00 h respectivamente.

La información a comunicar a cada usuario en relación con el área de balance en PVB será la siguiente:

a) Entradas:

En la red de transporte, el gas introducido hasta el momento en cada punto de entrada al conjunto de la red de transporte que corresponde al usuario, en kWh.

b) Salidas:

En la red de transporte:

1. El consumo telemedido acumulado hasta ese momento que corresponde al usuario, en kWh, proporcionado por transportistas y distribuidores.

2. Estimación actualizada de la demanda no telemedida que corresponde al usuario para el total del día de gas, en kWh/día, proporcionada por distribuidores.

3. Emisión acumulada hasta ese momento en los puntos de conexión que se determinen en la normativa aplicable, en kWh, proporcionada por transportistas y distribuidores.

La información que recibirá cada usuario en relación con el área de balance en TVB será la siguiente:

a) Entradas:

1. El gas introducido desde el PVB (licuefacción virtual), en kWh.
2. El gas natural licuado descargado o adquirido en TVB, en kWh.

b) Salidas:

1. El gas regasificado, en kWh.
2. El gas natural licuado cargado en buques, cisternas o cedido, en kWh.

c) Existencias iniciales de gas natural licuado en TVB al comienzo del día de gas.

La información que se ha de comunicar a cada usuario en relación con el área de balance en AVB será la siguiente:

a) Entradas:

El gas inyectado o adquirido en almacenamientos subterráneos básicos, en kWh.

b) Salidas:

El gas extraído o cedido en almacenamientos subterráneos básicos, en kWh.

c) Existencias iniciales de gas natural en AVB al comienzo del día de gas.

5. Periódicamente, el gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las instalaciones, realizará un informe que remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, valorando y detallando los costes y beneficios de aumentar la frecuencia de la provisión de información a los usuarios, reducir los plazos de suministro de información y mejorar la previsión de información suministrada, tanto durante el día de gas, como en el día anterior y posterior al día de gas.

En función de este informe, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá, mediante resolución, concretar cuestiones de detalle sobre el procedimiento y contenido del suministro de información.

6. Antes de finalizar cada año el gestor técnico del sistema publicará en su página web un informe sobre la precisión de la información de las salidas de la red de transporte sin medición diaria.

CAPÍTULO VII

Garantías para la liquidación de desbalances

Artículo 23. *Condiciones generales sobre garantías para la liquidación de desbalances.*

1. El gestor técnico del sistema requerirá a los usuarios la formalización de garantías con el fin de mitigar el posible impago de cualquier importe debido a las liquidaciones de desbalances.

El importe y la vigencia de los requerimientos de garantías para la liquidación de desbalances del usuario serán los necesarios para cubrir su nivel de riesgo en las áreas de balance en TVB, PVB y AVB. El importe se calculará mediante la aplicación de las fórmulas incluidas en esta circular.

2. Las garantías para la liquidación de desbalances en las áreas de balance serán gestionadas conforme a lo establecido en la normativa vigente por el gestor de garantías.

3. Los requerimientos y liberaciones de garantías para la liquidación de desbalances serán realizados por el gestor técnico del sistema y comunicados a los usuarios y al gestor de garantías.

El gestor técnico del sistema deberá ser conocedor de cualquier variación en las garantías asignadas por cada usuario para las liquidaciones de desbalances.

El gestor técnico del sistema habilitará un simulador que proporcionará a los usuarios un cálculo no vinculante de las garantías requeridas, así como el detalle de los cálculos realizados.

4. Cada vez que se calcule el nivel de riesgo del usuario de acuerdo a lo dispuesto en esta circular y se constate que éste es superior en más de 10.000 euros al requerimiento anterior de garantías para las liquidaciones de desbalances exigido al mismo se realizará un requerimiento inmediato por el volumen de garantías necesarias para cubrir dicha diferencia.

5. Los requerimientos de garantías para la liquidación de desbalances serán de cumplimiento inmediato y de carácter indefinido, hasta que se produzca la última liquidación de recargos por desbalances que afecte al usuario.

En cualquier caso, será motivo de liberación de las garantías para la liquidación de desbalances la baja de usuarios con cartera de balance en las áreas de balance cuando el usuario haya cumplido todas sus obligaciones y saldado sus deudas en relación con los recargos por desbalances.

6. El gestor técnico del sistema será responsable de mantener un registro del nivel de riesgo de desbalance del usuario para cada día de gas «d».

7. En caso de un impago de un recargo por desbalance atribuible a un usuario, el gestor técnico del sistema no será responsable de asumir pérdida alguna, siempre que las garantías financieras y otros requisitos contractuales se hubieran aplicado debidamente y

que el gestor técnico del sistema hubiera llevado a cabo todas las actuaciones a su alcance para reclamar el pago del recargo, debiendo acreditar la imposibilidad de recuperar la deuda a través de dichas actuaciones.

Artículo 24. *Ejecución de garantías en caso de impago de los recargos por desbalances.*

1. Se considerará que se produce un incumplimiento de las obligaciones de pago de los recargos por desbalances si, una vez vencido el periodo de pago, la deuda no se hubiese abonado.

2. En el caso de incumplimientos en el pago relativos a los recargos por desbalances, el gestor técnico del sistema lo notificará al gestor de garantías.

El gestor de garantías procederá a la ejecución de las garantías constituidas para la liquidación por desbalances. Las cantidades adeudadas y no pagadas devengarán intereses de demora a contar desde la finalización del plazo de pago del recargo por desbalance al que correspondan hasta la fecha en que efectivamente se abone la cantidad pendiente.

Adicionalmente, si fuera necesario, el gestor técnico del sistema requerirá al usuario la reposición de garantías correspondiente a su nuevo nivel de riesgo.

3. Si la ejecución de las garantías no permite el cobro de la totalidad de la cantidad adeudada, el gestor de garantías lo comunicará al gestor técnico del sistema. En este caso, el gestor de garantías retendrá las garantías no asignadas del usuario incluidas en la cuenta de garantías.

Durante el plazo comprendido entre la ejecución de las garantías y el pago de las cantidades adeudadas junto con los intereses que correspondan, se rechazará cualquier nominación y renominación de salida de PVB del usuario, así como de TVB y AVB, siempre que ello suponga la salida de gas del sistema español o que el usuario posea existencias negativas en estas instalaciones. Se rechazará también cualquier nueva notificación de transferencia de titularidad de gas natural licuado y gas que suponga una cesión o venta por parte del usuario, excepto las ya comunicadas por el Mercado Organizado de Gas. El gestor técnico del sistema informará sobre el incumplimiento de las obligaciones de pago del usuario y sus consecuencias, a los efectos oportunos, a los operadores de las plataformas de comercio, a las plataformas de negociación, entidades de contrapartida central y proveedores de servicios que realicen funciones de notificación de transferencias, a los operadores de las infraestructuras del sistema y a los usuarios. Asimismo, el gestor técnico del sistema retendrá al usuario las cantidades económicas que le pudieran corresponder por posibles desbalances positivos del usuario en las áreas de balance en PVB, TVB y AVB. También, los operadores de las plataformas de comercio y las entidades de contrapartida central que realicen notificaciones de transferencias retendrán todas las cantidades económicas que corresponden al usuario en relación con sus actividades en el sector del gas natural.

Las cantidades económicas retenidas conforme a este apartado podrán ser utilizadas, a solicitud del gestor técnico del sistema Gasista, para cumplir con las obligaciones del usuario en relación con los recargos por desbalances.

4. Realizado voluntariamente el pago de las cantidades adeudadas por el usuario junto con los debidos intereses, el gestor técnico del sistema comprobará que el usuario dispone de las garantías necesarias correspondientes a su nuevo nivel de riesgo. De no ser así, se procederá según lo establecido en el artículo 25 de esta circular. Si el usuario contase con las garantías necesarias conforme a su nivel de riesgo, el gestor técnico del sistema abonará al usuario las cantidades económicas que se hubieran devengado como consecuencia de los desbalances positivos del usuario durante el periodo en que existió el impago. Además, se liberarán las cantidades económicas retenidas derivadas de su actividad en las plataformas de comercio y las entidades de contrapartida central.

Artículo 25. *Incumplimiento de los requerimientos de aportación de garantías por desbalances.*

1. Se considerarán los siguientes incumplimientos:

a) Incumplimiento en la aportación de nuevas garantías requeridas.

Mientras el usuario no disponga de las garantías correspondientes a su nivel de riesgo, se rechazará cualquier nominación y renominación de salida del PVB del usuario, así como de TVB y AVB, siempre que ello suponga la salida de gas del sistema español o que el usuario posea existencias negativas en estas instalaciones. Se rechazará también cualquier nueva notificación de transferencia de titularidad de gas natural licuado y gas que suponga una cesión o venta por parte del usuario, excepto las ya comunicadas por el Mercado Organizado de Gas. El gestor técnico del sistema informará sobre el incumplimiento de las obligaciones de pago del usuario y sus consecuencias, a los efectos oportunos, a los operadores de las plataformas de comercio, a las plataformas de negociación, entidades de contrapartida central y proveedores de servicios que realicen funciones de notificación de transferencias, a los operadores de las infraestructuras del sistema y a los usuarios. Asimismo, el gestor técnico del sistema no abonará al usuario las cantidades económicas que le pudieran corresponder por posibles desbalances positivos del usuario en las áreas de balance en PVB, TVB y AVB. También, los operadores de las plataformas de comercio y las entidades de contrapartida central que realicen notificaciones de transferencias retendrán todas las cantidades económicas que corresponden al usuario en relación con sus actividades en el sector del gas natural. Además, el gestor de garantías no tendrá en consideración las solicitudes de devolución de garantías del usuario.

Las cantidades económicas retenidas podrán ser utilizadas, a solicitud del gestor técnico del sistema Gasista, para cumplir con las obligaciones del usuario en relación con los recargos por desbalances.

Una vez el usuario establezca las garantías correspondientes a su nivel de riesgo, el gestor técnico del sistema abonará al usuario las cantidades económicas que se hubieran devengado como consecuencia de los desbalances positivos del usuario durante el periodo en que no cumplió con el nivel de garantías requeridas. Además, se liberarán las cantidades económicas retenidas derivadas de su actividad en las plataformas de comercio y en las entidades de contrapartida central. Asimismo, el gestor de garantías tramitará, en su caso, las solicitudes de devolución de garantías del usuario.

b) Incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías.

Se considerará que se ha producido incumplimiento:

i. En el caso de que, llegado el quinto día anterior a la fecha de expiración de la garantía, esta no hubiese sido sustituida por una garantía con vigencia superior a los cinco días siguientes a la fecha de expiración.

ii. En el caso de que los instrumentos de garantías no cumplan con los requisitos establecidos, o bien cuando el gestor de garantías requiera la sustitución de estos por otras garantías válidas, dicha sustitución no tenga lugar dentro de un plazo de cinco días.

En ambos casos, se ejecutará el importe necesario para cubrir los requerimientos pendientes, si los hubiera.

2. Los procesos y actuaciones asociados a estas situaciones de incumplimiento se desarrollarán en las normas de gestión de garantías para la liquidación de los desbalances.

Artículo 26. *Nivel de riesgo de desbalance.*

El nivel de riesgo de desbalance del usuario será calculado por el gestor técnico del sistema para cada día de gas «d», tras la finalización del último ciclo de renominación relativo al día de gas «d» y antes del día de gas siguiente «d+1», mediante la aplicación de las fórmulas incluidas en la presente circular y determinará la cuantía de garantías por desbalances que debe mantener el usuario en el día de gas «d+1». Durante el día de gas «d +1» se podrá realizar un nuevo cálculo del riesgo y, en consecuencia, un nuevo requerimiento de garantías, por la aplicación del artículo 6.7. En caso de estimarlo necesario, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá, mediante resolución, modificar transitoriamente la periodicidad del cálculo del nivel de riesgo y del requerimiento de garantías, al objeto de mitigar el riesgo derivado del desbalance de los usuarios en situaciones concretas de carácter excepcional que puedan afectar al equilibrio físico o económico del sistema gasista.

Para las agrupaciones de usuarios, y siempre que se mantenga la agrupación, el nivel de riesgo de desbalance se calculará para la agrupación en su conjunto. En el momento en que la agrupación de usuarios desaparezca, el requerimiento de garantías para la liquidación de desbalances se realizará de forma inmediata por usuario.

Artículo 27. *Cálculo de las garantías por desbalances.*

1. El nivel de riesgo de desbalance (R_d) de un usuario un día de gas «d», expresado en euros, se calculará como la suma de su riesgo de desbalance en PVB (Rpvb), en AVB (Ravb) y en TVB (Rtvb), más la suma de los recargos por desbalance no pagados (CD):

$$R_d = Rpvb_d + Ravb_d + Rtvb_d + \sum_j^n CD_j$$

Los términos $Rpvb_d$, $Ravb_d$ y $Rtvb_d$ se calcularán, para cada día de gas «d», tras la finalización del último ciclo de renominación relativo al día «d» y antes del día de gas siguiente «d+1». En el caso de que alguno de dichos términos proporcione un resultado negativo, éste será sustituido por cero.

Asimismo, R_d tendrá un valor mínimo que se fijará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. El nivel de riesgo de desbalance en el PVB del usuario para el día de gas «d», $Rpvb_d$, se calculará conforme a la siguiente fórmula:

Rpvbd = [Demanda + (SalidasPVB – EntradasPVB) + (CesionesPVB – AdquisicionesPVB) – Existencias inicialesPVB] x P

siendo:

a) Demanda: mejor estimación disponible de la demanda del usuario del día «d», calculada conforme a lo dispuesto en la normativa vigente.

b) $Salidas_{PVB}$: nominaciones/renominaciones de salida desde el PVB a conexiones internacionales, a plantas de regasificación, a almacenamientos subterráneos y, si lo hubiera, al almacenamiento en PVB del usuario, del día «d».

c) $Entradas_{PVB}$: nominaciones/renominaciones de entrada al PVB desde conexiones internacionales, plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos, yacimientos e inyección de biogás y, si lo hubiera, desde el almacenamiento en PVB del usuario, del día «d».

d) $Cesiones_{PVB}$: cantidad de gas vendido por el usuario con entrega en PVB el día «d» y en el día «d+1».

e) $Adquisiciones_{PVB}$: cantidad de gas comprado por el usuario con entrega en PVB el día «d» y en el día «d+1».

f) Existencias $Iniciales_{PVB}$: Existencias iniciales de gas en PVB al comienzo del día «d» del usuario.

g) P: tarifa de desbalance de compra diaria del día de gas «d».

3. El nivel de riesgo de desbalance en el Tanque Virtual de Balance (TVB) del usuario para el día de gas «d», $Rtvb_d$, se calculará conforme a la siguiente fórmula:

Rtvbd = [(SalidasTVB – EntradasTVB) + (CesionesTVB – AdquisicionesTVB) – Existencias inicialesTVB] x (P + peaje por el servicio de licuefacción)

siendo:

a) $Salidas_{TVB}$ nominaciones/renominaciones de regasificación, carga de buques, puesta en frío y carga de cisternas del día «d» del usuario.

b) $Entradas_{TVB}$: nominaciones/renominaciones de licuefacción virtual y de descarga de buque en TVB del día «d» del usuario.

c) $Cesiones_{TVB}$: operaciones de venta de gas natural licuado en TVB del usuario correspondientes al día «d» y al día «d+1».

d) $Adquisiciones_{TVB}$: operaciones de compra de gas natural licuado en TVB del usuario correspondientes al día «d» y al día «d+1».

e) Existencias $Iniciales_{TVB}$: Existencias iniciales de gas natural licuado en TVB al comienzo del día «d» del usuario.

f) P: tarifa de desbalance de compra diaria del día de gas «d».

4. El nivel de riesgo de desbalance en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB) del usuario para el día de gas «d», $Ravb_d$, se calculará conforme a la siguiente fórmula:

Ravbd = [(SalidasAVB – EntradasAVB) + (CesionesAVB – AdquisicionesAVB) – Existencias inicialesAVB] x (P + peaje de salida de PVB + peaje de inyección)

siendo:

a) $Salidas_{AVB:}$ nominaciones/renominaciones de extracción en los almacenamientos subterráneos del día «d» del usuario.

b) $Entradas_{AVB:}$ nominaciones y renominaciones de inyección en los almacenamientos subterráneos del usuario del día «d».

c) $Cesiones_{AVB}$: operaciones de venta de gas en AVB del usuario correspondientes al día «d» y al día «d+1».

d) $Adquisiciones_{AVB}$: operaciones de compra de gas en AVB del usuario correspondientes al día «d» y al día «d+1».

e) Existencias $Iniciales_{AVB}$: existencias totales del usuario en AVB al comienzo del día «d» del usuario.

f) P: tarifa de desbalance de compra diaria del día de gas «d».

5. $\sum_j^d CD_j$ suma de recargos por desbalance en PVB, TVB y AVB a abonar por el usuario al gestor técnico del sistema que no han sido pagados hasta el día de gas «d», tras descontar la suma de los recargos por desbalance en PVB, TVB y AVB hasta el día de gas «d» a abonar por el gestor técnico del sistema al usuario. $\sum_j^d CD_j$ podrá ser negativo si el valor total de los recargos a abonar por el gestor técnico del sistema al usuario supera el valor total de los recargos a abonar por el usuario al gestor técnico del sistema.

Artículo 28. *Solución de conflictos.*

Los conflictos que puedan surgir en relación con gestión de garantías se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición adicional primera. *Capacidad de almacenamiento en PVB.*

Mientras no se desarrolle el servicio de flexibilidad de almacenamiento en PVB, la capacidad de almacenamiento en PVB a la que tienen derecho los usuarios será 0 kWh/día.

Disposición adicional segunda. *Gas de maniobra.*

Se fija en 0 GWh el gas de maniobra de que dispone el gestor técnico del sistema para mantener el sistema gasista en condiciones normales de operación. El gestor técnico del sistema tendrá copia de los acuerdos de balance operativo existentes entre los transportistas interconectados en los puntos en los que exista nominación, para conocer las flexibilidades del sistema en la operación diaria.

El gestor técnico del sistema mantendrá, al finalizar cada día de gas, las existencias físicas en el sistema de transporte dentro de una banda centrada en un valor de existencias físicas denominado valor de referencia.

Disposición adicional tercera. *Habilitación de usuarios.*

Los usuarios que deseen operar en el área de balance en TVB, PVB y AVB a partir de la fecha de entrada en vigor de esta circular deberán adherirse al contrato marco de habilitación de cartera de balance con el gestor técnico del sistema antes de la citada fecha.

Disposición adicional cuarta. *Gas de los usuarios inhabilitados.*

Cuando un usuario se inhabilite en el área de balance en TVB o AVB y aún disponga de gas natural licuado o de gas en las instalaciones del sistema gasista, el gestor técnico del sistema regasificará el gas natural licuado del usuario en TVB o extraerá el gas del usuario en AVB, lo introducirá en el PVB y lo venderá en la plataforma de comercio. Las cantidades económicas que correspondan a estas ventas se ingresarán en la cuenta de liquidaciones en TVB y AVB, una vez descontados los peajes de acceso a las instalaciones correspondientes.

Disposición adicional quinta. *Propuesta de procedimiento para la habilitación, suspensión y baja de usuarios con cartera de balance y propuesta de contrato marco de habilitación de cartera de balance.*

En un plazo de dos meses desde la fecha de publicación de esta circular, el gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para su aprobación, el procedimiento para la habilitación, suspensión y baja de usuarios con cartera de balance en TVB, PVB y AVB y la propuesta de contrato marco de habilitación de cartera de balance, junto con las respuestas recibidas durante el proceso de consulta pública y su análisis.

Disposición adicional sexta. *Plataforma de comercio donde el gestor técnico del sistema realice las transacciones de transferencia de titularidad de gas.*

La plataforma de comercio a la que aluden los artículos 3.1.aa), 8, 10.1, 11.7, 14.1, 14.4 y la disposición adicional cuarta será el Mercado Organizado de Gas.

Disposición adicional séptima. *Calendario de envío, retirada y modificación de notificaciones.*

En un plazo de quince días desde la fecha de publicación de esta circular, el gestor técnico del sistema establecerá y publicará en su página web el calendario de envío, retirada y modificación de notificaciones, teniendo en cuenta el tiempo que necesite para su registro y contabilización.

Disposición adicional octava. *Procedimiento de facturación y liquidación de desbalances en TVB y AVB y neutralidad del GTS.*

En un plazo de dos meses desde la fecha de publicación de esta circular, el gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para su aprobación mediante resolución, una propuesta de procedimiento detallado del cálculo, facturación y liquidación de los recargos por desbalances de los usuarios en TVB y AVB, así como de la metodología de liquidación de los costes e ingresos derivados de los desbalances en estas áreas de balance y para asegurar su neutralidad económica.

Disposición adicional novena. *Mecanismo de incentivos al gestor técnico del sistema.*

En un plazo de dos meses desde la fecha de publicación de esta circular, el gestor técnico del sistema propondrá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un mecanismo de incentivos a la eficiencia en la gestión de los desbalances de los usuarios en TVB y AVB y en la selección y empleo de las acciones de balance en PVB, que será aprobado mediante resolución de dicha Comisión.

Disposición adicional décima. *Gestión de Garantías.*

1. Las garantías para la contratación de capacidad y para la liquidación de desbalances serán administradas de forma conjunta por el operador del Mercado Organizado de Gas como gestor de garantías, pudiendo a su vez gestionarse junto con otras requeridas para operar en el sistema gasista, siempre que se respeten sus condiciones y características particulares y el carácter finalista de cada una de las garantías, directamente o a través de un tercero. La gestión de las garantías deberá obedecer a una gestión eficiente y eficaz en cuanto a costes y riesgos se refiere, estableciéndose los incentivos necesarios para la consecución de estos objetivos.

2. Los sujetos con derecho de acceso y los sujetos habilitados con cartera de balance en alguna de las áreas de balance por el gestor técnico del sistema dispondrán de una cuenta de garantías ante el gestor de garantías, donde se prestarán las garantías establecidas para dar cobertura suficiente a sus operaciones. Los agentes determinarán la parte de las garantías asignada a cada finalidad, no pudiendo los potenciales requerimientos de garantías asociadas a una finalidad ser cubiertos por garantías comprometidas a otra.

3. El gestor de garantías permitirá a los agentes la asignación de las garantías aportadas y no comprometidas a las distintas finalidades, según sus necesidades.

4. Las garantías responderán de las obligaciones que asuma cada titular de la cuenta de garantías, incluidos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles en el momento de pago.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobará mediante resolución, las normas de gestión de garantías para la contratación de acceso y para la liquidación de desbalances del sistema gasista.

6. En el caso de finalización de las obligaciones de pago en relación con el acceso a las instalaciones y con el desbalance en las áreas de balance del sistema gasista, las garantías serán canceladas tras el último pago.

Disposición adicional undécima. *Consulta a los agentes.*

El gestor técnico del sistema consultará a los sujetos y agentes interesados en el desarrollo de las propuestas a que se refiere la presente circular.

Disposición adicional duodécima. *Cómputo de plazos.*

Los plazos señalados en la circular se computarán con arreglo a lo dispuesto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, a excepción de lo relativo al «día de gas».

Disposición transitoria primera. *Suscripción del nuevo contrato marco de habilitación de cartera de balance.*

Aquellos usuarios que, en la fecha de entrada en vigor de esta circular, estén habilitados para disponer de cartera de balance en PVB, o tengan contrato de acceso a las plantas de regasificación o a los almacenamientos subterráneos, deberán únicamente suscribir el nuevo modelo de contrato marco de habilitación de cartera de balance que se apruebe por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin necesidad de seguir el previo procedimiento de habilitación.

Disposición transitoria segunda. *Eficacia de Resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

Las Resoluciones de 1 de marzo de 2016, por la que se aprueba el procedimiento de habilitación y baja de usuarios con cartera de balance en el punto virtual de balance y el contrato marco, y de 17 de mayo de 2018, por la que se aprueba la metodología de incentivos del gestor técnico del sistema gasista a la eficiencia en la selección y empleo de las acciones de balance, surtirán efecto hasta que sean aplicables las Resoluciones que las sustituyan.

Disposición transitoria tercera. *Gestión de los desbalances en TVB y AVB.*

Desde la fecha de entrada en vigor de la presente circular y hasta el 1 de octubre de 2020, el gestor técnico del sistema podrá decidir no acudir al Mercado Organizado de Gas para la gestión de los desbalances provisionales de los usuarios en las áreas de balance en TVB y AVB. Durante este periodo, y a excepción de los desbalances positivos que den lugar al almacenamiento en los términos del artículo 8.4, los recargos económicos por desbalances se calcularán teniendo en cuenta la tarifa de desbalance en PVB y los peajes correspondientes, como si el desbalance se hubiera gestionado en el Mercado Organizado de Gas. Hasta el 1 de octubre de 2020, a efectos de facturación de los desbalances positivos definidos en el artículo 8.4, se aplicará la Norma de Gestión Técnica del Sistema 3.6.1.

Disposición transitoria cuarta. *Procedimientos que permitan establecer el estado de la red de transporte.*

Hasta que tenga lugar la aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de los procedimientos que permitan establecer el estado de la red de transporte, conforme a lo dispuesto en el artículo 11, se aplicarán los criterios establecidos en las normas de gestión técnica del sistema.

Disposición transitoria quinta. *Normas de gestión de garantías para la contratación del acceso y para la liquidación de desbalances del sistema gasista.*

Hasta que tenga lugar la aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las normas de gestión de garantías para la contratación del acceso y para la liquidación de desbalances del sistema gasista, conforme a lo dispuesto en la disposición adicional undécima, será de aplicación lo dispuesto en la Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista.

Disposición transitoria sexta. *Garantías para la liquidación de desbalances.*

Hasta el 1 de octubre de 2020, los incumplimientos de las obligaciones de pago de los recargos por desbalances, así como los incumplimientos de los requerimientos de aportación de garantías por desbalances, darán lugar a una suspensión de la cartera de balance del usuario en todas las áreas de balance en las que esté habilitado.

La suspensión de la cartera de balance será efectiva a partir de la comunicación fehaciente de dicha suspensión por el gestor técnico del sistema. La suspensión se comunicará al usuario afectado, a los operadores de cualquier plataforma de comercio, a otras plataformas de negociación, entidades de contrapartida central y proveedores de servicios que realicen funciones de notificación de transacciones, al gestor de garantías, a los diferentes operadores de infraestructuras y al resto de usuarios del sistema.

La suspensión de la cartera de balance supondrá también la suspensión del usuario como agente del Mercado Organizado de Gas. El gestor técnico del sistema no aceptará notificaciones de transferencias de titularidad de gas que afecten al usuario suspendido y que se comuniquen en la misma fecha o en una fecha posterior a la fecha de suspensión de las carteras de balance, excepto las ya comunicadas por el Mercado Organizado de Gas. Igualmente, el usuario no podrá nominar, ni renominar en las instalaciones gasistas con fecha igual o posterior a la fecha de suspensión de la cartera de balance.

La suspensión no eximirá al usuario del cumplimiento de las obligaciones de pago pendientes, o que afloren en el futuro, incluyendo las obligaciones asociadas al suministro a sus clientes, derivadas de su condición de usuario con cartera de balance, comprendiendo los intereses devengados.

Una vez superados los motivos que dieron lugar a la suspensión, se procederá a reestablecer las carteras de balance en las distintas áreas de balance en las que actúe el usuario, lo que será efectivo a partir de las 06:00 h del día siguiente a la comunicación de dicho restablecimiento.

El restablecimiento será comunicado al usuario y al resto de entidades y agentes del mercado a los que se comunicó la suspensión.

Disposición transitoria séptima. *Adhesión al contrato marco de habilitación de cartera de balance.*

Hasta el desarrollo de los sistemas informáticos y, en todo caso, antes del 1 de octubre de 2020, la adhesión al contrato marco de habilitación de cartera de balance se realizará por defecto en las tres áreas de balance, aunque el usuario no opere en alguna de ellas. En las áreas en las que el usuario no opere se considerará que su cartera de balance no presenta desbalances en ningún momento.

Disposición transitoria octava. *Agrupaciones de carteras de balance en TVB y en AVB.*

Hasta el 1 de octubre de 2020 los comercializadores y los consumidores directos en mercado no podrán agrupar sus carteras de balance en TVB, ni sus carteras de balance en AVB, a efectos del cálculo de los recargos por desbalances.

Disposición transitoria novena. *Tratamiento de ajustes y regularizaciones de repartos en plantas de regasificación anteriores a la entrada en vigor de esta circular.*

Respecto a los balances en plantas de regasificación de gas natural licuado anteriores a la entrada en vigor de esta circular se procederá de la siguiente forma:

a) En los primeros 15 días del mes de abril de 2020, el gestor técnico del sistema calculará las existencias procedentes de ajustes y regularizaciones de repartos enviados hasta el 31 de marzo de 2020. Antes del 15 de abril de 2020 el gestor técnico del sistema comunicará a cada usuario el volumen de gas natural licuado que le corresponde, y procederá a asignar, en el balance del usuario en TVB, una entrada o salida de gas natural licuado con fecha 30 de abril de 2020.

b) En los primeros 15 días del mes de enero de 2021, el gestor técnico del sistema calculará las existencias procedentes de ajustes y regularizaciones de repartos enviadas desde el 1 de abril de 2020 hasta el 31 de diciembre de 2020. Antes del 15 de enero de 2021 el gestor técnico del sistema comunicará a cada usuario el volumen de gas natural licuado que le corresponde, y procederá a asignar, en el balance del usuario en TVB, una entrada o salida de gas natural licuado con fecha 30 de enero de 2021.

c) En los primeros 10 días del mes de abril de 2021, el gestor técnico del sistema calculará las existencias procedentes de ajustes y regularizaciones de repartos enviadas desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de marzo de 2021. Antes del 15 de abril de 2021 el gestor técnico del sistema comunicará a cada usuario el volumen de gas natural licuado que le corresponde, y procederá a asignar, en el balance del usuario en TVB, una entrada o salida de gas natural licuado con fecha 30 de abril de 2021.

Disposición transitoria décima. *Valor de los parámetros contenidos en la circular.*

En tanto no se dicten las resoluciones previstas en los artículos 3, 6.7, 8 y 27.1 de la presente circular:

1. Se fija en un 3% el valor del ajuste menor a aplicar en el cálculo de los recargos por desbalance de los usuarios en TVB y AVB y al precio medio ponderado del gas en el cálculo de los recargos por desbalance de los usuarios en PVB referidos en los artículos 3 y 8.

2. Se fija en 2 el número de veces del peaje diario que el usuario en desbalance positivo en TVB y AVB debe abonar como consecuencia de su desbalance, referido en el artículo 8.

3. El valor de las garantías referidas en el artículo 6.7 se fija en el equivalente a 30 GWh de desbalance negativo.

4. Se fija en 100.000 euros el valor mínimo del nivel de riesgo de desbalance R_d referido en el artículo 27.1.

Disposición derogatoria única.

Queda derogada la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La Circular entrará en vigor el 1 de abril de 2020, excepto las disposiciones adicionales quinta, séptima, octava, novena y undécima, que entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», y los artículos 24 y 25, que entrarán en vigor el 1 de octubre de 2020.

§ 32

Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 202, de 25 de julio de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-8556

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE, reconoce como uno de los aspectos fundamentales para la creación del mercado interior de gas natural, el establecimiento de tarifas de acceso al transporte. En este sentido, el considerando 23 y el artículo 41 de esta Directiva determinan, por una parte, la necesidad de adoptar medidas para «garantizar tarifas de acceso transparentes y no discriminatorias al transporte» y, por otra parte, que las autoridades reguladoras tendrán, entre otras competencias, la de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución, o sus metodologías, velando por que no sean discriminatorias y no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro.

El Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005, tiene por objeto establecer normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior del gas.

El artículo 13 del citado Reglamento (CE) n.º 715/2009 determina que las tarifas de acceso, o los métodos para calcularlas, deberán respetar los principios de transparencia y no discriminación entre distintos usuarios, evitarán subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red, proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte y no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo de las diferentes redes de transporte. Adicionalmente, establece que las tarifas para los usuarios de la red se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Por último, establece que cuando las diferencias en las estructuras tarifarias o en los mecanismos de balance constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 41, apartado 6, de la Directiva 2009/73/CE, todos los gestores de redes de transporte fomentarán activamente, en estrecha colaboración con las autoridades nacionales competentes, la convergencia de las estructuras tarifarias y de los principios de tarificación incluyendo también los relativos al balance.

El Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, tiene por objeto fijar las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas. Dicho Reglamento impone a la autoridad reguladora nacional una serie de obligaciones relativas al procedimiento de establecimiento de la metodología de cálculo y la información que debe acompañar a la publicación de las tarifas.

Adicionalmente, el citado Reglamento establece que, simultáneamente con la consulta final efectuada de conformidad con el artículo 26, la autoridad reguladora nacional realizará una consulta sobre los principios del mecanismo de compensación efectivo entre gestores de redes de transporte y sus consecuencias sobre los niveles tarifarios.

Por otra parte, el artículo 28 establece que simultáneamente con la consulta final efectuada de conformidad con el artículo 26, apartado 1, la autoridad reguladora nacional consultará a las autoridades reguladoras nacionales de todos los Estados miembros conectados directamente y todas las partes interesadas pertinentes sobre el nivel de los multiplicadores; si procede, el nivel de factores estacionales y los niveles de descuentos aplicables a los productos estándar de capacidad interrumpible y a las entradas desde instalaciones de GNL y en los puntos de entrada y de salida desde las infraestructuras construidas con objeto de poner fin al aislamiento de los Estados Miembros.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, a efectos de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la función de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y siguiendo criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de las instalaciones de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

Así, el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, señala que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, mediante resolución los precios de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado de acuerdo con la metodología y estructura que a estos efectos sea aprobada por ella misma, mientras que el Gobierno establecerá la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, siendo el titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, el responsable de aprobar los precios de los cánones de acceso a los almacenamientos subterráneos básicos.

Adicionalmente, establece que los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las instalaciones de manera que se optimice el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos. Estos precios deberán respetar el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista y ser suficientes para cubrir los costes por el uso de las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado. Finalmente, el citado artículo establece que, con carácter general, los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, así como los cargos, se establecerán anualmente, correspondiendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la aprobación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de Gas Natural Licuado.

El artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá la metodología para el cálculo de los peajes y

cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado respetando el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista y de suficiencia para cubrir los costes asociados al uso de dichas instalaciones, de acuerdo con lo previsto en dicha ley y normativa de desarrollo.

La metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las infraestructuras gasistas establecida en la presente circular consiste en la definición de unas reglas explícitas para asignar los costes del regasificación, transporte y distribución de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y siguiendo criterios de eficiencia en el uso de las infraestructuras. En este sentido, se establecen peajes diferenciados para cada uno de los servicios prestados teniendo en cuenta las infraestructuras que intervienen en la prestación de cada servicio. Asimismo, la estructura de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas se determina teniendo en cuenta las variables inductoras del coste para cada uno de los servicios prestados por las infraestructuras gasistas.

La circular se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad y eficiencia, siendo el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

La proporcionalidad de la circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la metodología de cálculo de los peajes de acceso. Esto es, establece los principios generales que rigen la metodología de cálculo, las fórmulas para determinar los peajes de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de regasificación y recoge los procedimientos que se han de seguir y la información que han de aportar los distintos agentes para la determinación de los peajes.

El principio de transparencia se cumple al definir claramente los objetivos de la circular y su justificación. Durante la tramitación se han cumplido todas las exigencias normativas en materia de participación y audiencia de interesados.

Por otra parte, la circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos necesarios.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de gas natural, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria. Este efecto se produce sin perjuicio de que, a través, en su caso, de mecanismos de cooperación, se pueda articular una tabla de vigencias para facilitar el conocimiento de las normas aplicables en estas materias, así como que se dé publicidad, a través de las oportunas páginas web, al compendio de normas aplicables, estructurado por materias.

Por todo lo anterior, conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.d) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia, así como los trámites previstos en el Reglamento (UE) 2017/460 con respecto a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y a las autoridades reguladoras nacionales de Francia y Portugal y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, según las conclusiones alcanzadas a este respecto en la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, y de acuerdo con el Consejo de Estado, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 22 de julio de 2020, ha acordado emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto de la circular.*

Constituye el objeto de la presente circular el establecimiento de la metodología para el cálculo de los peajes de los servicios básicos de acceso a las infraestructuras gasistas de transporte, distribución y regasificación.

Asimismo, constituye el objeto de la presente circular el establecimiento del mecanismo de compensación entre los gestores de la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

Artículo 2. *Definiciones.*

A los efectos exclusivamente de lo establecido en esta circular, serán de aplicación, además de las definiciones establecidas en el artículo 3 del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, las siguientes:

1. Red de transporte: de acuerdo con la definición de transporte establecida en el Reglamento (CE) n.º 715/2009, la red de transporte será la red troncal prevista en el artículo 59.2.a) 1.º de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

2. Redes locales: incluyen las siguientes instalaciones, en los términos del artículo 59, apartados 2.a) 2.º, 3 y 4, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre:

a) Los gasoductos de transporte primario (presión de diseño igual o superior a 60 bar) utilizados para el suministro local de gas natural.

b) Las redes de transporte secundario que están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bar.

c) La red de distribución, que comprende los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bar y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la red de transporte, red de influencia local o red de transporte secundario.

3. Modelo de red simplificado: representación esquemática de la red de transporte troncal. El modelo de red determina la distancia desde cada una de las posiciones de la red de transporte hasta cada una de las posiciones adyacentes a la misma.

4. Demanda de gas transportada: volumen de gas que circula a través de la red de transporte. No incluye, por tanto, la demanda de los consumidores suministrados desde plantas satélite.

5. Capacidad contratada prevista equivalente del servicio S: capacidad contratada prevista que incorpora el impacto de los multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior al año. Se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la presente circular.

6. Niveles de presión tarifarios: niveles de presión que se consideran a los efectos de la metodología de asignación de la retribución de la red de influencia local, red de transporte secundario y red de distribución. En particular, se consideran NP0 (nivel de presión inferior o igual a 4 bar), NP1 (nivel de presión superior a 4 bar e inferior o igual a 16 bar), NP2 (nivel de presión superior a 16 bar e inferior o igual a 60 bar); NP3 (nivel de presión superior a 60 bar).

7. Grupo tarifario: agrupación de suministros con las mismas características independientemente de su presión de conexión.

8. Periodo regulatorio: período durante el cual permanece vigente la metodología.

9. Periodo tarifario: período durante el cual se aplica un determinado nivel de peajes.

10. Año de gas: periodo comprendido entre el 1 de octubre de un año y el 30 de septiembre del año siguiente.

11. Perfil de consumo: demanda horaria o diaria de gas demandada a lo largo de un periodo, típicamente un año de gas.

12. Tiempo medio de operación: intervalo, en horas, comprendido entre el momento en que el barco esté atracado y listo para la descarga en una planta de regasificación y el momento en que se produzca la desconexión de los brazos de descarga.

Artículo 3. *Principios generales.*

La metodología de asignación de la presente circular se basa en los siguientes principios tarifarios:

a) Suficiencia. Los peajes de cada una de las actividades garantizan la recuperación de la retribución correspondiente a dicha actividad, de acuerdo con las previsiones realizadas.

b) Eficiencia. Los peajes calculados con la metodología de la presente circular asignan los costes de las infraestructuras a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el suministro.

c) Transparencia y objetividad. Los criterios de asignación de la retribución reconocida a las infraestructuras, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología están definidos explícitamente en la presente circular y son públicos.

d) No discriminación entre los usuarios de las infraestructuras con las mismas características, ya estén localizados en el territorio nacional o fuera del territorio nacional.

e) La metodología de asignación promoverá la competencia y el comercio eficiente de gas.

Artículo 4. *Capacidad contratada prevista equivalente.*

1. La capacidad contratada equivalente correspondiente al servicio s en el periodo tarifario n resulta de aplicar la siguiente formula:

$$Q_{s,n} = \sum_{i=1}^{m} \frac{Q_{s,i,n}^{d} \times D_i^d}{D} \times M_d$$

Siendo:

m: número de contratos.

$Q_{s,n}$: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio *s* en el periodo tarifario *n.*

$Q^d_{s,i,n}$: capacidad contratada prevista correspondiente al servicio *s* del contrato o agrupación de contratos *i* con duración *d* en el periodo tarifario *n*.

D^d_i: duración en días del tipo de contrato *i*, excepto para el producto intradiario que se calculará en horas.

D: número de días del año, que tomará el valor de 365 o 366 en los años bisiestos. En el caso de los productos intradiarios la duración del contrato se establece en horas, por lo que *D* tomará el valor de 8.760 o 8.784 en lugar de por 365 o 366, respectivamente.

M_d: multiplicador de corto plazo aplicable a los contratos con duración *d*.

2. En el caso de los productos interrumpibles el multiplicador será el resultado de considerar tanto el coeficiente de corto plazo como el descuento del producto interrumpible respecto del producto firme.

CAPÍTULO II

Peajes de acceso a las redes de transporte

Artículo 5. *Ámbito de aplicación de los peajes de transporte.*

1. El presente capítulo será de aplicación para la determinación de los términos de facturación de los peajes de transporte aplicables a los usuarios con derecho de acceso a

las instalaciones, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

2. Los peajes de transporte no serán de aplicación a los consumidores abastecidos desde plantas satélite.

Artículo 6. *Costes que incluyen los peajes de la actividad de transporte.*

1. Los peajes de la actividad de transporte incluirán los siguientes conceptos:

a) La retribución anual de la red de transporte, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

b) Las revisiones, en su caso, de la retribución anual de la red de transporte correspondientes a ejercicios anteriores.

c) Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de la actividad de transporte correspondiente a ejercicios anteriores.

d) Las compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de red correspondientes a ejercicios anteriores, de acuerdo con lo establecido en el artículo 15.

e) Otros ingresos o costes liquidables imputables según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

2. En la determinación de los peajes de la actividad de transporte se incluirán, en su caso, las primas obtenidas en las subastas de capacidad de los puntos de entrada y puntos de salida de la red de transporte.

Artículo 7. *Definición de los servicios prestados por las infraestructuras de transporte.*

1. Las infraestructuras de transporte prestan los siguientes servicios de transporte:

a) Entrada a la red de transporte: incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de transporte hasta el punto de intercambio virtual de la red de transporte.

b) Salida de la red de transporte: incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte de gas desde el punto de intercambio virtual de la red de transporte hasta la salida de la red de transporte.

La salida desde la red de transporte hacia las plantas de regasificación se define como un producto de capacidad condicional sujeto a la existencia de entradas físicas en la red de transporte desde las plantas de GNL superiores al mínimo técnico de regasificación.

2. Las infraestructuras de transporte no prestan ningún servicio no asociado a transporte.

Artículo 8. *Estructura de los peajes de transporte.*

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Reglamento (UE) 2017/460, se define la siguiente estructura de los peajes de transporte:

a) Peaje de entrada a la red de transporte: consta de un término fijo por capacidad contratada, expresado en €/(kWh/día)/año, y un término variable por volumen, expresado en €/kWh, ambos términos con seis decimales.

b) Peaje de salida de la red de transporte: consta de un término fijo por capacidad contratada, expresado en €/(kWh/día)/año y un término variable por volumen, expresado en €/kWh, ambos términos con seis decimales.

2. En el caso de puntos de suministros sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado se sustituye el término fijo por capacidad contratada, por un término fijo por cliente, expresado en €/cliente y año con dos decimales, calculado en función del factor de carga previsto para cada una de las categorías de consumidores establecidas en el artículo 21. A estos efectos, serán de aplicación las condiciones establecidas en el artículo 25.

Artículo 9. *Asignación de la retribución asociada a la red de transporte a los servicios prestados.*

1. La retribución reconocida a la actividad de transporte, exceptuando la parte de la retribución reconocida por el gas de operación, se asigna a los términos fijos de capacidad contratada de los peajes de entrada y salida de la red de transporte, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.2 del Reglamento (UE) 2017/460.

2. De la retribución reconocida a la actividad de transporte, exceptuando la parte de la retribución reconocida por el gas de operación, el 50% se asigna al término fijo por capacidad contratada del peaje de entrada y el 50% al término fijo por capacidad contratada del peaje de salida.

3. La retribución reconocida por el gas de operación se asigna al término variable por volumen, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4.3 del Reglamento (UE) 2017/460.

Artículo 10. *Determinación de los peajes de transporte basados en capacidad por punto de entrada y salida de duración anual.*

1. Los peajes de transporte basados en capacidad se determinarán conforme a la metodología de distancia ponderada por capacidad establecida en el artículo 8 del Reglamento (UE) n.º 2017/460, cuyo detalle se recoge en el Anexo I.

2. A efectos de aplicación de la metodología de distancia ponderada por capacidad, se definen los siguientes parámetros:

a) Puntos de entrada a la red de transporte:

i) Las conexiones internacionales con terceros países mediante gasoducto.

ii) Las entradas desde las plantas de regasificación.

iii) Las entradas desde yacimientos y desde las plantas de biogás conectadas a la red de transporte.

iv) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos.

v) Cualquier otro punto que inyecte gas en la red de transporte diferente de los anteriores.

b) Puntos de salida a la red de transporte:

i) Las conexiones internacionales con países terceros mediante gasoducto.

ii) Salida virtual hacia cada una de las plantas de regasificación.

iii) Cada una de las salidas de la red de transporte hacia las redes locales.

iv) Las salidas hacia los almacenamientos subterráneos.

v) Cualquier otro punto en el que produzca una salida de gas desde la red de transporte diferente de los anteriores.

c) Modelo de red simplificado:

El modelo de red simplificado se corresponde con la red de transporte troncal física, con las siguientes simplificaciones:

i) Los gasoductos duplicados se considerarán como un gasoducto único que incorporará todas las entradas y salidas de los mismos.

ii) La planta de regasificación de Barcelona se considerará como un único punto de entrada y salida de la red de transporte, resultado de agrupar las dos conexiones entre dicha planta de regasificación y la red de transporte.

iii) Se podrán agrupar varios puntos de entrada o varios puntos de salida, próximos entre sí, en un único punto de entrada o un único punto de salida, respectivamente.

d) La capacidad contratada prevista en cada punto de entrada y en cada punto de salida se corresponderá con la capacidad contratada equivalente de cada punto de entrada y cada punto de salida.

e) La distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida será determinada teniendo en cuenta los gasoductos no bidireccionales existentes en la red de transporte.

Artículo 11. *Determinación de los peajes de transporte basados en capacidad de duración anual en los puntos de interconexión virtual.*

1. Conforme al artículo 22 del Reglamento (UE) n.º 2017/460, los peajes de transporte basados en capacidad de aplicación en los puntos de entrada y de salida en un punto de interconexión virtual se calculan con arreglo a la siguiente fórmula:

$$P_{VIP} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(P_i \times CAP_i)}{\sum_{i=1}^{n} CAP_i}$$

Donde:

P_{VIP}: Peaje de transporte basado en capacidad aplicable al punto virtual.

P_i: Peaje de transporte aplicable a los puntos físicos que integran el punto virtual, resultante de aplicar la metodología descrita en el artículo 10.

CAP_i: Capacidad prevista para cada uno de los puntos físicos que integran el punto virtual, considerada en la aplicación de la metodología descrita en el artículo 10.

i = 1…n: cada uno de los puntos físicos que integran el punto virtual.

2. Si el peaje de transporte basado en capacidad de un punto o agrupación de puntos resultara indeterminado, motivado porque la capacidad contratada prevista fuera nula, los peajes de transporte basados en capacidad para ese punto o agrupación de puntos se corresponderá con el que habría resultado de aplicar la metodología considerando que la capacidad contratada para dicho punto fuera igual a 1 MWh/día.

Artículo 12. *Ajustes en los peajes de transporte basados en capacidad resultantes de la metodología de capacidad ponderada por distancia de duración anual.*

1. Conforme al artículo 6 del Reglamento (UE) 2017/460, se establece un precio homogéneo a las siguientes agrupaciones de puntos de entrada y puntos de salida:

a) Entradas en la red de transporte desde plantas de regasificación.
b) Entradas en la red de transporte desde almacenamientos subterráneos.
c) Salidas de la red de transporte hacia plantas de regasificación.
d) Salidas de la red de transporte hacia los almacenamientos subterráneos.
e) Salidas de la red de transporte hacia las redes locales.

2. Los peajes de transporte basados en capacidad de cada agrupación de puntos de entrada y de cada agrupación de puntos de salida se determinará aplicando lo establecido en el artículo 11.

3. Conforme al artículo 9.1 del Reglamento (UE) 2017/460, se establece un descuento del 100% a los peajes de transporte basados en capacidad de aplicación a las entradas y salidas, desde o hacia los almacenamientos subterráneos.

4. Conforme al artículo 9.2 del Reglamento (UE) 2017/460, se establece un descuento del 13,9% a los peajes de transporte basados en capacidad de aplicación a las entradas desde instalaciones de GNL, a fin de aumentar la seguridad de suministro.

5. Los peajes de transporte basados en capacidad aplicables a los puntos de entrada y salida de la red de transporte, se ajustarán para asegurar la suficiencia de los mismos.

Artículo 13. *Peaje de transporte basado en volumen.*

1. El peaje de transporte basado en volumen será único y se aplicará a todas las entradas y salidas de la red de transporte.

2. El peaje de transporte basado en volumen resulta del cociente entre la retribución asociada al gas de operación y la suma de los volúmenes de entrada y salida previstos para el periodo tarifario correspondiente.

3. En el anexo I se detalla la metodología aplicable para calcular los peajes de transporte basados en volumen.

Artículo 14. *Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año.*

1. Los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios se calcularán de forma que, dado el perfil de consumo diario previsto para el servicio s, la facturación de cada uno de dichos contratos sea equivalente a la que resultaría para el contrato anual. Los multiplicadores serán el resultado de promediar los que resulten para los últimos cuatros años con información completa.

2. El multiplicador aplicable a los contratos intradiarios será el resultado del producto del multiplicador diario determinado en el punto anterior por el coeficiente que resulta para una duración del contrato intradiario de 12 horas.

El coeficiente anterior resultará del promedio de los coeficientes de los cuatro años anteriores. El coeficiente correspondiente al año n y un contrato intradiario de 12 horas, se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario registrado en el año n para el servicio s, la facturación que obtendría el consumidor medio en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de 12 horas fuera equivalente.

3. Los multiplicadores aplicables a las salidas de la red de transporte hacia la red local, incluyen factores estacionales, que se determinarán aplicando lo siguiente:

a) Coeficiente mensual:

$$C_{M,m} = [(Q_{m,a} \times 12)^n] \times M_M$$

Siendo:

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.

En caso de que la media aritmética de los coeficientes mensuales supere el valor del multiplicador, deberán ajustarse.

$Q_{m,a}$: proporción que representa el mes m en el cómputo del año a.

El coeficiente $Q_{m,a}$ se determinará considerando el perfil medio registrado en los cuatro últimos ejercicios para los que se dispone de información cerrada.

n: potencia máxima aplicable tal qué ningún $C_{M,m}$ sea inferior a la unidad. Tomará un valor comprendido entre 0 y 2.

M_M: es el nivel del multiplicador mensual determinado en el artículo 14.1.

b) Coeficiente trimestral:

$$C_{T,t} = C_{T0,t} \times M_T$$

Siendo:

– $C_{T,t}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad trimestral, correspondiente al trimestre t.

En caso de que la media aritmética de los coeficientes trimestrales supere el valor del multiplicador, deberán reescalarse.

– $C_{T0,t}$: valor inicial del coeficiente correspondiente a un trimestre t. Se tomará como valor de inicio bien la media aritmética de los coeficientes mensuales respectivos aplicables a los tres meses correspondientes, bien un valor que no será inferior al coeficiente mínimo ni superior al coeficiente máximo de los coeficientes mensuales aplicables a los tres meses correspondientes.

M_T: es el nivel del multiplicador trimestral determinado en el artículo 14.1.

c) Coeficiente diario:

$$C_{D,m} = C_{M,m} \times M_D$$

Siendo:

$C_{D,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad diaria en el mes m.

En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador, deberán reescalarse.

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.

M_D: es el nivel del multiplicador para la capacidad diaria determinado en el artículo 14.1.

d) Coeficiente intradiario:

$$C_{I,m} = C_{M,m} \times M_I$$

Siendo:

$C_{I,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad intradiaria en el mes m.

En caso de que la media aritmética de los coeficientes supere el valor del multiplicador intradiario, deberán ajustarse.

$C_{M,m}$: es el coeficiente que habrá de aplicarse al peaje del producto estándar de capacidad anual para obtener el peaje estándar de capacidad mensual, correspondiente al mes m.

M_I: es el nivel del multiplicador para la capacidad intradiaria determinado en el artículo 14.2.

4. Los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales, resultantes de lo anterior, no serán inferiores a uno, ni superiores a 1,5.

5. Los multiplicadores aplicables a los contratos diarios, resultantes de lo anterior, no serán inferiores a uno, ni superiores a 3.

6. Los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales, diario e intradiario se redondearán a un decimal.

7. El multiplicador intradiario aplicable a los contratos intradiarios cuya duración sea igual a 24 horas será el correspondiente al contrato diario.

8. La contratación de peajes de transporte de salida de duración inferior a un año requerirá que el punto de suministro disponga de equipos de telemedida instalados y operativos.

Artículo 15. *Peajes de capacidad interrumpible.*

1. En las conexiones internacionales con Francia y Portugal, si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte las interrupciones de capacidad se han producido por congestión física, según se define en el artículo 2.1.23 del Reglamento (CE) n.º 715/2009, los peajes interrumpibles aplicables a la capacidad interrumpible contratada se calcularán aplicando lo siguiente:

a) Peaje interrumpible basado en capacidad:

$$Pis,p,h = (1 – Diexante,s,h) \times Ps,p,h$$

Donde:

$Pi_{s,p,h}$= Peaje interrumpible basado en capacidad aplicable al servicio s, punto de entrada o salida p, y duración h (anual, trimestral, mensual, diario o intradiario).

$Di_{exante,s,h}$: descuento ex ante aplicable al servicio s de duración h (anual, trimestral, mensual, diario o intradiario).

$P_{s,p,h}$= Peaje basado en capacidad aplicable al servicio s, punto de entrada o salida p, y duración h.

b) El descuento *exante* se calculará aplicando la fórmula siguiente:

Diexante,s,h = Pros,h x A x 100%

Donde:

$Pro_{s,h}$: probabilidad de interrupción, que se calculará conforme a la siguiente fórmula:

$$Pro_{s,h} = \left(\frac{N \times D_{int}}{D_h} \times \frac{Cap_{int,h}}{Cap_h}\right)$$

Donde:

N: Previsión del número de interrupciones.

D_{int}: Duración media de las interrupciones expresada en horas.

D_h: Duración, en horas, del correspondiente producto de duración h (anual, trimestral, mensual, diario o intradiario).

$Cap_{int,h}$: Previsión de capacidad a interrumpir correspondiente al producto de duración h (anual, trimestral, mensual, diario o intradiario).

Cap_h: Previsión de capacidad correspondiente al producto de duración h (anual, trimestral, mensual, diario o intradiario).

A: Factor de ajuste, que refleja el valor económico de la interrupción, no inferior a 1.

2. En las interconexiones internacionales con Francia y Portugal, si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte no se hubieran producido interrupciones de capacidad, o las producidas no hubieran sido motivadas por congestión física no se aplicarán peajes interrumpibles; serán de aplicación los peajes firmes correspondientes.

No obstante, los usuarios tendrán derecho a una compensación *ex post*, por cada día en que se le haya producido una interrupción. Esta compensación se aplicará a las interrupciones de capacidad contratada con naturaleza interrumpible y se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CI_{ex-post,s,p} = 3 \times \left(\frac{Cap_{int,s,p} \times M_s \times P_{s,p}}{365}\right)$$

Donde:

$CI_{ex\text{-}post,s,p}$: Compensación interrumpible aplicable al servicio s y punto de conexión p.

$Cap_{int,s,p}$: Capacidad interrumpida en el punto de conexión p atribuible al servicio s.

M_s: Multiplicador diario aplicable al servicio s.

$P_{s,p}$: Peaje anual basado en capacidad aplicable al servicio s y punto de conexión p.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

La compensación ex post será abonada por el responsable de facturar el peaje de transporte de los puntos de suministro con derecho a la misma, y será incorporado en el mecanismo de liquidaciones de la actividad de transporte.

3. Las condiciones aplicables para que los consumidores nacionales tengan derecho a la compensación por interrumpibilidad serán las reguladas en el artículo 24.

Artículo 16. *Condiciones de facturación de los peajes de transporte.*

1. La facturación de los peajes de transporte será llevada a cabo por los siguientes agentes:

a) El gestor técnico del sistema será el responsable de facturar los peajes de entrada y salida de la red de transporte desde y hacia las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos.

b) El operador de la instalación de transporte será el responsable de la facturación de los peajes de entrada y salida de la red de transporte del resto de puntos, con la excepción de las salidas hacia las redes locales.

c) El responsable de la facturación del peaje de salida de la red de transporte hacia las redes locales será el definido en el artículo 26.1 como responsable de la facturación de los peajes de acceso a las redes locales, considerando a estos efectos las mismas variables de facturación que las utilizadas en la facturación de los peajes de redes locales.

2. La facturación de los peajes de transporte se efectuará mensualmente por parte del responsable de la misma, con la excepción de los consumidores que de acuerdo con lo establecido en el artículo 51.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, tengan una periodicidad de medida bimestral.

3. Los peajes de transporte constan de un término de facturación fijo por capacidad contratada o por cliente, un término de facturación variable por volumen y, en su caso, un término de facturación por capacidad demandada, que se determinarán de acuerdo con lo siguiente:

a) Facturación por capacidad contratada se efectuará de acuerdo con las siguientes fórmulas:

i) En el caso de contratos de duración anual, trimestral, mensual o diaria:

$$FC_{s,p,t} = Q_{s,p,t} \times \left(\frac{M_{s,p,t} \times TC_{s,p}}{365}\right) \times D$$

Donde:

$FC_{s,p,t}$: Facturación por capacidad correspondiente al servicio s, punto de entrada o salida p, y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresado en euros, con dos decimales.

$Q_{s,p,t}$: Capacidad contratada correspondiente al servicio s, punto de entrada o salida p, y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresada en kWh/día.

$M_{s,p,t}$: Multiplicador aplicable al servicio s, punto de entrada o salida p, y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria). Para los contratos anuales se considerará un multiplicador de 1.

$TC_{s,p}$: Término de capacidad basado en caudal aplicable al contrato anual correspondiente al servicio s y punto de entrada o salida p, en €/(kWh/día)/año.

D: Número de días del contrato que pertenecen al periodo del servicio que se está facturando.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

A estos efectos, los contratos de duración indefinida tendrán el mismo tratamiento que los contratos de duración anual.

ii) En el caso de contratos de duración intradiaria:

$$FC_{s,p} = Q_{s,p} \times \left(\frac{M_{s,p} \times TC_{s,p}}{8760}\right) \times H$$

Donde:

$FC_{s,p}$: Facturación intradiaria por capacidad correspondiente al servicio s y punto de entrada o salida p, expresado en euros, con dos decimales.

$Q_{s,p}$: Capacidad contratada intradiaria correspondiente al servicio s y punto de entrada o salida p, expresada en kWh/hora.

$M_{s,p}$: Multiplicador aplicable al servicio s y punto de entrada o salida p.

$TC_{s,p}$: Término de capacidad basado en caudal aplicable al servicio s y punto de entrada o salida p en €/(kWh/hora)/año.

H: Duración del contrato expresado en horas.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 8.760 por 8.784.

b) Facturación por cliente: Si el punto de suministro no está obligado a disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado conforme con la normativa vigente, se sustituirá la facturación por caudal, detallada en el punto 3.a del presente artículo, por la siguiente:

$$FCL = \frac{N}{365} \times TCL_i$$

Donde:

FCL: Importe mensual de la facturación por cliente expresada en euros, con dos decimales.

TCL_i: Término por cliente, expresado en €/año aplicable a los consumidores de la categoría i.

N: Número de días del periodo del servicio que se está facturando.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

c) Facturación por volumen: La facturación por volumen se efectuará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FV_{s,p} = V_{s,p} \times TV$$

Donde:

$FV_{s,p}$: Facturación por volumen correspondiente al servicio s y punto de entrada o salida p, expresado en euros, con dos decimales.

$V_{s,p}$: Volumen correspondiente al servicio s, punto de entrada o salida p, expresado en kWh.

TV: Término por volumen, expresado en €/kWh.

Cuando un mismo consumidor tenga contratos formalizados con más de un comercializador, la facturación por volumen será trasladada a cada comercializador proporcionalmente a la facturación del término por capacidad contratada.

d) Facturación por capacidad demandada:

i) La facturación por capacidad demandada será aplicable únicamente a las salidas hacia consumidores nacionales. En el resto de puntos de entrada y salida de la red de transporte, los usuarios no podrán efectuar nominaciones superiores a sus capacidades contratadas.

ii) Facturación por capacidad demandada:

Puntos de suministro con telemedida instalada y puntos de suministro con obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro del caudal diario máximo demandado.

Para cada día de gas en el que el caudal máximo demando por un consumidor sea superior a la suma de las capacidades contratadas en cada uno de los contratos que, en su caso, pudiera disponer dicho usuario, se facturará el exceso conforme a la siguiente fórmula:

$$FEQ_d = 3 \times \left[(QM_d - \sum_{t=i}^{n} QC_{t,d}) \times \left(\frac{MD_d \times TC}{365} \right) \right]$$

Donde:

FEQ_d: Facturación por capacidad demandada, expresada en euros, con dos decimales, correspondiente al día de gas d.

QM_d: Capacidad máxima demandada en el día de gas d, expresada en kWh/día.

$QC_{t,d}$: Capacidad contratada correspondiente al contrato de duración *t* (anual, trimestral, mensual, diario o intradiario) en el día de gas d, expresada en kWh/día. A los efectos anteriores, la capacidad contratada asociada a los contratos intradiarios se multiplicará por el número de horas de duración del contratado y se dividirá entre 24.

MD_d: Multiplicador aplicable a los contratos de duración diaria aplicable al día de gas d.

TC: Término de capacidad aplicable a la salida nacional para los contratos de duración anual, en €/(kWh/día)/año.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

A estos efectos, los contratos de duración indefinida tendrán el mismo tratamiento que los contratos de duración anual.

iii) Cuando un mismo consumidor tenga contratos formalizados con más de un comercializador, la facturación por la capacidad demandada será trasladada a cada comercializador proporcionalmente a la facturación del término por capacidad contratada.

4. La facturación del peaje de salida de la red de transporte hacia las redes locales correspondientes a períodos en que haya habido variación de los mismos, se calculará repartiendo el consumo total del período facturado de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de ellos, excepto para los consumidores en que se efectúe medición diaria, para los que la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.

Artículo 17. *Publicación de Información.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia publicará en su página web, además de la información a la que se hace referencia en el artículo 36 de la presente circular, la información establecida en el artículo 30 del Reglamento (UE) 2017/460.

2. Los transportistas publicarán en la plataforma mencionada en el punto 3.1.1, apartado 1, letra h) del anexo I del Reglamento (CE) n.º 715/2009, la información establecida en el artículo 31.2 del Reglamento (UE) 2017/460, previa verificación por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

CAPÍTULO III

Peaje de acceso a la redes locales

Artículo 18. *Ámbito de aplicación de los peajes de acceso a las redes locales.*

1. El presente capítulo será de aplicación para la determinación de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales aplicables a los usuarios con derecho de acceso a las instalaciones, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

2. A estos efectos, se considera que todos los consumidores son suministrados desde las redes locales, conforme a la Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural.

3. Quedan exceptuados del pago de peajes de acceso a las redes locales las inyecciones de gases de origen renovable, tales como el biogás, conectados en la red local.

Artículo 19. *Costes que incluyen los peajes de acceso a las redes locales.*

Los peajes asociados al uso de las redes locales incluirán los siguientes conceptos:

1. La retribución anual de la red de transporte primario de influencia local, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. La retribución anual de la red de transporte secundario, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. La retribución anual de la red de distribución, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. Las revisiones, en su caso, de la retribución de la red de transporte primario de influencia local, de la red de transporte secundario y red de distribución.

5. Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes asociados al uso de las redes locales correspondientes a ejercicios anteriores.

6. Las compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de red correspondientes a ejercicios anteriores, de acuerdo con lo establecido en el artículo 28.

7. Otros ingresos o costes liquidables imputables según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

Artículo 20. *Definición de los servicios prestados por las redes locales.*

El servicio prestado por las redes locales incluye el derecho al uso de las infraestructuras necesarias para transportar el gas desde los puntos de salida de la red de transporte hasta los consumidores finales o desde las plantas satélites de GNL a los consumidores finales y la inyección de biogás en redes locales.

Artículo 21. *Estructura de los peajes de acceso a las redes locales.*

1. Los peajes de acceso a las redes locales se diferencian por volumen de consumo y constan de un término fijo por capacidad contratada, expresado en €/(kWh/día)/año, y un término variable por volumen, expresado en €/kWh, ambos con seis decimales.

Si el punto de suministro no dispone de equipos de medida que permitan el registro diario del caudal máximo demandado, los peajes de acceso a las redes locales constarán de un término por cliente, expresado en €/cliente y año, y de un término variable por volumen, expresado en €/kWh, ambos con seis decimales.

2. Los peajes de acceso a las redes locales se diferencian en los siguientes grupos tarifarios en función del volumen:

a) Peaje RL.1: Consumo igual o inferior a 5.000 kWh/año.

b) Peaje RL.2: Consumo superior a 5.000 de kWh/año e inferior o igual a 15.000 de kWh/año.

c) Peaje RL.3: Consumo superior a 15.000 de kWh/año e inferior o igual a 50.000 de kWh/año.

d) Peaje RL.4: Consumo superior a 50.000 de kWh/año e inferior o igual a 300.000 de kWh/año.

e) Peaje RL.5: Consumo superior a 300.000 de kWh/año e inferior o igual a 1.500.000 de kWh/año.

f) Peaje RL.6: Consumo superior a 1.500.000 de kWh/año e inferior o igual a 5.000.000 de kWh/año.

g) Peaje RL.7: Consumo superior a 5.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 15.000.000 de kWh/año.

h) Peaje RL.8: Consumo superior a 15.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 50.000.000 de kWh/año.

i) Peaje RL.9: Consumo superior a 50.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 150.000.000 de kWh/año.

j) Peaje RL.10: Consumo superior a 150.000.000 de kWh/año e inferior o igual a 500.000.000 de kWh/año.

k) Peaje RL.11: Consumo superior a 500.000.000 de kWh/año.

Artículo 22. *Determinación de los peajes de acceso a las redes locales.*

Los peajes de acceso a las redes locales se determinarán mediante la aplicación de la siguiente metodología, cuyo detalle se recoge en el anexo II de la presente circular.

1. Asignación de la retribución de redes locales por inductor de coste.

a) La retribución de la red de transporte primario de influencia local y la red de transporte secundario tienen como inductor de coste la capacidad.

b) La retribución de la actividad de distribución tiene como inductor de coste la capacidad y el número de suministros.

c) La retribución de la actividad de distribución y, en su caso, revisiones de ejercicios anteriores se asignan en función del inductor de coste (número de suministros o capacidad), conforme a los porcentajes recogidos en el punto 1.a del anexo IV.

2. Asignación de la retribución de redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad.

a) Asignación de la retribución por niveles de presión.

i) La retribución anual de la red de transporte primario de influencia local y, en su caso, revisiones de ejercicios anteriores, se asignará al nivel de presión de más de 60 bar (NP3).

ii) La retribución anual de la red de transporte secundario y, en su caso, revisiones de ejercicios anteriores se asignará al nivel de presión comprendido entre 16 bar y 60 bar (NP2).

iii) La retribución reconocida a la actividad de distribución y, en su caso, revisiones de ejercicios anteriores se asignarán por nivel de presión conforme a los porcentajes recogidos en el punto 1 del anexo IV.

iv) El resto de conceptos a los que se hace referencia en el artículo 19 de la presente circular se distribuirán por nivel de presión proporcionalmente a la retribución asignada por nivel de presión que resulta de los puntos i), ii) y iii) anteriores.

b) Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad, excluida la relativa al gas de operación, de cada nivel de presión al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores.

La retribución a recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales, con la excepción de la correspondiente al gas de operación, se asignará a los suministros del propio nivel de presión y a los suministros conectados a niveles de presión inferiores en función de un modelo de red simplificado correspondiente al día de máxima demanda registrado en los cuatro años anteriores al inicio de periodo regulatorio.

c) Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad que se debe recuperar por cada nivel de presión a los términos fijos y variables.

La retribución a recuperar por los suministros conectados a un nivel de presión, asociada a dicho nivel de presión se asigna al término fijo del peaje de acceso a las redes locales.

La retribución a recuperar por los suministros conectados a un nivel de presión asociada a niveles de presión superiores al que están conectados, se asigna al término variable del peaje de acceso a las redes locales.

d) Asignación de la retribución a recuperar mediante el término fijo por grupo tarifario.

La retribución a recuperar mediante el término fijo de cada nivel de presión se asignará por grupo tarifario en función de la distribución de la capacidad contratada equivalente prevista para cada nivel de presión por grupo tarifario.

e) Asignación de la retribución a recuperar mediante el término variable por grupo tarifario.

La retribución que se debe recuperar mediante el término variable de cada nivel de presión, excluido el gas de operación, se asignará por grupo tarifario en función de la distribución del consumo de cada nivel de presión por grupo tarifario.

3. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es el cliente.

a) La retribución de la distribución cuyo inductor de coste es el cliente se asignará proporcionalmente al número de clientes conectados en la red de distribución.

b) La retribución de la distribución cuyo inductor de coste es el cliente se asignará por grupo tarifario en función del número de clientes de distribución incluidos en cada grupo tarifario.

c) La retribución anterior se asignará al término fijo del peaje de acceso a redes locales.

4. Asignación de la retribución asociada al gas de operación.

La retribución asociada al gas de operación se asignará en función del consumo previsto.

5. Determinación del término fijo por capacidad contratada.

El término fijo por capacidad de cada grupo tarifario será el resultado de dividir la suma de las retribuciones asignadas al correspondiente grupo tarifario, resultado de los puntos 2.d) y 3.c) anteriores, entre la capacidad contratada equivalente prevista para dicho grupo tarifario.

6. Determinación del término variable por volumen.

El término variable por volumen de cada grupo tarifario será el resultado de dividir la suma de las retribuciones variables asignadas al correspondiente grupo tarifario, resultantes de los puntos 2.e) y 4 anteriores, entre el volumen previsto para dicho grupo tarifario.

7. Determinación del término fijo por cliente.

El término fijo por cliente de un grupo tarifario se calculará de forma que sea igual a la facturación total que resulte de aplicar los peajes obtenidos conforme a los puntos 5 y 6 al consumidor de mayor tamaño del grupo tarifario inmediatamente anterior.

La diferencia entre la retribución asignada al grupo tarifario y la facturación por el término de cliente del grupo tarifario, se asigna al término variable.

Para el grupo tarifario RL.1 se impone la misma estructura fijo variable que la que resulta para el grupo tarifario RL.2.

Artículo 23. *Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año.*

1. Serán de aplicación los mismos multiplicadores de corto plazo que los aplicables a las salidas de la red de transporte hacia la red local.

2. La aplicación de peajes de duración inferior a un año requerirá disponer de telemedida instalada y operativa.

Artículo 24. *Peajes de acceso interrumpibles a las redes locales.*

1. Las condiciones aplicables para que los consumidores nacionales tengan derecho a la compensación por interrumpibilidad serán:

a) Requisitos de los consumidores nacionales:

i) Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día.

ii) Presión de suministro superior a 4 bar.

iii) Telemedida operativa.

iv) Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el Operador del Sistema Eléctrico.

v) Firma de un convenio entre el consumidor, el comercializador, en su caso, y el Gestor Técnico del Sistema. En el caso de que el consumidor sea un generador eléctrico, deberá firmar igualmente el Operador del Sistema Eléctrico.

b) Condiciones de aplicación de la interrumpibilidad: las establecidas en los artículos 12 y 23 de la Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista o resolución que la sustituya.

c) Causas de interrupción: las establecidas en el artículo 10 de la Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista o resolución que la sustituya.

d) Criterios para la ejecución de las interrupciones: las establecidas en el artículo 15 de la Resolución de 25 de julio de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista o resolución que la sustituya.

e) Comunicación:

i) El Gestor Técnico del Sistema comunicará al consumidor, al comercializador y al operador de las infraestructuras en las que se preste el servicio la solicitud de realizar la interrupción.

ii) El incumplimiento de las instrucciones de interrupción impartidas por parte del Gestor Técnico del Sistema por parte de un consumidor acogido a esta modalidad de acceso

conllevará que el consumidor tenga que abonar el triple de la compensación por interrumpibilidad que hubiera recibido en caso de cumplir con la instrucción impartida. Asimismo, el incumplimiento supondrá la cancelación automática del convenio.

2. Los consumidores conectados que cumplan los requisitos anteriores tendrán derecho a una compensación *ex post*, por cada día en que se le haya producido una interrupción, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CI_{ex-post,i} = 3 \times \left(\frac{Cap_{int,i} \times M \times TC_i}{365}\right)$$

Donde:

$CI_{ex\text{-}post,i}$: Compensación interrumpible aplicable al consumidor i.

$Cap_{int,i}$: Capacidad interrumpida al consumidor i.

M: Multiplicador diario aplicable al peaje de acceso a las redes locales.

TC_i: Término por capacidad del peaje de acceso a las redes locales aplicable al consumidor.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

A estos efectos, los contratos de duración indefinida tendrán el mismo tratamiento que los contratos de duración anual.

La compensación ex post será abonada por el responsable de facturar el peaje de redes locales de los puntos de suministro con derecho a la misma y será incorporado en el mecanismo de liquidaciones.

3. Mientras existan problemas de congestión zonal en el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por Resolución las zonas y los valores concretos de capacidad a contratar, previa comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 25. *Condiciones generales de aplicación de peajes de acceso a las redes locales.*

1. Los responsables de la facturación determinarán el peaje de aplicación a cada punto de suministro de acuerdo con las siguientes reglas:

a) Ubicación inicial:

En el caso de nuevos puntos de suministro, el peaje vendrá determinado en función del consumo anual previsto, que será facilitado por los comercializadores a los responsables de la facturación.

En el caso de aquellos puntos de suministro que dispongan de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado, el responsable de la facturación comprobará que el factor de carga que resulte de la relación entre el consumo previsto y el caudal o caudales contratados en el punto de suministro no es superior al 80%.

En el caso de que la relación entre el consumo previsto y el caudal o caudales contratados en el punto de suministro superara el 80%, se ubicará al punto de suministro en el escalón de consumo que le corresponda imponiendo una relación del 80%.

b) Reubicación del punto de suministro:

i) Al iniciar un nuevo año de gas, el responsable de la facturación procederá a comprobar la correcta ubicación y en su caso a la reubicación de todos los suministros, exceptuando aquellos que hayan sido dados de alta, hayan modificado el caudal del contrato de acceso indefinido o hayan cambiado de peaje en el año de gas inmediatamente anterior.

A los efectos de la reubicación de los suministros en el peaje que corresponda se tendrá en cuenta el consumo total registrado en el punto de suministro resultante de agregar todos

los contratos, independientemente del número y duración de los mismos, en el año de gas inmediatamente anterior.

ii) En el caso de los suministros que hubieran sido dados de alta, hubieran modificado el caudal contratado del contrato de acceso indefinido o hubieran solicitado un cambio de peaje durante el año de gas inmediatamente anterior, con la excepción de los conectados en redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar y sin obligación de disponer de telemedida, transcurridos doce meses desde el alta o modificación se procederá a su reubicación en el peaje correspondiente cuando el consumo total registrado en esos doce meses resultante de agregar todos los contratos, independientemente del número y duración de los mismos, no se correspondiera con el escalón de peaje en el que se encuentra ubicado.

2. Refacturación en caso de reubicación del punto de suministro.

Si se produce una reubicación del punto de suministro, en los términos establecidos en el apartado b) del punto anterior, el responsable de la facturación procederá a facturar de nuevo el peaje de salida de la red de transporte, redes locales y otros costes de regasificación teniendo en cuenta el grupo tarifario que le hubiera correspondido considerando el consumo real para el periodo considerado.

La regla anterior no será de aplicación a los consumidores conectados en redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado.

Las refacturaciones resultantes se facturarán al mismo comercializador al que fueron emitidas las facturas originales.

3. Los contratos realizados se considerarán firmes vinculantes para las partes durante todo el periodo contratado debiendo abonar el titular de la capacidad contratada la totalidad de los peajes que correspondan de acuerdo con la normativa vigente, incluso en el caso de no utilización de la capacidad. En el caso particular de contratos de carácter indefinido solo podrá reducirse la capacidad contratada, salvo en el caso de causar baja en el suministro, una vez haya transcurrido un año desde su contratación o desde su última modificación.

Asimismo, solo se podrá modificar el peaje una vez haya transcurrido un año desde su contratación o desde su última modificación, sin considerar a estos efectos las modificaciones derivadas de la reubicación descrita en el apartado 1.b de este artículo.

4. La facturación de peajes correspondientes a períodos en que haya habido variación de los mismos, se calculará repartiendo el consumo total del período facturado de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de ellos, excepto para los consumidores en que se efectúe medición diaria, para los que la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.

Artículo 26. *Condiciones de facturación de los peajes de acceso a las redes locales.*

1. La facturación de los peajes de acceso a las redes locales se efectuará, con la periodicidad establecida en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, o norma que lo sustituya, por el operador de la instalación de transporte o distribución desde la que se realiza el suministro o por el gestor técnico del sistema, como operador en los términos del artículo 64 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en el resto de los casos.

2. Los peajes de acceso a las redes locales aplicables a los puntos de suministro con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente, constan de un término fijo de facturación por capacidad contratada, un término variable de facturación por volumen y, en su caso, un término de facturación por capacidad demandada, que se determinarán de acuerdo con lo siguiente:

a) Facturación por capacidad contratada, de cada uno de los contratos en vigor durante el periodo de facturación, que se efectuará de acuerdo con las siguientes fórmulas.

i) En el caso de contratos de duración anual, trimestral, mensual o diaria:

$$FC_t = Q_t \times \left(\frac{M_t \times TC_{GT}}{365}\right) \times D$$

Donde:

FC_t: Facturación por capacidad correspondiente a un contrato de duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresado en euros, con dos decimales.

Q_t: Capacidad contratada correspondiente contrato de duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresado en kWh/día.

M_t: Multiplicador aplicable contrato de duración t (anual, trimestral, mensual o diaria). Para los contratos anuales se considerará un multiplicador de 1.

TC_{GT}: Término de capacidad del peaje de acceso a las redes locales, en €/(kWh/día)/año correspondiente al grupo tarifario GT.

D: Número de días del contrato incluidos en el periodo de facturación.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

A estos efectos, los contratos de duración indefinida tendrán el mismo tratamiento que los contratos de duración anual.

ii) En el caso de contratos de duración intradiaria:

$$FC_i = Q_i \times \left(\frac{M \quad \times TC_{GT}}{8760}\right) \times H$$

Donde:

FC_i: Facturación por capacidad de un contrato intradiario expresada en euros, con dos decimales.

Q_i: Capacidad contratada intradiaria, expresada en kWh/hora.

M: Multiplicador aplicable a un contrato intradiario.

TC_{GT}: Término de capacidad basado en caudal en €/(kWh/hora)/año correspondiente al grupo tarifario GT.

H: Duración del contrato expresado en horas.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 8.760 por 8.784.

b) Facturación por volumen, que se efectuará de acuerdo con la siguiente fórmula:

FV = V x TVGT

Donde:

FV: Facturación por volumen expresada en euros, con dos decimales.

V: Volumen, expresado en kWh.

TV_{GT}: Término por volumen, expresado en €/kWh, correspondiente al grupo tarifario GT aplicable a los puntos de suministro que dispongan de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado.

Cuando un mismo consumidor tenga contratos formalizados con más de un comercializador, la facturación por volumen será trasladada a cada comercializador proporcionalmente a la facturación del término por capacidad contratada.

c) Facturación por capacidad demandada, de aplicación a los puntos de suministro con telemedida instalada y los puntos de suministro con obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro del caudal diario máximo demandado, que se realizará conforme a la siguiente fórmula:

i) Para cada día de gas en el que el caudal máximo demando por un consumidor sea superior a la suma de las capacidades contratadas en cada uno de los contratos que, en su caso, pudiera disponer dicho usuario, se facturará el exceso conforme a la siguiente fórmula:

$$FEQ_d = 3 \times \left[(QM_d - \sum_{t=i}^{n} QC_{t,d}) \times \left(\frac{MD_d \times TC_{GT}}{365} \right) \right]$$

Donde:

FEQ_d: Facturación por capacidad demandada, expresada en euros, con dos decimales, correspondiente al día de gas d.

QM_d: Capacidad máxima demandada en el día de gas d, expresada en kWh/día.

$QC_{t,d}$: Capacidad contratada correspondiente al contrato de duración *t* (anual, trimestral, mensual, diario o intradiario) en el día de gas d, expresada en kWh/día. A los efectos anteriores, la capacidad contratada asociada a los contratos intradiarios se multiplicará por el número de horas de duración del contratado y se dividirá entre 24.

MD_d: Multiplicador aplicable a los contratos de duración diaria aplicable al día de gas d.

TC_{GT}: Término de capacidad del peaje de acceso a las redes locales, en €/(kWh/día)/año correspondiente al grupo tarifario GT.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

A estos efectos, los contratos de duración indefinida tendrán el mismo tratamiento que los contratos de duración anual.

ii) Cuando un mismo consumidor tenga contratos formalizados con más de un comercializador, la facturación por la capacidad demandada será trasladada a cada comercializador proporcionalmente a la facturación del término por capacidad contratada.

3. Los peajes de acceso a las redes locales aplicables a los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado constan de un término fijo de facturación por cliente y un término variable de facturación por volumen, que se determinarán de acuerdo con lo siguiente:

a) Facturación por cliente, que se realizará conforme a:

$$FCL = \frac{N}{365} \times TCL_{GT}$$

Donde:

FCL: Importe mensual de la facturación por cliente expresada en euros, con dos decimales.

TCL_{GT}: Término por cliente, expresado en €/año aplicable a los consumidores de la categoría GT.

N: Número de días del periodo del servicio que se está facturando.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

b) Facturación por volumen, se efectuará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FV = V \times TV_{GT}$$

Donde:

FV: Facturación por volumen expresada en euros, con dos decimales.

V: Volumen, expresado en kWh.

TV_{GT}: Término por volumen, expresado en €/kWh, con seis decimales correspondiente al grupo tarifario GT de aplicación a los consumidores que no dispongan de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado.

4. No obstante lo anterior, los puntos de suministro que sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado dispongan de él podrán optar por el método de facturación establecido en el punto 2.

En todo caso, el método de facturación del término fijo será el mismo para el peaje de acceso de salida de la red de transporte hacia redes locales, peaje de acceso a las redes locales y peaje para la recuperación de otros costes de regasificación.

Para que un punto de suministro sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado pueda optar por el método de facturación establecido en el punto 2 se deberá:

a) Solicitar el cambio de método de facturación un mes antes a la entrada en aplicación de este método de facturación.

b) Verificar previamente por parte del operador de la instalación que el equipo instalado reúne las condiciones necesarias establecidas en la normativa vigente para ser utilizado en este tipo de facturación.

c) Mantener el método de facturación al menos un periodo de un año.

CAPÍTULO IV

Peaje de acceso a las instalaciones de regasificación

Artículo 27. *Ámbito de aplicación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación.*

El presente capítulo será de aplicación a los usuarios con derecho de acceso a las instalaciones, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 28. *Costes que incluyen los peajes de la actividad de regasificación.*

Los peajes de la actividad de regasificación incluirán los siguientes conceptos:

1. La retribución anual de la actividad de regasificación, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Las revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores.

3. Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de la actividad de regasificación de ejercicios anteriores.

4. Las compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los comercializadores y consumidores directos en el mercado correspondientes a ejercicios anteriores, de acuerdo con lo establecido en el artículo 33.

5. En su caso, las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.

6. Otros ingresos o costes liquidables imputables a la actividad de regasificación según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

Artículo 29. *Definición de los servicios prestados en las plantas de regasificación.*

1. Las plantas de regasificación prestarán los siguientes servicios individuales:

a) Descarga de buques: El servicio de descarga de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación.

b) Almacenamiento de GNL: El servicio de almacenamiento de GNL incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en el tanque virtual de balance de las plantas de regasificación.

c) Regasificación: El servicio de regasificación incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL.

d) Carga de cisternas: El servicio de carga de cisternas incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisterna del GNL depositado en las plantas de regasificación.

e) Carga de GNL de planta en buque: Este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transferir el GNL desde una planta de regasificación a un buque.

f) Trasvase de GNL de buque a buque: este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones de la planta de regasificación necesarias para transferir el GNL de un buque a otro buque.

g) Puesta en frio de buques: este servicio incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para que un buque metanero sin carga pueda recibir GNL de las plantas de regasificación y/o para realizar la purga del gas inerte (*gassing up*) de un buque, en las condiciones de seguridad apropiadas. El volumen de carga asociado al servicio de puesta en frío no podrá ser superior al talón del buque. Se entiende por talón la cantidad mínima de GNL que ha de conservarse en los tanques de carga de un buque metanero para mantener la temperatura de operación. Su valor dependerá de las características constructivas de los tanques y su valor no podrá superar el 5% de la capacidad total de almacenamiento del buque.

h) Licuefacción virtual: dará derecho a la transferencia de gas desde el punto de intercambio virtual de la red de transporte hasta el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación, en forma de GNL.

2. A los efectos de esta circular, las plantas de regasificación prestarán los siguientes servicios agregados:

a) Servicio de descarga de buques, almacenamiento de GNL y regasificación: incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación, al almacenamiento de la totalidad o parte del GNL descargado durante el tiempo necesario hasta su regasificación completa y la regasificación de dicho GNL a un flujo constante, en las condiciones que se definan conforme a la circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación en el sistema de gas natural.

b) Servicio de almacenamiento de GNL y regasificación: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL durante el tiempo necesario hasta su regasificación completa y la regasificación del GNL a un flujo constante, en las condiciones que se definan conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación en el sistema de gas natural.

c) Servicio de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque incluye el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación, al almacenamiento de GNL descargado en la planta hasta un valor máximo definido y al uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL a buques desde dicha planta de regasificación, en las condiciones que se definan conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Artículo 30. *Estructura de los peajes de la actividad de regasificación.*

1. Los peajes de la actividad de regasificación por los servicios individuales prestados en la planta tendrán la siguiente estructura:

a) El peaje de descarga de buques, consta de un término fijo en función del tamaño del buque, expresado en €/Buque, y un término variable expresado en €/kWh, con seis decimales. En particular, se consideran los siguientes tamaños de buque:

i. S: Tamaño del buque inferior o igual a 40.000 m^3 de GNL.

ii. M: Tamaño del buque superior a 40.000 m^3 de GNL e inferior o igual a 75.000 m^3 de GNL.

iii. L: Tamaño del buque superior a 75.000 m^3 de GNL e inferior o igual a 150.000 m^3 de GNL.

iv. XL: Tamaño del buque superior a 150.000 m^3 de GNL e inferior o igual a 216.000 m^3 de GNL.

v. XXL: Tamaño del buque superior a 216.000 m^3 de GNL.

A los efectos anteriores, el tamaño del buque vendrá determinado por el máximo de los siguientes valores: volumen contratado o físicamente descargado. El factor de conversión de m^3 a kWh a efectos del establecimiento de garantías se publicará en la Resolución por la que se establezcan los valores de los peajes correspondientes, conforme al artículo 36 de la presente circular.

b) El peaje de almacenamiento de GNL consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día y un término variable expresado en €/kWh, ambos con seis decimales.

c) El peaje de regasificación consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día y un término variable expresado en €/kWh, ambos con seis decimales.

d) El peaje de carga de cisternas consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día y un término variable expresado en €/kWh, ambos con seis decimales.

e) El peaje de trasvase de GNL de planta a buques consta de un término variable expresado en €/kWh, con seis decimales.

f) El peaje de trasvase de GNL de buque a buque consta de un término variable expresado en €/kWh, con seis decimales.

g) El peaje de puesta en frío consta de un término variable expresado en €/kWh, con seis decimales.

h) El peaje de licuefacción virtual consta de un término fijo, expresado en €/kWh/día, con seis decimales.

2. Los peajes por los servicios agregados prestados en la planta tendrán la estructura que resulte de la agregación de los peajes correspondientes a cada uno de los servicios individuales que integran el correspondiente servicio agregado.

3. El peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación constará de un término fijo expresado en €/(kWh/día)/año, con seis decimales, con la excepción del aplicable a los comercializadores o consumidores directos en el mercado por el volumen cargado en cisterna con destino a planta unicliente que constarán de un término variable, expresado en €/kWh con seis decimales.

Si el punto de suministro no dispone de equipos de medida que permitan el registro diario del caudal máximo demandado el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación constará de un término fijo por cliente, expresado en €/cliente y año con dos decimales.

Artículo 31. *Determinación de los peajes asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta.*

La metodología para la determinación de los peajes de regasificación, cuyo detalle se recoge en el anexo III de la presente circular, consta de las siguientes etapas:

1. Determinación de la retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación.

a) La retribución de la actividad de regasificación que debe recuperarse a través de los peajes de regasificación se determinará conforme al artículo 28.

b) La retribución de la actividad de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos se recuperará a través de los peajes asociados al uso de las instalaciones.

c) La retribución de la actividad de regasificación por continuidad de suministro, la retribución asociada a instalaciones en situación administrativa especial y los impactos que, en su caso, se puedan derivar de sentencias de los tribunales, así como el impacto que

pudiera derivarse del establecimiento de un periodo transitorio de convergencia se recuperará a través del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación.

2. Asignación de la retribución fija asociada a la inversión, a los costes operativos, a la extensión de la vida útil e incentivos a cada uno de los elementos que integran la planta de regasificación.

3. Asignación de la retribución de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta.

4. Asignación de la retribución variable a cada uno de los servicios prestados en la planta.

5. Determinación de los términos de facturación de los peajes de los servicios individuales:

a) La retribución fija se asigna al término fijo del peaje del servicio correspondiente, con la excepción de los servicios de carga de GNL de planta en buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío.

b) La retribución variable se asigna al término variable del peaje del servicio correspondiente.

6. Determinación del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación.

a) La retribución que se debe recuperar a través del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación se distribuye entre los consumidores suministrados desde plantas uniclientes y el resto, proporcionalmente al volumen.

b) El término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación se corresponde con el término variable obtenido en el punto a).

c) La retribución asociada a otros costes de regasificación que se debe recuperar a través de los consumidores suministrados desde las redes locales se asigna por grupo tarifario proporcionalmente al número de clientes, recuperándose a través del correspondiente término fijo, bien cliente, bien capacidad.

Artículo 32. *Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año.*

1. Los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios se calcularán de forma que, dado el perfil de consumo diario previsto para el servicio s, la facturación de cada uno de dichos contratos sea equivalente a la que resultaría del contrato anual. Los multiplicadores serán el resultado de promediar los que resulten para los últimos cuatros años con información completa.

2. El multiplicador aplicable a los contratos intradiarios será el resultado del producto del multiplicador diario determinado en el punto anterior por el coeficiente que resulta para una duración del contrato intradiario de 12 horas.

El coeficiente anterior resultará del promedio de los coeficientes de los cuatro años anteriores. El coeficiente correspondiente al año n y un contrato intradiario de 12 horas, se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario registrado en el año n para el servicio s, la facturación que obtendría el consumidor medio en caso de formalizar un contrato diario y la facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de h horas fuera equivalente.

3. Los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales, resultantes de lo anterior, no serán inferiores a uno, ni superiores a 1,5.

4. Los multiplicadores aplicables a los contratos diarios, resultantes de lo anterior, no serán inferiores a uno, ni superiores a 3.

5. Los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diario se redondearán a un decimal.

6. El multiplicador intradiario aplicable a los contratos intradiarios cuya duración sea igual a 24 horas será el correspondiente al contrato diario.

Artículo 33. *Peajes de acceso interrumpibles a los servicios de regasificación.*

1. En el caso de que un comercializador o consumidor directo haya contratado un servicio de carácter interrumpible y se produzca una interrupción, tendrá derecho a una

compensación *ex post*, por cada día en que se le haya producido una interrupción, que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CI_{ex-post,i,s} = 3 \times \left(\frac{Cap_{int,i,s} \times M_s \times TC_s}{365}\right)$$

Donde:

$CI_{ex\text{-}post,i,s}$: Compensación interrumpible del comercializador o consumidor directo i correspondiente al servicio s.

$Cap_{int,i,s}$: Capacidad interrumpida al comercializador o consumidor directo i correspondiente al servicio s.

M_s: Multiplicador diario aplicable al servicio s objeto de interrupción.

TC_s: Término por capacidad del peaje de acceso del servicio s.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

2. La compensación ex post será abonada por el responsable de facturar el peaje de acceso interrumpible correspondiente al servicio que haya sido objeto de interrupción y será incorporado en el mecanismo de liquidaciones.

3. La compensación *ex post* no será de aplicación al peaje de licuefacción virtual.

Artículo 34. *Condiciones generales de aplicación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación.*

1. Con carácter general, no se podrán efectuar nominaciones superiores a las capacidades contratadas.

No obstante, en el caso de servicios agregados se atenderá a lo establecido en el artículo 33 de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

2. En el caso del peaje de almacenamiento de GNL no se podrá disponer en el tanque de almacenamiento de un volumen de gas almacenado superior al contratado.

No obstante, en el caso de servicios agregados se atenderá a lo establecido en el artículo 33 de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

3. Se considerará puesta en frío cuando el barco metanero atraque en la planta y cargue una cantidad no superior a su talón.

En el caso de que se cargue una cantidad de GNL superior se considerará que se realizan dos operaciones diferentes: puesta en frío y transvase de GNL a buque, aplicándose los peajes asociados a cada una de ellas.

4. La facturación de servicios de trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque y puesta en frío contratados/programados viable y no realizados por causas imputables al comercializador se efectuará considerando a los efectos el volumen contratado.

5. Los peajes aplicables a los servicios agregados serán el resultado de aplicar los peajes correspondientes a los servicios individuales que integren el correspondiente servicio agregado, aplicándose adicionalmente lo establecido en el artículo 35 a efectos de determinar las variables de facturación correspondientes.

6. La ubicación, reubicación y refacturación, en su caso, de los puntos de suministro en el grupo tarifario que corresponda a efectos de la aplicación del peaje de otros costes de regasificación se realizará conforme al artículo 25.

7. La facturación del peaje de otros costes de regasificación correspondientes a períodos en que haya habido variación de los mismos, se calculará repartiendo el consumo total del período facturado de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de ellos, excepto para los consumidores en que se efectúe medición diaria, para los que la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.

Artículo 35. *Condiciones de facturación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación.*

1. Servicios Individuales.

a) Peaje de descarga de buques.

La facturación del peaje de descarga de buques se efectuará mensualmente por la empresa transportista titular de las instalaciones de descarga de GNL, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$F_B = TV_{descarga} \times V_D + \sum_{i=s}^{XXL} TF_{descarga_i} \times N_{buques_i}$$

Donde:

F_B: Importe mensual en euros de facturación del peaje de descarga de buques, expresada en euros con dos decimales.

$TV_{descarga}$: Término variable del peaje de descarga de buques, en €/kWh, con seis decimales.

V_D: kWh contratados o físicamente descargados por el consumidor.

$TF_{descarga,i}$: Término fijo del peaje de descarga de buques aplicable al buque de tamaño i, en €/buque.

$N_{buques,i}$: Número de buques descargados de tamaño i.

i: Tamaño del buque de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 de la presente circular.

b) Peaje de almacenamiento de GNL, regasificación, carga en cisternas y licuefacción virtual.

La facturación de los peajes de almacenamiento de GNL, regasificación y licuefacción virtual se efectuará mensualmente por el Gestor Técnico del Sistema y la facturación del peaje de carga en cisternas se llevará a cabo mensualmente por el operador de las instalaciones donde se presta el servicio, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

i) Facturación por capacidad contratada.

(1) En el caso de contratos de duración anual, trimestral o diaria:

$$FC_{s,t} = Q_{s,t} \times \left(\frac{M_{s,t} \times TC_s}{365}\right) \times D$$

Donde:

$FC_{s,t}$: Facturación por caudal correspondiente al servicio s, y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresado en euros, con dos decimales.

$Q_{s,t}$: Capacidad contratada correspondiente al servicio s y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresada en en kWh/día.

La capacidad contratada para el servicio de la carga en cisternas con destino a plantas satélite de distribución, se corresponderá el reparto medio diario del GNL cargado, supuesta una duración anual, de conformidad con los artículos 22.6 y 29.4 de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre.

$M_{s,t}$: Multiplicador aplicable al servicio s, y duración t (anual, trimestral, mensual o diaria). Para los contratos anuales se considerará un multiplicador de 1.

$TC_{s,}$: Término de capacidad del peaje correspondiente al servicio s, en €/(kWh/día)/año.

D: Número de días del contrato que pertenecen al mes del servicio que se está facturando.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

(2) En el caso de contratos de duración intradiaria:

$$FC_s = Q_s \times \left(\frac{M_s \times TC_s}{8760}\right) \times H$$

Donde:

FC_s: Facturación por caudal correspondiente al servicio s expresado en euros, con dos decimales.

Q_s: Capacidad contratada correspondiente al servicio s, expresada en kWh/hora con tres decimales.

M_s: Multiplicador intradiario aplicable al servicio s.

TC_s: Término de capacidad basado en caudal aplicable al servicio s en €/(kWh/hora)/año.

H: Duración del contrato expresado en horas.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 8.760 por 8.784.

ii) Facturación por volumen, será de aplicación a los servicios de almacenamiento GNL, regasificación y carga en cisternas.

$$FV_s = V_s \times TV_s$$

Donde:

FV_s: Facturación por volumen correspondiente al servicio s, expresado en euros, con dos decimales.

V_s: Volumen correspondiente al servicio s, expresado en kWh.

TV_s: Término por volumen del peaje correspondiente al servicio s, expresado en €/kWh.

En el caso del peaje de almacenamiento de GNL se considerará la suma de los volúmenes de gas almacenados en la última hora del día de gas de cada uno de los días incluidos en el periodo de facturación.

c) Peajes de trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque y puesta en frío.

La facturación de los servicios de trasvase de GNL de planta a buque, de buque a buque y puesta en frío se efectuará mensualmente por la empresa transportista titular de las instalaciones, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FV_s = V_s \times TV_s$$

Donde:

FV_s: Facturación por volumen correspondiente al servicio s, expresado en euros, con dos decimales.

V_s: Volumen aplicable al servicio s, expresado en kWh.

TV_s: Término por volumen del servicio s, expresado en €/kWh.

2. Los servicios agregados serán facturados por el responsable de la facturación de los servicios individuales, con las siguientes condiciones:

a) Se facturará cada uno de los servicios individuales que se integran en el correspondiente servicio agregado, conforme se establece en el punto 1, considerando para la facturación del término fijo por capacidad del servicio de regasificación contratos diarios y

un multiplicador de 1 y para la facturación del término fijo por capacidad del servicio de almacenamiento de GNL contratos diarios y el multiplicador aplicable al servicio.

b) Las variables de facturación de los correspondientes peajes serán las establecidas en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación en el sistema de gas natural.

3. El peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación se efectuará de acuerdo con las siguientes condiciones:

a) La empresa titular de las instalaciones de regasificación facturará mensualmente el peaje a los comercializadores y consumidores directos en el mercado por el volumen de gas cargado en cisternas, a excepción de los que tengan como destino una planta satélite de distribución, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FV_{OR} = V_{OR} \times TV_{OR}$$

Donde:

FV_{OR}: Facturación por volumen del peaje por otros costes de regasificación expresada en euros, con dos decimales.

V_{OR}: Volumen, expresado en kWh.

TV_{OR}: Término por volumen del peaje asociado a otros costes de regasificación, expresado en €/kWh.

b) El responsable de la facturación de los peajes de acceso a las redes locales facturará el peaje de otros costes de regasificación al resto de puntos de suministro, incluyendo a los suministrados desde las plantas satélite de distribución, considerando a estos efectos las mismas variables de facturación que las utilizadas en la facturación de los peajes de redes locales conforme a lo siguiente:

i) Los suministros con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, aquellos peajes que reglamentariamente se determine que han de tener obligación de tener instalado equipo de medida que permita el registro diario de la capacidad máxima demandada, será facturados conforme a las siguientes fórmulas:

(1) En el caso de contratos de duración anual, trimestral, mensual o diaria:

$$FC_t = Q_t x \left(\frac{M_t \; x \; TC_{OR,GT}}{365}\right) \; x \; D$$

Donde:

FC_t: Facturación por capacidad correspondiente a un contrato de duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresado en euros, con dos decimales.

Q_t: Capacidad contratada correspondiente contrato de duración t (anual, trimestral, mensual o diaria), expresado en kWh/día.

M_t: Multiplicador aplicable contrato de duración t (anual, trimestral, mensual o diaria). Para los contratos anuales se considerará un multiplicador de 1.

$TC_{OR,GT}$: Término de capacidad del peaje de otros costes de regasificación, en €/(kWh/día)/año correspondiente al grupo tarifario GT.

D: Número de días del contrato que pertenecen al mes del servicio que se está facturando.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

A estos efectos, los contratos de duración indefinida tendrán el mismo tratamiento que los contratos de duración anual.

(2) En el caso de contratos de duración intradiaria.

$$FC_i = Q_i x \left(\frac{M_h \; x \; TC_{OR,GT}}{8760}\right) \; x \; H$$

Donde:

FC_i: Facturación por capacidad de un contrato intradiario, expresada en euros con dos decimales.

Q_i: Capacidad contratada intradiaria, expresada en kWh/hora.

M_h: Multiplicador aplicable a un contrato intradiario.

$TC_{OR,GT}$: Término de capacidad del peaje de otros costes de regasificación, en €/(kWh/hora)/año correspondiente al grupo tarifario GT.

– H: Duración del contrato expresado en horas.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 8.760 por 8.784.

ii) Los suministros que no tengan obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado, serán facturados conforme a la siguiente fórmula:

$$FCL_{OR} = \frac{N}{365} \; x \; TCL_{OR,GT}$$

Donde:

FCL_{OR}: Importe de la facturación por cliente expresada en euros, con dos decimales.

$TCL_{OR,GT}$: Término por cliente, expresado en €/año aplicable a los consumidores de la categoría GT.

N: Número de días del periodo del servicio que se está facturando.

En el caso de años bisiestos se sustituirá la cifra de 365 por 366.

CAPÍTULO V

Otras disposiciones

Artículo 36. *Publicación de los peajes.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará anualmente y publicará en el «Boletín Oficial del Estado» mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación, conforme se establece en el artículo 7.1.bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio. Dicha publicación tendrá lugar al menos, 30 días antes de la fecha de inicio de la subasta anual de capacidad anual establecida en el artículo 11.4 del Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) n.º 984/2013.

2. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web la siguiente información:

a) Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución y los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.

b) Memoria justificativa que acompaña a la Resolución.

c) Demanda transportada de gas natural, desglosada por punto de entrada y de salida del sistema, diferenciando entre demanda convencional y demanda para la generación eléctrica.

d) Capacidad contratada, capacidad contratada equivalente y volumen previstos para el periodo tarifario, desagregados por punto de entrada al sistema y de salida.

e) Previsiones sobre número de clientes, capacidad contratada, capacidad contratada equivalente y volumen de consumo, desagregada por grupo tarifario.

f) Previsiones sobre las variables de facturación de los peajes de regasificación.

g) Retribución de la actividad de transporte prevista para el ejercicio, desagregada por tipo de red: troncal, de influencia local y secundaria.

h) Retribución de la actividad de distribución prevista para el ejercicio.

i) Retribución de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio.

Artículo 37. *Modificación excepcional de los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales e instalaciones de regasificación.*

1. Se podrán modificar los peajes de acceso a las redes locales y a las instalaciones de regasificación una vez iniciado el año de gas, si se producen circunstancias excepcionales debidamente justificadas.

2. Se podrán modificar los peajes de transporte una vez iniciado el año de gas bajo las condiciones establecidas en el artículo 12.3 del Reglamento (UE) 2017/460.

Artículo 38. *Obligaciones de información que deben remitir los agentes.*

1. La información que sirve de base para el cálculo de los peajes de acceso a las instalaciones gasistas, se actualizará con carácter anual en función de la información proporcionada por los agentes a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. El Gestor Técnico del Sistema, las empresas transportistas, las empresas distribuidoras y las empresas propietarias de instalaciones de regasificación deberán proporcionar a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia con carácter anual y en el plazo que se determine, la siguiente información correspondiente al ejercicio tarifario anterior al del establecimiento de los peajes, previsión de cierre para el ejercicio tarifario en curso y previsión correspondiente al ejercicio tarifario para el que se calculan los peajes, junto con la descripción de las hipótesis consideradas:

a) El Gestor Técnico del Sistema deberá remitir la siguiente información:

i) Modelo de red simplificado, teniendo en cuenta las instalaciones cuya entrada en funcionamiento prevista se sitúe entre la fecha de remisión de información y la finalización del ejercicio tarifario para el que se calculan los peajes.

ii) Demanda diaria por posición correspondiente al último ejercicio con información cerrada, para cada una de las posiciones de la red de transporte consideradas en el punto (i).

iii) Municipios a los que se abastece desde cada una de las posiciones de la red de transporte consideradas en el punto (i), con indicación expresa de los municipios abastecidos desde más de una posición.

iv) Identificación de los consumidores con telemedida instalada y operativa conectados en cada una de las posiciones de la red de transporte consideradas en el punto (i).

v) Capacidades de inyección y extracción desglosadas por almacenamiento subterráneo.

vi) Desglose de las capacidades técnicas de interconexión con Francia y Portugal por punto físico.

vii) Demanda horaria de entrada y salida, desglosada por punto de entrada y salida, con la excepción de las salidas hacia consumidores nacionales que se remitirán agregadas.

viii) Demanda diaria cargada en cisternas.

ix) Volumen horario almacenada en los tanques de GNL.

x) Demanda transportada de gas natural, desglosada por punto de entrada y de salida del sistema y diferenciando la demanda nacional entre la demanda convencional y la demanda para la generación eléctrica.

xi) Capacidad contratada, desagregada por punto de entrada al sistema y de salida y duración del contrato.

xii) Volumen de gas natural, capacidad contratada, número de barcos descargados, número de cisternas cargadas, número de operaciones de carga de GNL en buques, trasvase de buque a buque y puesta en frío, desagregado, en su caso, por tamaño del buque

y diferenciando, en su caso, entre productos individuales y agregados. Adicionalmente, se indicará el tiempo medio de operación de los servicios anteriores, y en el caso de los servicios agregados se incluirá la duración media de los contratos formalizados.

xiii) Capacidad contratada y volumen de gas inyectado/extraído en los almacenamientos subterráneos.

xiv) Curva de carga diaria del sistema gasista, diferenciando entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica.

xv) Información relativa a las órdenes de interrupción que haya aplicado el GTS a clientes acogidos al peaje interrumpible. Al menos, se remitirá la siguiente información: número de clientes afectados, duración de la interrupción, fecha de interrupción, capacidad interrumpida y cumplimiento o no de dicha interrupción.

xvi) Cualquier otra información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considere necesaria para la aplicación de la presente metodología.

b) Las empresas transportistas y distribuidoras deberán remitir:

i) Balance energético (entradas-salidas) de su empresa, desagregado por niveles de presión, para el último ejercicio cerrado y para el día de máxima demanda de dicho ejercicio.

ii) Curvas de carga diaria, agregadas por presión de diseño de aquellos clientes con telemedida instalada y operativa, excluidos ciclos combinados, centrales térmicas y peajes interrumpibles correspondientes al último ejercicio cerrado.

iii) Curvas de carga diaria desagregada por ciclo combinado, central térmica y cliente acogido a peaje interrumpible, correspondientes al último ejercicio cerrado.

iv) Previsiones sobre número de clientes, capacidad contratada y consumos, desagregada por grupo tarifario.

v) Previsión individualizada de ciclos combinados, centrales térmicas, y suministros acogidos a interrumpibilidad conectados a sus redes.

vi) Adicionalmente las empresas distribuidoras remitirán información sobre los costes de las instalaciones de distribución según datos de la contabilidad analítica, desglosados por niveles de presión y distinguiendo entre planta satélite y red general.

vii) Cualquier otra información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considere necesaria para la aplicación de la presente metodología.

c) Las empresas propietarias de instalaciones de regasificación deberán remitir:

i) Volumen de gas natural, capacidad contratada, número de barcos descargados, número de cisternas cargadas, número de operaciones de carga de GNL en buques, trasvase de buque a buque y puesta en frío, desagregado, en su caso, por tamaño del buque. Adicionalmente, se indicará el tiempo medio de operación de los servicios anteriores.

ii) Cualquier otra información que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considere necesaria para la aplicación de la presente metodología.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá supervisar los criterios de la información solicitada, la calidad de la misma y solicitar, si se considera necesario, su revisión a los correspondientes agentes.

4. La Comisión Nacional de Mercados y Competencia publicará en su página web antes de noviembre de cada año los formularios electrónicos incluyendo, en su caso, los criterios que deberán seguir los agentes afectados para cumplimentar la información solicitada, indicando la forma de envío y los plazos de remisión.

Disposición adicional primera. *Periodo tarifario.*

Se considerará como periodo tarifario el año de gas, esto es, el período comprendido entre el 1 de octubre de un año y el 30 de septiembre del año siguiente.

Disposición adicional segunda. *Revisión de la metodología.*

1. Con carácter general, las metodologías establecidas en la presente circular serán revisadas cada seis años.

2. Las metodologías establecidas en la presente circular podrán revisarse, con carácter excepcional, si se producen circunstancias especiales debidamente justificadas: cambios

regulatorios que afecten a la estructura o a los componentes que se enumeran en los artículos 6, 19 y 28, o modificaciones en la normativa europea con impacto en la misma, ya sea directo o indirecto.

3. Con anterioridad al 31 de mayo de 2024 se realizará una consulta pública sobre la metodología aplicable a la determinación de los peajes de acceso a las redes de transporte, de acuerdo con lo establecido en el artículo 27.5 del Reglamento (UE) n.º 2017/460.

Disposición adicional tercera. *Liquidación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación en el marco de la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio.*

En el marco de la disposición adicional octava, apartado segundo, letra c) y la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el sistema de liquidación desarrollado en la Orden ECO 2692/2002, de 28 de octubre, tiene, de acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/460, de 16 de marzo, la consideración de mecanismo de compensación entre los gestores de la red de transporte y de procedimiento conciliación de ingresos.

Disposición adicional cuarta. *Peaje de salida de la red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos de gas natural de acceso público.*

1. El comercializador que abastezca a un punto de suministro para recarga de vehículos a gas natural de acceso público podrá solicitar la aplicación del peaje regulado en esta disposición ante el distribuidor como opción alternativa a los peajes generales. Para ello, se deberá acreditar que:

a) el punto de suministro será de utilización exclusiva para la recarga de vehículos a gas natural.

b) el punto de suministro es de acceso público.

c) el punto de suministro dispone de equipo de telemedida operativo.

2. El peaje aplicable a los puntos de suministro para la recarga de vehículos a gas natural de acceso público será de carácter transitorio hasta que en el punto de suministro el volumen de consumo anual supere los 5 GWh. A partir de dicho momento, el punto de suministro pasará al peaje general y no le volverá a ser de aplicación el peaje para la recarga de vehículos de gas natural.

3. Los términos de facturación del peaje para la recarga de vehículos de gas natural se corresponderán con los términos de facturación del grupo tarifario RL 7.

4. A efectos de la facturación del exceso de capacidad de los peajes de transporte y redes locales, el caudal máximo demandado se corresponderá con el consumo medio diario registrado durante el periodo de facturación.

5. En el caso de que se detectara que el punto de suministro no es de dedicación exclusiva a la recarga de vehículos a gas, se procederá a la refacturación del mismo aplicando los correspondientes peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación con una penalización del 20%.

6. Este peaje será de aplicación durante el período regulatorio 2021-2026.

Disposición transitoria primera. *Aplicación de la circular.*

1. La metodología establecida en el capítulo II se utilizará para la determinación de los peajes de acceso a las redes de transporte que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2021.

2. La metodología establecida en el capítulo III se utilizará para la determinación de los peajes de acceso a las redes locales que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2021.

3. La metodología establecida en el capítulo IV se utilizará para la determinación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2020, con la excepción del peaje de otros costes de regasificación que será de aplicación para la determinación de los peajes que entren en vigor a partir del 1 de octubre de 2021.

4. Hasta las fechas fijadas en los anteriores apartados continuarán siendo de aplicación la estructura y los peajes de transporte y distribución y las reglas de facturación vigentes a la entrada en vigor de la presente circular.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar los precios de los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución vigentes, teniendo en cuenta el resultado de la aplicación de las metodologías contempladas en la presente circular y con objeto de asegurar la suficiencia de ingresos, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en el «Boletín Oficial del Estado» mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y, en su caso los términos de facturación del término de conducción de los peajes de transporte y distribución, aplicables a partir del 1 de octubre de 2020.

Disposición transitoria segunda. *Adaptación de los sistemas informáticos a la estructura de peajes de la circular.*

1. Las empresas transportistas titulares de las instalaciones de regasificación, comercializadoras y el Gestor Técnico del Sistema dispondrán hasta el 30 de septiembre de 2020 para adaptar los sistemas informáticos a la estructura y condiciones de facturación de los peajes de las instalaciones de regasificación definidas en la circular.

2. Las empresas transportistas, distribuidoras, comercializadoras y el Gestor Técnico del Sistema dispondrán hasta el 30 de septiembre de 2021 para adaptar los sistemas informáticos a la estructura y condiciones de facturación de los peajes de transporte, redes locales, y otros costes de regasificación definidas en la circular.

Disposición transitoria tercera. *Ubicación inicial de los consumidores en el grupo tarifario correspondiente.*

1. A efectos de la ubicación de los suministros por primera vez en el grupo tarifario del peaje de transporte, del peaje de redes locales y del peaje de otros costes de regasificación, los responsables de la facturación considerarán el consumo registrado en el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2020 y el 30 de junio de 2021.

En el caso de aquellos puntos de suministro que hubiera sido dados de alta en fecha posterior al 1 de julio de 2020 se aplicará lo establecido en el apartado 1.a) del artículo 25.

2. Los responsables de la facturación informarán a los consumidores directos en el mercado y a los comercializadores del grupo tarifario en que se ubican sus puntos de suministro con al menos un mes de antelación respecto de la aplicación de los peajes correspondientes.

El consumidor directo en el mercado o el comercializador podrán solicitar el cambio de peaje de los puntos de suministro que consideren.

3. A los efectos de facilitar la transición a la nueva estructura de peajes, las facturas de peajes que se emitan entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de noviembre de 2021 podrán conservar la estructura de peajes contemplada en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, siempre que el periodo comprendido en la factura incluya al menos consumos de un día que sea anterior al 1 de octubre de 2021.

Disposición transitoria cuarta. *Adaptación de las capacidades contratadas de salida del Punto Virtual de Balance a la nueva estructura del peaje de salida de la red de transporte hacia redes locales, peaje de redes locales y peaje de otros costes de regasificación.*

1. La capacidad contratada o capacidades contratadas de salida del Punto Virtual de Balance a los consumidores finales se mantendrán, en tanto no sean modificadas por los usuarios con derecho a acceso.

2. A efectos de la aplicación del peaje de salida de la red de transporte hacia redes locales, del peaje de redes locales y del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, la capacidad contratada del servicio correspondiente se corresponderá con la

capacidad que el usuario tuviera contratada a efectos de la aplicación del término de conducción del peaje de transporte y distribución en el momento de la entrada en vigor de la Resolución de precios por la que se establezcan los valores de los peajes de acceso a la red de transporte, a las redes locales y regasificación.

3. Los usuarios con derecho a acceso a las instalaciones podrán adaptar una vez las capacidades contratadas sin coste alguno, independientemente de si hubieran realizado una modificación de las mismas en los doce meses anteriores, comunicándolo según corresponda al transportista, distribuidor o Gestor Técnico del Sistema, durante los tres meses siguientes a la publicación de la resolución por la que se establezcan los valores de los peajes de acceso a la red de transporte, a las redes locales y regasificación.

Disposición transitoria quinta. *Información a los consumidores.*

Las empresas comercializadoras informarán de forma clara y transparente a los consumidores de la nueva estructura de peajes en las tres facturas anteriores a la entrada en vigor de los peajes de transporte, redes locales, y otros costes de regasificación.

Disposición transitoria sexta. *Impacto gradual de la aplicación de la metodología.*

1. Durante el período transitorio establecido en la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, se podrán limitar las variaciones de los peajes de acceso a la red de transporte, a las redes locales y a las plantas de regasificación, asegurando en todo caso la suficiencia de los peajes para recuperar la retribución reconocida a la actividad.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y Competencia determinará en la resolución por la que se establezcan los valores de los peajes de acceso a la red de transporte, a las redes locales y regasificación prevista en el artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, el procedimiento para trasladar las variaciones de precios de los peajes durante dicho periodo transitorio.

A los efectos anteriores, se atenderá a lo siguiente:

a) Sólo se aplicará un periodo transitorio para aquellos grupos tarifarios de cierta entidad, en términos de número de consumidores o en términos de volumen, que tengan variaciones significativas.

b) Se tendrá en cuenta la estructura de peajes establecida en el artículo 21 de la presente Circular, diferenciando, en caso necesario por presión de suministro.

c) Distribución del diferencial durante cada uno de los años que resta hasta el año de convergencia.

d) Asignación de los ingresos no recuperados entre el resto de consumidores.

Disposición transitoria séptima. *Multiplicadores aplicables a los contratos intradiarios de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación en el caso que no se disponga de la información necesaria para su cálculo.*

Si no se dispusiera de la información necesaria para el cálculo del multiplicador intradiario de alguno de los servicios prestados en las plantas de regasificación, de acuerdo con lo establecido el artículo 32 de la presente circular, serán aplicables, de forma transitoria, los multiplicadores intradiarios del servicio de regasificación.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente disposición entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Metodología para determinar los peajes de transporte

1. Costes a recuperar mediante los peajes de transporte basados en capacidad:

El coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CTCn = RT,n \pm DRT,n \pm ICT,n + CI_T - PRT \pm OFT,n$$

Donde:

CTC_n: Costes de transporte a recuperar con cargo a los peajes de transporte basados en capacidad en el periodo tarifario n, expresado en €.

$R_{T,n}$: Retribución anual de la red de transporte, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, excluyendo la retribución del gas de operación correspondiente a dichas instalaciones en el periodo tarifario n, expresado en €.

$DR_{T,n}$: Revisiones, en su caso, de la retribución anual de la red de transporte correspondientes a ejercicios anteriores, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, excluyendo la revisión de la retribución del gas de operación correspondiente a dichas instalaciones en el periodo tarifario n, expresado en €.

$IC_{T,n}$: Diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de la actividad de transporte basados en capacidad correspondiente a ejercicios anteriores en el periodo tarifario n, expresado en €.

CI_T: Compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de red imputables a la red de transporte correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.

PR_T: Primas obtenidas en las subastas de capacidad correspondientes a puntos de entrada y puntos de salida de la red de transporte, expresado en €.

$OF_{T,n}$: Otros ingresos o costes liquidables a recuperar mediante los peajes de transporte basados en capacidad, según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

n: Periodo tarifario para el que se calculan los peajes de transporte.

2. Costes a recuperar mediante los peajes de transporte basados en volumen:

El coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$CTVn = RGOT,n \pm DRGOT,n \pm IVT,n \pm OVT,n$$

Donde:

CTV_n: Costes de transporte a recuperar con cargo a los peajes de transporte basados en volumen en el periodo tarifario n, expresado en €.

$RGO_{T,n}$: Retribución anual del gas de operación asociada a las instalaciones de la red de transporte, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el periodo tarifario n, expresado en €.

$DRGO_{T,n}$: Revisiones, en su caso, de la retribución anual del gas de operación asociada a las instalaciones de la red de transporte correspondientes a ejercicios anteriores, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, correspondiente a dichas instalaciones en el periodo tarifario n, expresado en €.

$IV_{T,n}$: Diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de la actividad de transporte basados en volumen correspondiente a ejercicios anteriores en el periodo tarifario n, expresado en €.

$OV_{T,n}$: Otros ingresos o costes liquidables a recuperar mediante los peajes de transporte basados en volumen, según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

n: Periodo tarifario para el que se calculan los peajes de transporte.

3. Retribución a recuperar mediante los términos fijos de capacidad aplicables a los puntos de entrada y puntos de salida.

1. La retribución a recuperar mediante los términos fijos de capacidad aplicables a los peajes de entrada, se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_{\sum En} = 0{,}5 \times CTC_n$$

Donde:

$R_{\Sigma En}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante los peajes de transporte basados en la capacidad en todos los puntos de entrada.

CTC_n: Costes de transporte a recuperar con cargo a los peajes de transporte basados en capacidad en el periodo tarifario n.

2. La retribución a recuperar mediante los términos fijos de capacidad aplicables a los peajes de salida, se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_{\sum Ex} = 0{,}5 \times CTC_n$$

Donde:

$R_{\Sigma Ex}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante los peajes de transporte basados en capacidad en todos los puntos de salida.

CTC_n: Costes de transporte a recuperar con cargo a los peajes de transporte basados en capacidad en el periodo tarifario n.

4. El cálculo de los términos de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte comprende los siguientes pasos:

a) Cálculo de la distancia ponderada desde cada punto de entrada de la red de transporte a todos los puntos de salida.

$$AD_{En} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex}}$$

Donde:

AD_{En} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de entrada o una agrupación de puntos de entrada, expresada en Km.

CAP_{Ex} es la capacidad contratada equivalente prevista en el punto de salida físico expresada en kWh/día.

$D_{En,Ex}$ es la distancia mínima entre un punto de entrada y un punto de salida, expresada en km.

b) Cálculo de la ponderación del coste correspondiente a cada punto de entrada.

$$W_{c,En} = \frac{CAP_{En} \times AD_{En}}{\sum_{all\ En} CAP_{En} \times AD_{En}}$$

Donde:

$W_{c,En}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de entrada.

AD_{En} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de entrada, expresada en km.

CAP_{En} es la capacidad contratada prevista para cada punto de entrada físico de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la presente circular, expresada en kWh/día.

c) Cálculo de la retribución a recuperar por cada punto de entrada.

$$R_{En} = W_{c,En} \times R_{\Sigma En}$$

Donde:

R_{En} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante los peajes de transporte basados capacidad en un punto de entrada, expresada en euros.

$W_{c,En}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de entrada.

$R_{\Sigma En}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante los peajes de transporte basados capacidad en todos los puntos de entrada, expresada en euros.

d) Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte por punto físico.

$$T_{En} = \frac{R_{En}}{CAP_{En}}$$

Donde:

T_{En} es el peaje de transporte basado en capacidad aplicable en un punto de entrada físico, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.

CAP_{En} es la capacidad contratada prevista para un punto de entrada, expresada en kWh/día.

R_{En} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante peajes de transporte basados en capacidad en un punto de entrada, expresada en euros.

5. El cálculo de los términos de capacidad del peaje de salida a la red de transporte comprende los siguientes pasos:

a) Cálculo de la distancia ponderada desde cada punto de salida de la red de transporte a todos los puntos de entrada.

$$AD_{Ex} = \frac{\sum_{all\ Ex} CAP_{En} \times D_{En,Ex}}{\sum_{all\ En} CAP_{En}}$$

Donde:

AD_{Ex} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de salida o una agrupación de puntos de salida, en km.

CAP_{En} es la capacidad contratada prevista en el punto de entrada, expresada en kWh/día.

$D_{En,Ex}$ es la distancia mínima entre un punto de entrada y un punto de salida calculada en km.

b) Cálculo de la ponderación del coste correspondiente a cada punto de salida.

$$W_{c,Ex} = \frac{CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}{\sum_{all\ Ex} CAP_{Ex} \times AD_{Ex}}$$

Donde:

$W_{c,Ex}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de salida concreto.
AD_{Ex} es la distancia media ponderada correspondiente a un punto de salida, en km.
CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en un punto de salida, expresada en kWh/día.

c) Cálculo de la retribución a recuperar por cada punto de salida.

$$R_{Ex} = W_{c,Ex} \times R_{\Sigma Ex}$$

Donde:

$W_{c,Ex}$ es la ponderación del coste correspondiente a un punto de salida concreto.
$R_{\Sigma Ex}$ es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante peajes de transporte basados en capacidad, en €.
R_{Ex} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante peajes de transporte basados en capacidad en un punto de salida o una agrupación de ellos, en €.

d) Término de capacidad del peaje de salida a la red de transporte por punto físico.

$$T_{Ex} = \frac{R_{Ex}}{CAP_{Enx}}$$

Donde:

T_{Ex} es el peaje de transporte basado en capacidad aplicable en un punto de salida físico, expresado €/(kWh/día)/año con seis decimales.
CAP_{Ex} es la capacidad contratada prevista en un punto de salida, expresada en kWh/día.
R_{Ex} es la parte de la retribución por servicios de transporte que se debe recuperar mediante peajes de transporte basados en capacidad en un punto de salida o una agrupación de ellos, en €.

6. Cálculo de los peajes de transporte basados en volumen:

Los peajes de transporte basados en volumen, aplicable a los puntos de entradas y salida de la red de transporte, se determinarán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TV_n = \frac{CTV_n}{V_{En,n} + V_{Ex,n}}$$

Donde:

TV_n es el peaje de transporte basada en volumen, aplicable a los puntos de entrada y salida de la red de transporte en el periodo tarifario n, expresado en €/kWh con seis decimales.
CTV_n es la retribución de transporte a recuperar con cargo a los peajes de transporte basados en volumen en el periodo tarifario n, en €.

$V_{En,n}$ es el volumen a inyectar en la red de transporte a través de los puntos de entrada de la red de transporte previstos para periodo tarifario n, en kWh.

$V_{Ex,n}$ es el volumen a extraer en la red de transporte a través de los puntos de salida de la red de transporte previstos para el periodo tarifario n, en kWh.

ANEXO II

Metodología para determinar los peajes de acceso a las redes locales

1. Retribución fija que incluyen los peajes de acceso a las redes locales.

La retribución fija a recuperar mediante la aplicación de los peajes de acceso a las redes locales se determinará aplicando la siguiente fórmula:

$$CDn = RLn + RSn + RDn \pm DRLn \pm DRSn \pm DRDn + CIn \pm ICD,n - IVD,n \pm OD,n$$

Donde:

CD_n: Retribución a recuperar con cargo a los peajes acceso a las redes locales en el periodo tarifario n, expresado en €.

RL_n: La retribución anual de la red de transporte de influencia local, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, excluyendo la retribución del gas de operación correspondiente a dichas instalaciones correspondiente al periodo tarifario n, expresado en €.

RS_n: La retribución anual de la red de transporte secundario, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, excluyendo la retribución del gas de operación correspondiente a dichas instalaciones correspondiente al periodo tarifario n, expresado en €.

RD_n: La retribución anual de la red de distribución, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia correspondiente al periodo tarifario n, expresado en €.

DRL_n: Revisión de la retribución anual de la red de transporte de influencia local, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, incluyendo la retribución del gas de operación correspondiente a dichas instalaciones correspondiente al periodo tarifario n, expresado en €.

DRS_n: Revisión de la retribución anual de la red de transporte secundario, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, incluyendo la retribución del gas de operación correspondiente a dichas instalaciones correspondiente al periodo tarifario n, expresado en €.

DRD_n: Revisión de la retribución anual de la red de distribución, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia correspondiente al periodo tarifario n, expresado en €.

CIn: Compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de red imputables a la red de influencia local, red de transporte secundario y red de distribución, expresado en €, correspondientes a ejercicios anteriores.

ICD,n: Diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes acceso a las redes locales correspondiente a ejercicios anteriores en el periodo tarifario n, expresado en €.

IVD,n: Diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos asociados a la recuperación de la retribución variable que se calcularán de acuerdo con lo establecido en el punto 3 del presente anexo, expresado en €.

OD,n: Otros ingresos o costes liquidables según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

n: Periodo tarifario para el que se calculan los peajes de acceso a las redes locales, expresado en €.

2. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste.

La retribución de la distribución reconocida a la actividad de distribución incluyendo, en su caso, revisiones de ejercicios anteriores se desagrega por inductor de coste conforme a las siguientes fórmulas:

$$RD_{cliente,n} = (RD_n \pm DRD_n) \times C_{cliente}$$
$$RD_{capacidad,n} = (RD_n \pm DRD_n) \times C_{capacidad}$$

Donde:

RDcliente,n: Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente, correspondiente al año n.

RDcapacidad,n: Retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad, correspondiente al periodo tarifario n.

Ccliente: Proporción del coste de las redes de distribución cuyo inductor de coste es el cliente, establecida en el punto 1.a) del anexo IV de la presente circular.

Ccapacidad: Proporción del coste de las redes de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad, establecida en el punto 1.a) del anexo IV de la presente circular.

3. Desglose de la retribución fija cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión.

La retribución a recuperar mediante la aplicación de los peajes de acceso a las redes locales será la siguiente:

a) La retribución fija atribuible a red de 60 bar se determinará mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} CDF_{n,60bar} = {} & (RL_n \pm DRL_n) \\ & + \left(\frac{RL_n \pm DRL_n}{RL_n + RS_n + RD_{capacidad,n} \pm DRL_n \pm DRS_n} \right) \\ & \times \left(CI_n \pm IC_{D,n} - IV_{D,n} \pm O_{D,n} \right) \end{aligned}$$

Donde:

$CDF_{n,60bar}$: Retribución fija atribuible a la red de 60 bar a recuperar con cargo a los peajes acceso a las redes locales.

b) La retribución fija atribuible a red de presión comprendida entre 16 y 60 bar se determinará mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} CDF_{n,16-60bar} = {} & (RS_n \pm DRS_n) \\ & + \left(\frac{RS_n \pm DRS_n}{RL_n + RS_n + RD_{capacidad,n} \pm DRL_n \pm DRS_n} \right) \\ & \times \left(CI_n \pm IC_{D,n} - IV_{D,n} \pm O_{D,n} \right) \end{aligned}$$

Donde:

$CDF_{n,60bar}$: Retribución fija atribuible a la red comprendida entre 16 y 60 bar a recuperar con cargo a los peajes acceso a las redes locales.

c) La retribución atribuible a red de presión comprendida entre 4 y 16 bar e inferior a 4 bar se determinará mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$CDF_{n,NP} = \left\{ RD_{capacidad,n} + \left(\frac{RD_{capacidad,n}}{RL_n + RS_n + RD_{capacidad,n} \pm DRL_n \pm DRS_n} \right) \times \left(CI_n \pm IC_{D,n} - IV_{D,n} \pm O_{D,n} \right) \right\} \times C_{NP}$$

Donde:

$CDF_{n,NP,}$: Retribución fija atribuible al nivel de presión NP a recuperar con cargo a los peajes acceso a las redes locales correspondiente al periodo tarifario n.

C_{NP}: Proporción del coste de las redes de distribución correspondiente al nivel de Presión NP, establecida en el punto 1.b) del anexo IV de la presente circular.

NP: Niveles de presión. En particular se considerarán los siguientes:

• Presión inferior a 4 bar.
• Presión comprendida entre 4 y 16 bar.

4. Retribución variable que incluyen los peajes de acceso a las redes locales.

La retribución variable a recuperar mediante la aplicación de los peajes de acceso a las redes locales se determinará aplicando la siguiente fórmula:

$$CDV_n = RGO_{D,n} \pm DRGO_{D,n} \pm IV_{T,n}$$

Donde:

CDVn: Retribución variable a recuperar con cargo a los peajes de acceso a las redes locales.

RGOD,n: Retribución anual del gas de operación asociada a las redes locales, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el periodo tarifario n.

DRGOD,n: Revisiones, en su caso, de la retribución anual del gas de operación de las redes locales correspondientes a ejercicios anteriores, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, correspondiente a dichas instalaciones en el periodo tarifario n.

IVT,n: Diferencia de ingresos asociados a la recuperación de la retribución variable que se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$IV_{T,n} = \sum_{J=n-1}^{n-2} CDVu_j \times \left(V - \widehat{V}_j \right)$$

Donde:

IVT,n: Diferencias de ingresos asociados a la recuperación de la retribución variable.

CVDuj: Coste variable unitario para el año j establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Vj: Demanda real de los consumidores conectados a la red local correspondiente al año j.

V̂ j: Demanda de los consumidores conectados a la red local correspondiente al año j considerada a la hora de establecer los peajes de acceso a las redes locales de dicho año.

n: Periodo tarifario para el que se calculan los peajes de acceso a las redes.

5. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es la capacidad de cada nivel de presión al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores.

La retribución fija asociada a las redes locales, se asigna por niveles de presión teniendo en cuenta el flujo de gas que transita hacia niveles de presión inferiores en el día de mayor demanda registrado en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En general, el coste de la red del nivel de presión, se repartirá entre los niveles de presión, con, de acuerdo a unos coeficientes αij:

$$CDF_{NPi}^{NPj} = CDF_{n,NPi} * \alpha_j^i$$

Siendo los coeficientes:

$$\alpha_0^0 = 1$$
$$\alpha_1^1 = \frac{Q_1}{Q_1 + \omega_0^1}$$
$$\alpha_0^1 = \frac{\omega_0^1}{Q_1 + \omega_0^1}$$
$$\alpha_2^2 = \frac{Q_2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2}$$
$$\alpha_1^2 = \frac{\omega_1^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2} * \alpha_1^1$$
$$\alpha_0^2 = \frac{\omega_1^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2} * \alpha_0^1 + \frac{\omega_0^2}{Q_2 + \omega_1^2 + \omega_0^2}$$
$$\alpha_3^3 = \frac{Q_3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3}$$
$$\alpha_2^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_2^2$$
$$\alpha_1^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_1^2 + \frac{\omega_1^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_1^1$$
$$\alpha_0^3 = \frac{\omega_2^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_0^2 + \frac{\omega_1^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3} * \alpha_0^1 + \frac{\omega_0^3}{Q_3 + \omega_2^3 + \omega_1^3 + \omega_0^3}$$

Donde*:*

ωij: Flujo de gas que transita desde el nivel de presión de diseño i al nivel de presión de diseño inferior j, en el día de máxima demanda de último año con información disponible.

Qi: Caudal demandado en el nivel de presión i en el día de máxima demanda.

CDFn,NPi: Retribución fija atribuible al nivel de presión NP i a recuperar con cargo a los peajes acceso a las redes locales correspondiente al periodo tarifario n.

Q_i: Caudal demandado en el nivel de presión i en el día de máxima demanda.

6. Coste variable unitario.

El coste variable unitario se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$CDVu_n = CDV_n \times 1/V_n$$

Donde:

CDVun: Coste unitario variable correspondiente al periodo tarifario n.

CDVn: Retribución variable a recuperar con cargo a los peajes de acceso a las redes locales.

Vn: Demanda de los consumidores conectados a la red local correspondiente al periodo tarifario n.

7. Asignación de la retribución fija atribuible a cada nivel de presión a los términos fijos y variables.

La retribución fija a recuperar por los agentes conectados a un nivel de presión asociada a dicho nivel de presión se asigna al término fijo del peaje de acceso a las redes locales, esto es:

$$CDTF_{NPi} = CDF_{NPi}^{NPi}$$

Donde:

$CDTF_{NPi}$: Retribución fija asociada al Nivel de presión NPi a recuperar mediante el término fijo del peaje correspondiente.

CDF_{NPi}^{NPi} : Coste del nivel de presión i atribuible a los suministros conectados al nivel de presión i, calculado de acuerdo con lo establecido en el punto 4 del presente anexo.

La retribución fija a recuperar por los agentes conectados a un nivel de presión asociadas al resto de los niveles de presión se asigna al término variable del peaje de acceso a las redes locales:

$$CDTV_{NPi} = \sum_{j<i} CDF_{NPi}^{NPj}$$

Donde:

$CDTV_{NPi}$: Retribución fija asociada al Nivel de presión NPi a recuperar mediante el término variable del peaje correspondiente.

CDF_{NPi}^{NPj} : Coste del nivel de presión i atribuible a los suministros conectados al nivel de presión j, con calculado de acuerdo con lo establecido en el punto 4 del presente anexo.

8. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad a recuperar mediante el término fijo por grupo tarifario.

La retribución fija a recuperar mediante el término fijo atribuible a cada nivel de presión se asignará por grupo tarifario en función de la distribución de la capacidad contratada prevista de cada nivel de presión por grupo tarifario, esto es:

$$CDTF_{GTk} = \sum_{NPi} CDTF_{NPi} \times \frac{Qce_{NPi}^{GTk}}{Qce^{GTk}}$$

Donde:

$CDTF_{GTk}$: Retribución a recuperar mediante el término fijo de los suministros del grupo tarifario k.

$CDTF_{NPi}$: Retribución fija asociada al Nivel de presión NPi a recuperar mediante el término fijo del peaje correspondiente.

Qce_{NPi}^{GTk} : Capacidad contratada equivalente de los suministros del grupo tarifario k abastecidos desde el Nivel de Presión i, en kWh/día.

Qce^{GTk} : Capacidad contratada equivalente de los suministros del grupo tarifario k, en kWh/día.

9. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es el cliente.

a) La retribución de la distribución cuyo inductor de coste es el cliente se asignará proporcionalmente al número de clientes conectados en la red de distribución, conforme a la siguiente fórmula.

$$CU_{cliente,n} = \frac{RD_{cliente,n}}{NCd_n}$$

Donde:

$CU_{cliente,n}$: Coste unitario de distribución cuyo inductor de coste es el cliente, correspondiente al periodo tarifario n.

$RD_{cliente,n}$: Retribución de la distribución cuyo inductor de coste es el cliente, correspondiente al periodo tarifario n.

NCd_n : Número de clientes conectados en la red de distribución en el periodo tarifario n.

b) La retribución de la distribución cuyo inductor de coste es el cliente se asignará por grupo tarifario en función del número de clientes de distribución incluidos en cada grupo tarifario.

CDFCGTk,n = NCdGTk,n x CUcliente,n

Donde:

CDFCGTk,n: Coste de distribución cuyo inductor de coste es el cliente que se deber recuperar a través del término fijo del grupo tarifario k, correspondiente al periodo tarifario n.

NCdGTk,n: Número de clientes conectados en la red de distribución comprendidos en el grupo tarifario k en el periodo tarifario n.

CUcliente,n: Coste unitario de distribución cuyo inductor de coste es el cliente, correspondiente al periodo tarifario n.

10. Asignación de la retribución a recuperar mediante el término variable por grupo tarifario.

La retribución fija a recuperar mediante el término fijo atribuible a cada nivel de presión se asignará por grupo tarifario en función de la distribución de la capacidad contratada prevista de cada nivel de presión por grupo tarifario, esto es:

$$CDTV_{GTk} = \left(CDVu_j \times V^{GTk}\right) + \sum_{NPi} CDTV_{NPi} \times \frac{V_{NPi}^{GTk}}{V^{GTk}}$$

Donde:

$CDTV_{GTk}$: Retribución a recuperar mediante el término variable de los suministros del grupo tarifario k.

$CDVu_j$: Coste variable unitario para el año j establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$CDTV_{NPi}$: Retribución fija asociada al Nivel de presión NPi a recuperar mediante el término variable del peaje correspondiente.

V_{NPi}^{GTk} : Consumo de los suministros del grupo tarifario k abastecidos desde el Nivel de Presión i, en kWh.

V^{GTk} : Consumo de los suministros del grupo tarifario k, en kWh.

11. Calculo del término por capacidad contratada.

El término fijo por capacidad contratada, expresado en €/(kWh/día)/año, con seis decimales, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TC_{GTk} = \frac{CDTF_{GTk} + CDFC_{GT}}{Qce^{GTk}}$$

Donde:

TC_{GTk}: Término por caudal del grupo tarifario, expresado en €/(kWh/día)/año.

$CDTF_{GTk}$: Retribución a recuperar mediante el término fijo de los suministros del grupo tarifario k, expresado en €.

$CDFC_{GTk}$: Coste de distribución cuyo inductor de coste es el cliente que se deber recuperar a través del término fijo del grupo tarifario k, correspondiente al periodo tarifario n.

Qce^{GTk}: Capacidad contratada equivalente de los suministros del grupo tarifario k, expresado en kWh/día.

12. Calculo del término por volumen.

El término variable por volumen, expresado en €/kWh, con seis decimales, se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$TV_{GTk} = \frac{CDTV_{GTk}}{V^{GTk}}$$

Donde:

TV_{GTk}: Término variable por volumen del grupo tarifario, expresado en €/kWh.

$CDTV_{GTk}$: Retribución a recuperar mediante el término variable de los suministros del grupo tarifario k.

Vc^{GTk}: Consumo de los suministros del grupo tarifario k, en kWh.

13. Calculo de los términos de facturación en el caso que se facture por cliente.

Los términos de facturación en el caso que se facture por cliente se calcularán de acuerdo con la siguiente fórmula:

a) Términos de facturación aplicable a todos los grupos tarifarios excepto el RL.1.

a. Término por cliente aplicable a todos los grupos tarifarios excepto el RL.1.

El término por cliente aplicable al grupo tarifario GTk, siendo k>1, se determinará aplicando lo siguiente:

$$TCL_{GTk} = \frac{TC_{GTk-1} \times Qce^{GTk-1}}{NCL_{GTk-1}} + TV_{GTk-1} \times V_{k-1,max}$$

Donde:

TCL_{GTk}: Término por cliente del grupo tarifario k, expresado en €/cliente.

TC_{GTk-1}: Término por caudal del grupo tarifario k-1, expresado en €/(kWh/día)/año.

Qce^{GTk-1}: Capacidad contratada equivalente de los suministros del grupo tarifario k-1, expresado en kWh/día.

TV_{GTk-1}: Término variable del grupo tarifario k-1, expresado en €/kWh, con seis decimales.

$V_{k-1,max}$: Consumo máximo del grupo tarifario k-1, en kWh, de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 de la circular.

NCL_{GTk-1} : Número de clientes del grupo tarifario k-1.

b. Término variable por volumen aplicable.

El término variable por volumen aplicable al grupo tarifario GTk, siendo k>1 se determinará aplicando lo siguiente:

$$TVCL_{GTk} = \left({}^{1}/_{V^{GTk}}\right) \times \{(TC_{GTk} \times Qce^{GTk} + TV_{GTk} \times V^{GTk}) - (TCL_{GTk} \times NCL_{GTk})\}$$

Donde:

$TVCL_{GTk}$: Término variable aplicable a los suministros en caso de facturación por cliente correspondiente al grupo tarifario k, expresado en €/kWh, con seis decimales.

TC_{GTk}: Término por caudal del grupo tarifario k, expresado en €/(kWh/día)/año, con seis decimales.

Qce^{GTk}: Capacidad contratada equivalente de los suministros del grupo tarifario k, expresado en kWh/día.

TV_{GTk}: Término variable del grupo tarifario k, expresado en €/kWh, con seis decimales.

V^{GTk}: Consumo de los suministros del grupo tarifario k, en kWh.

TCL_{GTk}: Término por cliente del grupo tarifario k, expresado en €/cliente.

NCL_{GTk}: Número de clientes del grupo tarifario k.

b) Términos de facturación aplicable al grupo tarifario RL.1.

a. Término por cliente aplicable a todos los grupos tarifarios excepto el RL.1.

El término por cliente aplicable al grupo tarifario GT1, se determinará aplicando lo siguiente:

$$TCL_{GT1} = \left[\left(\frac{TCL_{GT2} \times NCL_{GT2}}{TCL_{GT2} \times NCL_{GT2} + TVCL_{GT2} \times V^{GT2}}\right) \times (TC_{GT1} \times Qce^{GT1} + TV_{GT1} \times V^{GT1})\right] \times \left(\frac{1}{NCL_{GT1}}\right)$$

Donde:

TCL_{GT1}: Término por cliente del grupo tarifario 1, expresado en €/cliente.

TCL_{GT2}: Término por cliente del grupo tarifario 2, expresado en €/cliente.

NCL_{GT2}: Número de clientes del grupo tarifario 2.

$TVCL_{GT2}$: Término variable aplicable a los suministros acogidos al sistema de facturación por cliente correspondiente al grupo tarifario 2, expresado en €/kWh, con seis decimales.

V^{GT2}: Consumo de los suministros del grupo tarifario 2, en kWh.

TC_{GT1}: Término por caudal del grupo tarifario 1, expresado en €/(kWh/día)/año.

Qce^{GT1}: Capacidad contratada equivalente de los suministros del grupo tarifario 1, expresado en kWh/día.

TV_{GT1}: Término variable del grupo tarifario 1, expresado en €/kWh, con seis decimales.

V^{GT1}: Consumo de los suministros del grupo tarifario 1, en kWh.

NCL_{GT1}: Número de clientes del grupo tarifario k-1.

b. Término variable por volumen aplicable.

El término variable por volumen aplicable al grupo tarifario GT1 se determinará aplicando lo siguiente:

$$TVCL_{GT1} = \left({}^{1}/_{V^{GT1}}\right) \times \{(TC_{GT1} \times Qce^{GT1} + TV_{GT1} \times V^{GT1}) - (TCL_{GT1} \times NCL_{GT1})\}$$

Donde:

$TVCL_{GT1}$: Término variable aplicable a los suministros den caso de facturación por cliente correspondiente al grupo tarifario 1, expresado en €/kWh, con seis decimales.

TC_{GT1}: Término por caudal del grupo tarifario 1, expresado en €/(kWh/día)/año, con seis decimales.

Qce^{GT1}: Capacidad contratada equivalente de los suministros del l grupo tarifario 1, expresado en kWh/día.

TV_{GT1}: Término variable del grupo tarifario 1, expresado en €/kWh, con seis decimales.

V^{GT1}: Consumo de los suministros del grupo tarifario 1, en kWh.

TCL_{GT1}: Término por cliente del grupo tarifario 1, expresado en €/cliente.
NCL_{GT1}: Número de clientes del grupo tarifario 1.

ANEXO III

Metodología para determinar los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación

I. Determinación de la retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación

1. La retribución de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes de regasificación se calculará aplicando la siguiente fórmula, conforme el artículo 31 de la presente circular:

$$RR_n = R_{R,n} \pm DR_{R,n} \pm IC_{R,n} + CI_R - PR_R \pm OF_{R,n}$$

Donde:

RR_n: retribución de la regasificación a recuperar con cargo a los peajes de regasificación en el periodo tarifario n, expresado en €.

$R_{R,n}$: retribución anual de regasificación, establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el periodo tarifario n, expresado en €.

$DR_{R,n}$: revisiones, en su caso, de la retribución de la actividad de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.

$IC_{R,n}$: diferencia entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de regasificación correspondiente a ejercicios anteriores, expresado en €.

CI_R: compensaciones por interrumpibilidad abonadas a los usuarios de instalaciones de regasificación correspondientes a ejercicios anteriores, expresado en €.

PR_R: primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación, expresado en €.

$OF_{R,n}$: otros ingresos o costes liquidables a recuperar mediante los peajes de regasificación, según se establezca en la normativa vigente, diferentes de los anteriores.

n: periodo tarifario para el que se calculan los peajes de regasificación.

2. La retribución de la actividad de regasificación asociada a la retribución por la inversión, a los costes operativos, a la extensión de vida útil y a incentivos se recuperará a través de los peajes asociados al uso de las instalaciones.

3. La retribución de la actividad de regasificación por continuidad de suministro, la retribución asociada a instalaciones en situación administrativa especial y los impactos que, en su caso, se puedan derivar de sentencias de los tribunales, así como el impacto que pudiera derivarse del establecimiento del periodo transitorio de convergencia se recuperará a través del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación.

II. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento

La retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos se desagregará por elemento retributivo para el correspondiente ejercicio tarifario, cuando sea necesario, conforme a los siguientes criterios:

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario.

2. Se calculará la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición calculado en el apartado anterior, teniendo en cuenta la vida útil regulatoria establecida, para cada activo, en la regulación vigente.

3. La anualidad por amortización correspondiente al tanque se desagregará, en su caso, entre la asociada al propio tanque y la asociada a las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión.

4. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de la auditorias de inversión.

5. La retribución de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión y la retribución asociada a incentivos se desagregará por elemento proporcionalmente a la anualidad que resulta de considerar el valor de reposición para cada uno de los elementos retributivos incluidos en la planta de regasificación.

III. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta

1. La retribución fija asignada a cada elemento retributivo, se asignará cada uno de los servicios que se presta en la planta por el uso de las infraestructuras con los siguientes criterios:

a) Servicio de descarga de buques: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las instalaciones de conducción de GNL, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

b) Servicio de almacenamiento de GNL: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de los tanques de GNL, excluidas las bombas primarias y secundarias y las tuberías de los tanques a los vaporizadores, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

c) Servicio de regasificación: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los vaporizadores, las instalaciones de medida y odorización, el sistema de bombas secundarias, las instalaciones de conexión de los tanques a los vaporizadores, la emisión y captación de agua de mar, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de conducción de GNL, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

d) Servicio de carga en cisterna: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los cargaderos de cisterna, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

e) Servicio de carga de GNL de planta en buque: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

f) Servicio de trasvase de GNL de buque a buque: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema

de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

g) Servicio de puesta en frío: la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.

2. La asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios se realizará conforme a los siguientes criterios:

a) En función del criterio de diseño del tanque de almacenamiento de GNL.

i. La retribución de los tanques de GNL asociada al gas talón, se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el anexo IV.2 de la presente circular por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen del gas previsto para cada servicio.

ii. La retribución de los tanques asociado al stock de seguridad se calculará multiplicando la retribución de los tanques de GNL por el porcentaje establecido en el anexo IV.2 de la presente circular y se asignará al servicio de almacenamiento de GNL.

iii. La retribución de los tanques asociado al stock de flexibilidad logística se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el anexo IV.2 de la presente circular por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios regasificación y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

b) Reparto proporcional al volumen de gas implicado en el servicio.

i) La retribución financiera del gas talón y las bombas primarias se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos.

ii) La retribución reconocida por las tuberías de GNL se asignará a los servicios de descarga de buques, regasificación, carga en cisterna, carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos.

iii) La retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asignará a los servicios de descarga de GNL, trasvase de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos.

iv) A los efectos anteriores, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se supondrá un volumen de 900 GWh, 219 GWh y 19 GWh, respectivamente, procediéndose, en su caso, a ajustar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio.

La retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL se distribuirá proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a los servicios de almacenamiento de GNL, regasificación y carga en cisternas que resulta de la aplicación del punto a) anterior.

d) Proporcional al volumen de boil-off generado en la prestación del servicio.

i) La retribución de los sistemas de antorcha y combustor, de las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, del relicuador de boil-off y del compresor de boil-off para emisión directa a red se asignarán a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios de la planta.

ii) A los efectos anteriores, el volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios se estimará teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica y la utilización de las instalaciones prevista para el periodo tarifario correspondiente. Si para un periodo tarifario no hubiera previsión de operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se considerarán 50, 50 y 40 horas de funcionamiento, respectivamente.

e) Proporcional a la retribución asignada por la prestación del resto de los servicios.

La retribución asociada a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico se asignará proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos.

IV. Asignación de la retribución variable a cada uno de los servicios prestados en la planta

La retribución variable asociada a los costes operativos se asignará por servicio conforme a los porcentajes establecidos en el punto 2.b del anexo IV de la circular.

V. Determinación de los términos de facturación de los peajes de los servicios individuales

Los términos fijos y variables de los peajes de regasificación resultarán de aplicar las siguientes fórmulas:

1. Peaje de descarga de buques.

a) Término fijo.

$$TF_{Descarga,i} = Coste\ horario \times Tm_i$$

Donde:

$TF_{Descarga,i}$: término fijo del peaje de descarga de buques aplicable al buque de tamaño i, expresado en €/buque.

i: tamaño del buque de acuerdo con lo establecido en el artículo 29 de la presente circular.

Tm_i: tiempo medio de operación de descarga de los buques de tamaño i.

Coste horario: se determina como:

$$Coste\ horario = \frac{RR_{,Descarga,f,n}}{\sum_i^n \left(N_{buques_i} \times Tm_i\right)}$$

Donde:

RRDescarga,f,n: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de la descarga conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

Nbuques,i: número de buques previstos de descargados de tamaño i.

b) Término Variable.

$$TV_{descarga} = \frac{RR_{Descarga,v,n}}{V_{Descarga,n}}$$

Donde:

$TV_{descarga}$: término variable del peaje de descarga de buques, en €/kWh descargados con seis decimales.

RRDescarga,v,n: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de descarga de buques conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

VDescarga,n: volumen previsto de descargas en kWh en el periodo tarifario n.

2. Peaje de almacenamiento de GNL:

a) Término fijo.

$$TF_{GNL} = \frac{RR_{GNL,f,n}}{Q_{GNL,n}}$$

Donde:

TFGNL: término de capacidad del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.

RRGNL,f,n: retribución fija de regasificación asignada al servicio de almacenamiento de GNL conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

QGNL,n: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de almacenamiento de GNL en el periodo tarifario n.

b) Término variable.

$$TV_{GNL} = \frac{RR_{GNL,v,n}}{V_{GNL,n}}$$

Donde:

TVGNL: término variable del peaje de almacenamiento de GNL, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.

RRGNL,v,n: retribución variable de regasificación asignada al servicio de almacenamiento de GNL conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

VGNL,n: Volumen de GNL almacenado en el periodo tarifario n.

3. Peaje de regasificación.

a) Término fijo:

$$TC_R = \frac{RR_{R,f,n}}{Q_{R,n}}$$

Donde:

TCR: término fijo de capacidad del peaje de regasificación, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.

RRR,f,n: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

QR,n: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de regasificación en el periodo tarifario n.

b) Término variable.

$$TV_R = \frac{RR_{R,v,n}}{V_{R,n}}$$

Donde:

TVR: término variable del peaje de regasificación, expresado en €/kWh regasificados con seis decimales.

RRR,v,n: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de regasificación conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

VR,n: volumen regasificado previsto en kWh en el periodo tarifario n.

4. Peaje de licuefacción virtual.

$$TC_{Lv} = \lambda \times TC_R$$

Donde:

TCLv: término fijo de capacidad del peaje de licuefacción virtual, expresado en €/(kWh/día)/año con seis decimales.

TCR: término fijo del peaje de regasificación, €/(kWh/día)/año con seis decimales.

λ: porcentaje de la retribución imputada al servicio de regasificación, RRR,f,n, correspondiente a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico.

5. Peaje de carga en cisternas.

a) Término fijo.

$$TC_{cisternas} = \frac{RR_{Cisternas,f,n}}{Q_{Cisternas,n}}$$

Donde:

TCCisternas: término fijo de capacidad del peaje de carga en cisternas, expresado en €/(kWh/día)/año, con seis decimales.

RRCisternas,f,n: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de carga en cisternas conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

QCisternas,n: capacidad contratada equivalente prevista para el servicio de carga en cisternas en el periodo tarifario n.

b) Término variable.

$$TV_{Cisternas} = \frac{RR_{Cisternas,v,n}}{V_{Cisternas,n}}$$

Donde:

TVCisternas: término variable del peaje de carga en cisternas, expresado en €/kWh cargados, con seis decimales.

RRCisternas,v,n: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de carga en cisternas conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

VCisternas,n: volumen previsto de cargas en cisternas en kWh en el periodo tarifario n.

6. Peajes de carga de GNL de planta en buque:

$$TV_{Carga\ buques} = \frac{RR_{Carga\ buques,f,n} + RR_{Carga\ buques,v,n}}{V_{Carga\ buque,n}}$$

Donde:

TVCarga buques: término variable del peaje de carga de GNL de planta en buque, expresado en €/kWh cargados, con seis decimales.

RRCarga buques,f,n: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de carga de GNL de planta en buque conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

RRCarga buque,v,n: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de carga de GNL de planta en buque conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

VCarga buque,n: volumen previsto de cargas de GNL en buques en kWh en el periodo tarifario n. A los efectos anteriores, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta en buque, se supondrá un volumen de 900 GWh.

7. Peaje de trasvase de GNL de buque a buque:

$$TV_{Buque\ a\ buque} = \frac{RR_{Buque\ a\ buque,f,n} + RR_{Buque\ a\ buque,v,n}}{V_{Buque\ a\ buque,n}}$$

Donde:

TVBuque a buque: término variable del peaje de trasvase de GNL de buque a buque, expresado en €/kWh trasvasado con seis decimales.

RRBuque a buque,f,n: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de trasvase de GNL de buque a buque conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

RRBuque a buque,v,n: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de trasvase de GNL de buque a buque conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

VBuque a buque,n: volumen previsto de GNL trasvasado de buque a buques en kWh en el periodo tarifario n. Si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque se supondrá un volumen de 219 GWh.

8. Peaje de puesta en frío:

$$TV_{Puesta\ en\ frío} = \frac{RR_{Puesta\ en\ frío,f,n} + RR_{Puesta\ en\ frío,v,n}}{V_{Puesta\ en\ frío,n}}$$

Donde:

TVPuesta en frío: término variable del peaje de puesta en frío, expresado en €/kWh cargados con seis decimales.

RRPuesta en frío,f,n: retribución fija de la regasificación asignada al servicio de puesta en frío conforme al apartado III del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

RRPuesta en frío,v,n: retribución variable de la regasificación asignada al servicio de puesta en frío conforme al apartado IV del presente anexo en el periodo tarifario n, expresado en €.

VPuesta en frío,f,n: volumen previsto de cargas de GNL en buques para prestar el servicio de puesta en frío en kWh en el periodo tarifario n. Si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de puesta en frío se supondrá un volumen 19 GWh.

VI. Determinación del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

El término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación se determinada de acuerdo a lo siguiente:

1. Cálculo del término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación:

El término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$TV_{OC} = \frac{RR_{OC}}{(V_{CC} + V_{RL})}$$

Donde:

TVOC: término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, expresado en €/kWh, con seis decimales.
RROC,n: retribución de la regasificación que se debe recuperar mediante el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, conforme al apartado I.3 del presente anexo, expresado en €.
VCC: volumen previsto de carga en cisternas destinado a plantas unicliente expresado en kWh.
VRL: demanda de los consumidores conectados a redes locales, expresado en kWh.

2. Cálculo de los términos aplicables a los consumidores suministrados desde las redes locales.

a) Determinación de la retribución a recuperar por los consumidores suministrados desde las redes locales.

$$RV_{OC,RL} = TV_{OC} \times V_{RL}$$

Donde:

RVOC,RL: retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a recuperar por los consumidores suministrados desde las redes locales, en €.
TVOC: término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, expresado en €/kWh, con seis decimales.
VRL: demanda de los consumidores conectados a redes locales, expresado en kWh.

b) Determinación de la retribución a recuperar por grupo tarifario.

$$RV_{OC,RL,GTk} = RV_{OC,RL} \times \frac{NCL_{GTk}}{\sum_{k=RL.1}^{RL.11} NCL_{GTk}}$$

Donde:

RVOC,RL,GTk: retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a recuperar por los consumidores del grupo tarifario k, en €.
RVOC,RL: retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a recuperar por los consumidores suministrados desde las redes locales, en €.

NCLGTk: Número de clientes del grupo tarifario k.

c) Términos por capacidad contratada, aplicable a los consumidores de los grupos tarifarios RL.5 a RL.11 y a todos aquellos consumidores que dispongan de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado, independientemente del grupo tarifario aplicable:

$$TCoc_{GTk} = \frac{RV_{OC,RL,GTk}}{Qce_{GTk}}$$

Donde:

TCocGTk: Término por caudal del grupo tarifario asociada a la recuperación de otros costes de regasificación, expresado en €/(kWh/día)/año.
RVOC,RL,GTk: retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a recuperar por los consumidores del grupo tarifario k, en €.
QceGTk: Capacidad contratada equivalente de los consumidores del grupo tarifario k, expresado en kWh/día.

d) Términos por clientes, aplicable a los consumidores de los grupos tarifarios RL.1, RL.2, RL.3 y RL.4 y aquellos consumidores que no dispongan de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado:

$$TLoc_{GTk} = \frac{RV_{OC,RL,GTk}}{NCL_{GTk}}$$

Donde:

TLocGTk: Término por caudal del grupo tarifario asociada a la recuperación de otros costes de regasificación, expresado en €/Cliente y año con dos decimales.
RVOC,RL,GTk: retribución asociada a la recuperación de otros costes de regasificación a recuperar por los consumidores del grupo tarifario k, en €.
NCLGTk: Número de clientes del grupo tarifario k.

ANEXO IV

Parámetros de aplicación durante el primer periodo regulatorio

1. Retribución de distribución.

a) La retribución reconocida a la actividad de distribución se asigna por inductor de coste con siguientes porcentajes:

Inductor de coste	% de la retribución de distribución por inductor de coste
Cliente.	14,46
Capacidad.	85,54

b) La retribución reconocida a la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad se asigna por nivel de presión de acuerdo con siguientes porcentajes:

Nivel de presión tarifario		% de la retribución de distribución por nivel de presión
NP0	Presión ≤4 bar.	89,5
NP1	4 bar < Presión ≤ 16.	10,5

c) El modelo de red empleado en la asignación se corresponde con los flujos de energía registrados el 5 de diciembre de 2017.

2. Retribución de regasificación.

a) La retribución reconocida a los tanques se distribuirá por servicio aplicándose los siguientes porcentajes:

	% de la retribución de los tanques
Almacenamiento del gas talón.	8,00
Stock de seguridad.	39,78
Stock de flexibilidad logística.	52,22

b) La retribución variable se distribuirá por servicio aplicándose los siguientes porcentajes:

Servicios	% de la retribución variable
Descarga de GNL.	10,00
Almacenamiento de GNL.	16,79
Vaporización.	67,09
Carga de GNL en cisternas.	5,80
Trasvase de GNL a buque.	0,17
Trasvase de GNL de buque a buque.	0,14
Puesta en frío de buques.	0,01

3. Revisión de los parámetros.

Los porcentajes establecidos en los puntos 1 y 2 podrán ser objeto de actualización mediante Resolución cuando se produzcan cambios sustanciales en la estructura de costes, debidamente justificados, que así lo aconsejen.

§ 33

Resolución de 3 de abril de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 105, de 15 de abril de 2020
Última modificación: 25 de junio de 2025
Referencia: BOE-A-2020-4466

De acuerdo con la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, la Sala de Supervisión Regulatoria acuerda lo siguiente:

ANTECEDENTES

En fecha 12 de diciembre de 2019, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acordó emitir la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Esta circular tiene por objeto regular los principios generales que rigen el funcionamiento del sistema gasista en lo que se refiere al acceso regulado de terceros a las instalaciones, incluyendo, entre otros, los procedimientos de asignación de la capacidad. En relación con estos últimos, la Circular 8/2019 establece, como procedimiento general de asignación de capacidad, el mecanismo de mercado basado en subastas, si bien determina que el detalle de dichas subastas se desarrollará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha sometido a trámite de audiencia la presente propuesta a los interesados y a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Con fecha 21 de febrero de 2020, y de acuerdo con la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se envió al Consejo Consultivo de Hidrocarburos la «Propuesta de resolución por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista», a fin de que sus miembros pudieran presentar las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas en el plazo de diez días hábiles.

Asimismo, en fecha 21 de febrero de 2020, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia la citada propuesta de resolución para que los interesados formularan sus alegaciones en el mismo plazo de diez días hábiles.

Durante estos trámites se han recibido comentarios de veintiún agentes. A raíz de los comentarios específicos sobre el procedimiento de asignación de slots en las plantas de regasificación, que ponen de manifiesto la ineficiencia de desarrollar un procedimiento de asignación por cada planta, se ha optado por establecer un procedimiento de asignación para el conjunto de estas instalaciones basado en una subasta de reloj ascendente.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Único. Normativa aplicable y habilitación competencial.

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y el acceso a las redes de gas natural.

En fecha 12 de diciembre de 2019, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia acordó emitir la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

El artículo 22 de la Circular 8/2019, en el que se regula el procedimiento de asignación de productos individuales de capacidad firme en la red de transporte y en plantas de regasificación que no conlleven slots, establece, en su apartado 8:

«8. Los procedimientos detallados de desarrollo de las subastas y de los mecanismos de mercado y la información a incluir en las solicitudes de capacidad serán aprobados mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Corresponde al Gestor Técnico del Sistema determinar el calendario de celebración de los procedimientos de asignación».

Asimismo, el artículo 23 de la Circular 8/2019, en el que se determina el procedimiento de asignación de los productos individuales de capacidad firme en plantas de regasificación que conllevan slots, indica, en su apartado 7:

«7. Los mecanismos de mercado (subastas) para resolver las situaciones en las que la demanda supere a la oferta de slots y para alcanzar los requerimientos de contratación mínima serán aprobados mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Corresponde al Gestor Técnico del Sistema determinar el calendario de celebración de estos procedimientos».

Adicionalmente, el artículo 25 de la Circular 8/2019, en el que se define el procedimiento de asignación en los almacenamientos subterráneos básicos, establece, en su apartado 6:

«6. Los procedimientos detallados de desarrollo de las subastas serán aprobados mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Corresponde al Gestor Técnico del Sistema determinar el calendario de celebración de los procedimientos de asignación».

En virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

RESUELVE

Primero.

Aprobar el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en la red de transporte, en las plantas de regasificación y en los almacenamientos subterráneos básicos, que se adjunta en el anexo a esta resolución.

Este procedimiento estará disponible en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es) y en la página web del gestor técnico del sistema (www.enagas.es).

Segundo.

La presente resolución surtirá efectos al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Comuníquese esta resolución a la Dirección General de Política Energética y Minas y al gestor técnico del sistema.

ANEXO

Procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista

Primero. *Objeto.*

El objeto de este procedimiento consiste en establecer el detalle de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en la red de transporte de gas natural, en las plantas de regasificación y en los almacenamientos subterráneos básicos, que resultará aplicable para asignar la capacidad que esté disponible desde el 1 de octubre de 2020.

Segundo. *Ámbito de aplicación.*

Este procedimiento es de aplicación a los productos de capacidad en plantas de regasificación, en los almacenamientos subterráneos básicos y en la red de transporte y distribución del sistema gasista, a excepción de la capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor. También quedan excluidas del ámbito de aplicación las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, las instalaciones que hayan obtenido una exención del acceso y aquella capacidad de almacenamiento subterráneo que sea asignada mediante el procedimiento de asignación primaria conforme a lo dispuesto en la normativa vigente.

Tercero. *Principios generales de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad.*

Para cada producto de capacidad se establecerá un periodo inicial para la recepción de solicitudes de capacidad. En el caso de que se oferte más de un producto, los sujetos remitirán solicitudes independientes para cada uno de ellos. Siempre que la capacidad demandada sea superior a la capacidad ofertada, la asignación de capacidad se llevará a cabo mediante subastas.

En todo momento el gestor técnico del sistema garantizará la confidencialidad de la información comercial y llevará un registro de las ofertas de los usuarios y precios de cada subasta.

Los usuarios solo podrán utilizar, como máximo, la capacidad que se les haya adjudicado en el procedimiento de asignación, salvo aquellos productos de capacidad que incluyan flexibilidad y aquellos donde se permita la sobrenominación como forma de asignación de capacidad.

Las horas del día que se citan en esta resolución hacen referencia al horario local peninsular español.

Cuarto. *Mecanismos de mercado para la asignación de capacidad de productos que no se ofertan mediante slots.*

La asignación de capacidad de estos productos se llevará a cabo mediante subastas basadas en un algoritmo de reloj ascendente de múltiples rondas o en un algoritmo de precio uniforme con una única ronda, en función de la duración de los distintos productos definidos en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

El precio de salida en las subastas de reloj ascendente será el valor de los peajes, cánones y cargos en vigor para cada producto ofertado, aplicando el coeficiente multiplicador correspondiente en cada caso. La prima a ofertar en las subastas de precio uniforme deberá ser un valor superior o igual a cero.

4.1 Subastas de reloj ascendente.

Las subastas de reloj ascendente permitirán a los usuarios presentar ofertas de compra de capacidad en función de precios ascendentes, que se anunciarán en rondas de ofertas consecutivas.

4.1.1 Condiciones para la participación en las subastas.

Para participar en una subasta, será obligatorio que los usuarios presenten una oferta en la primera ronda. La capacidad solicitada por un usuario en la primera ronda de ofertas será igual o menor que la capacidad total ofertada. Cada usuario podrá presentar únicamente una oferta en cada ronda para cada producto subastado.

Las ofertas deberán precisar:

a) La identidad del usuario que presenta la oferta.
b) El producto para el cual se solicita capacidad.
c) La ronda correspondiente a la oferta.
d) La cantidad de capacidad solicitada.

No se permitirán ofertas condicionadas.

4.1.2 Duración de las subastas.

Las subastas comenzarán a las 9:00 h y si se extendieran más allá de las 20:00 h del día de celebración de la subasta, se suspenderán para continuar a partir de las 9:00 h del siguiente día.

Con carácter general, cada ronda tendrá una duración máxima de una hora, con los siguientes plazos:

a) 30 minutos para el envío, modificación y retirada de ofertas.

b) 30 minutos, como máximo, para el tratamiento de las ofertas y asignación de la capacidad, en su caso, así como para la comunicación de los resultados de la ronda a cada usuario y la publicación de la celebración de una nueva ronda o del cierre de la subasta.

El gestor técnico del sistema podrá modificar con la debida justificación tanto la duración máxima de una hora para cada ronda como el reparto de dicha hora en sendos plazos de 30 minutos. Asimismo, podrá establecer un descanso entre rondas. El gestor técnico del sistema deberá anunciar tales eventuales modificaciones y existencia de un descanso con la suficiente antelación.

Durante el periodo de recepción de ofertas correspondiente a la ronda en curso, podrán presentarse, modificarse y retirarse ofertas libremente. Las ofertas realizadas serán válidas hasta su modificación o retirada.

Una vez concluido el periodo de recepción de ofertas de una ronda, no se aceptará ninguna modificación, retirada, ni variación de las ofertas válidas enviadas.

Solamente se considerará la última oferta válida presentada por cada usuario en cada ronda.

4.1.3 Resolución de las subastas.

Para cada subasta y para cada producto de capacidad el gestor técnico del sistema definirá escalones de precio grande y escalones de precio pequeño, que publicará en la plataforma de solicitud y contratación de capacidad antes del inicio de la ronda en la que vayan a aplicarse. Los escalones de precio se determinarán con arreglo a los siguientes criterios:

a) Los escalones de precio grande se determinarán en función del exceso de demanda de capacidad sobre la oferta conforme a las solicitudes recibidas en periodo inicial de recepción de las mismas, al objeto de minimizar, razonablemente, la duración del procedimiento de subasta.

b) Los escalones de precio pequeño se determinarán de forma que un número entero de escalones de precio pequeño equivalga al escalón de precio grande aplicado en la ronda anterior a aquella en la que se aplique la reducción del precio, al objeto de maximizar, razonablemente, la capacidad asignada.

El gestor técnico del sistema comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los escalones de precios grandes y pequeños calculados según los criterios anteriores que aplicará en las subastas.

Los escalones de precio afectarán a los términos fijos de los peajes, cánones y cargos en vigor de los servicios subastados, incluyendo el coeficiente multiplicador correspondiente en cada caso.

Si la demanda de capacidad agregada de todos los participantes en la primera ronda es menor o igual a la capacidad ofertada, la subasta se cerrará, asignando a cada usuario la capacidad solicitada.

Si la demanda de capacidad agregada de todos los participantes en una ronda de escalón de precio grande es mayor que la capacidad ofertada, se le comunicará a estos y se abrirá una nueva ronda con un precio igual al precio de la ronda previa incrementado en un escalón de precio grande.

La capacidad solicitada por un usuario en una ronda determinada en la que se aplique un escalón de precio grande deberá ser igual o menor que la capacidad solicitada por dicho usuario en la ronda previa.

Si la demanda de capacidad agregada de todos los participantes en la segunda ronda o rondas siguientes es igual a la capacidad ofertada la subasta se cerrará, asignando a cada usuario la capacidad solicitada.

La primera vez que en una ronda de escalón de precio grande la demanda de capacidad sea menor que la capacidad ofertada, se reducirá el precio y se abrirá una nueva ronda de ofertas. Esta nueva ronda tendrá un precio igual al precio aplicable en la ronda de ofertas con escalón de precio grande previa a aquella en la que la demanda fue inferior a la capacidad ofertada, más un escalón de precio pequeño. Se abrirán sucesivas rondas de ofertas con subidas de un escalón de precio pequeño hasta que la demanda agregada de todos los usuarios sea menor o igual a la capacidad ofertada, momento en el que la subasta se cerrará, asignando a cada usuario la capacidad solicitada.

La capacidad solicitada por cada participante en todas las rondas de ofertas en las que se apliquen escalones de precio pequeño deberá cumplir lo siguiente:

1. La capacidad solicitada será igual o menor que la solicitada por dicho participante en la ronda de ofertas con escalón de precio grande previa a la ronda con escalón de precio grande en la que la demanda fue inferior a la capacidad ofertada.

2. Asimismo, la capacidad solicitada por cada participante en una ronda con escalón de precio pequeño será menor o igual que la solicitada por dicho participante en la ronda de ofertas previa con escalón de precio pequeño.

3. Además, la capacidad solicitada por cada participante en todas las rondas de ofertas en las que se apliquen escalones de precio pequeño será igual o mayor que la solicitada por dicho participante en la ronda de ofertas de escalón de precio grande en la que la demanda fue inferior a la capacidad ofertada.

Si la demanda agregada de todos los participantes en la ronda final de escalón de precio pequeño es mayor que la capacidad ofertada, la subasta se cerrará y se asignará la

capacidad solicitada por cada participante en la ronda de ofertas de escalón de precio grande en la que la capacidad demandada fue inferior a la ofertada.

La plataforma de solicitud y asignación de capacidad dará a los usuarios la opción de pujar automáticamente en todas las rondas. El gestor técnico del sistema desarrollará esta opción de modo que la misma esté disponible, a más tardar, seis meses después de la fecha de entrada en vigor de esta resolución.

Tan pronto como sea posible y siempre antes de que finalice el día siguiente al de cierre de la subasta, el gestor técnico del sistema comunicará de forma simultánea a cada usuario la capacidad asignada.

Si una subasta no hubiera finalizado antes del comienzo previsto del producto subastado o antes del comienzo previsto de la siguiente subasta de capacidad que incluya parte del periodo subastado, o si la demanda de capacidad agregada de todos los participantes en la vigésima ronda con escalón de precio grande sigue siendo mayor que la capacidad ofertada, se procederá al cierre de la subasta según el mecanismo de cierre definido a continuación.

El mecanismo de cierre consistirá en asignar la capacidad total ofertada en la subasta a aquellos participantes que hayan enviado ofertas válidas en la última ronda, de forma proporcional a la capacidad solicitada por cada uno.

El precio que pagarán los usuarios por la capacidad adjudicada será el precio de la ronda en la que se cierre la subasta, teniendo en cuenta el valor de los peajes, cánones y cargos vigentes en el momento en que se preste el servicio.

4.2 Subastas de precio uniforme.

En las subastas de precio uniforme habrá una sola ronda, en la que los usuarios presentarán sus ofertas, indicando el precio y la capacidad solicitada. Las ofertas serán ordenadas de mayor a menor precio y serán casadas en ese orden.

Las ofertas deberán precisar:

a) La identidad del usuario que presenta la oferta.

b) El producto para el cual se solicita capacidad.

c) La cantidad de capacidad solicitada.

d) La cantidad mínima de capacidad que aceptaría el solicitante en caso de que no se le asigne toda la capacidad solicitada conforme a la letra c).

e) La prima que el usuario está dispuesto a pagar por la capacidad adicional a los peajes, cánones y cargos vigentes en el momento en que se preste el servicio.

Los usuarios podrán presentar hasta un máximo de diez ofertas en una misma subasta para un mismo producto subastado. Cada oferta se tratará de forma independiente.

Para los productos diarios firmes, los usuarios podrán presentar, retirar o modificar sus ofertas desde las 16:30 h hasta las 17:00 h.

Para los productos intradiarios firmes, se realizará una primera subasta el día anterior al día de gas, una hora después de que se cierre la subasta del producto diario, subastándose toda la capacidad disponible para el día de gas siguiente. Posteriormente, tres horas antes de que comience el día de gas, y desde entonces horariamente, hasta las 01:00 h del día de gas, se subastará la capacidad disponible existente desde la cuarta hora posterior a la que se realiza la subasta hasta el cierre del día de gas. Los usuarios podrán presentar, retirar o modificar sus ofertas durante la primera media hora de la subasta.

Para los productos diarios e intradiarios interrumpibles, las subastas se iniciarán media hora después del cierre de las subastas de productos firmes de igual duración.

Una vez concluido el periodo de recepción de ofertas, no se aceptará ninguna modificación, retirada, ni variación de las ofertas válidas enviadas.

Si la demanda de capacidad es inferior o igual a la capacidad ofertada, se asignará a cada usuario las capacidades solicitadas.

Si la demanda de capacidad es superior a la capacidad ofertada, se comenzará asignando capacidad a aquellas solicitudes que indiquen un mayor precio.

Cuando la capacidad solicitada por un usuario sea mayor que la capacidad que reste por asignar, se comprobará si la cantidad mínima de capacidad que aceptaría el usuario es inferior a la capacidad restante por asignar, en cuyo caso la capacidad restante por asignar se asignará al usuario en su totalidad. En caso contrario, la oferta se considerará no

aceptada, continuando la asignación según el orden de precio decreciente del resto de ofertas.

Cuando en dos o más ofertas se indique el mismo precio y la capacidad conjunta solicitada exceda a la capacidad que reste por asignar, esta se asignará a prorrata según las cantidades solicitadas en cada una de dichas ofertas, siempre que la asignación sea superior a la cantidad mínima de capacidad que aceptaría cada usuario. Cuando sea inferior para alguna de las ofertas, de estas se rechazará la oferta que solicite menos capacidad y se volverá a calcular el prorrateo con las ofertas restantes, volviendo a aplicar el mismo criterio.

El gestor técnico del sistema comunicará el resultado de la asignación de capacidad de forma simultánea a los usuarios que hayan participado en la subasta, no más tarde de los treinta minutos siguientes al cierre del periodo de envío y modificación de ofertas.

En el caso de que la demanda hubiera sido superior a la capacidad ofertada, el precio que pagarán los usuarios por la capacidad adjudicada será el precio de la oferta adjudicataria más baja.

En el caso de que la demanda hubiera sido inferior o igual a la capacidad ofertada, el precio que pagarán los usuarios por la capacidad adjudicada será el peaje vigente en el momento en que se preste el servicio, incluyendo el coeficiente multiplicador que corresponda.

Quinto. *Mecanismos de mercado para la asignación de capacidad de servicios que se ofertan mediante slots.*

Tras la publicación de la información sobre los slots máximos disponibles en cada una de las plantas, de los requerimientos de contratación mínima de slots, si hubiera, y de los slots totales ofertados en el conjunto del sistema, los usuarios dispondrán de un periodo inicial para remitir sus solicitudes de slots de, al menos, 24 horas.

Los mecanismos de asignación se aplicarán para cada uno de los meses ofertados en cada procedimiento, comenzando por el mes más cercano del horizonte temporal ofertado y finalizando por el más lejano.

5.1 Mecanismo de asignación cuando la demanda de slots es igual o inferior a la oferta en el conjunto del sistema.

5.1.1 Asignación de slots sin celebración de subasta.

Cuando la suma de las solicitudes recibidas para todas las plantas sea inferior o igual al número de slots totales ofertados en el conjunto del sistema, se asignarán, en cada planta de regasificación, aquellos slots cuya demanda no supere a la oferta y para los que no haya más de una solicitud. Se informará a cada usuario de su capacidad asignada.

Se entenderá que existe más de una solicitud para un mismo slot cuando, para varios slots solicitados, sus periodos se superpongan en el tiempo o sean incompatibles debido a las características técnicas de la planta.

Para el resto de slots solicitados y no asignados, se ofrecerá a los usuarios afectados la posibilidad de modificar voluntariamente sus solicitudes, dentro de cada mes, al objeto de resolver la situación de congestión. Solo se podrán solicitar aquellos slots que estén disponibles en plantas en las que la demanda no supere a la oferta. Los usuarios dispondrán de un periodo de, al menos, 24 horas de duración y se asignarán aquellas modificaciones que resulten viables.

5.1.2 Procedimiento de subasta.

Si tras aplicar el último párrafo del apartado 5.1.1 anterior, la demanda de slots siguiera excediendo a la oferta en alguna planta o siguiera habiendo más de una solicitud para un mismo slot, se aplicará un procedimiento de subasta de precio uniforme, con una sola ronda de ofertas, sin perjuicio de lo indicado en el último párrafo de este subapartado.

Se resolverá de forma independiente cada caso concreto en el que el número de slots solicitado sea superior al ofertado en una planta determinada o en el que haya más de una solicitud para un mismo slot.

Con una anterioridad mínima de una hora al inicio del procedimiento de subasta, el gestor técnico del sistema informará a los usuarios afectados, indicando los slots sobre los que deben ofertar.

Los usuarios podrán presentar, retirar o modificar sus ofertas durante un periodo de una hora y, tras la finalización del mismo, las ofertas presentadas no se podrán modificar ni retirar.

Los usuarios presentarán una oferta por cada slot solicitado, indicando la prima adicional que están dispuestos a pagar, expresada en €/slot. Cada oferta presentada se tratará de forma independiente. Las ofertas serán ordenadas de mayor a menor precio y serán casadas en ese orden. El precio que pagarán los usuarios por los slots adjudicados serán los peajes, cánones y cargos vigentes en el momento en que se preste el servicio más la prima adicional ofertada en la oferta adjudicataria más baja en ese mes y en esa planta determinada.

Cuando en dos o más ofertas se indique la misma prima adicional y los slots solicitados excedan el número de slots que resten por asignar, se celebrarán nuevas rondas de ofertas, en las que solo se ofertarán los slots que resten por asignar y solo podrán participar los usuarios que hubieran realizado las ofertas previas con la misma prima adicional. Las nuevas rondas tendrán las mismas características que la inicial, en cuanto al procedimiento de presentación de ofertas, la información a proporcionar por el gestor técnico del sistema y la asignación de capacidad.

5.1.3 Comunicación del resultado del procedimiento.

El resultado de la asignación de capacidad se comunicará de forma simultánea a los usuarios que hayan participado en la subasta. A cada operador de las plantas de regasificación se le comunicarán los slots asignados en sus terminales, los titulares de los mismos y las primas a facturar tan pronto como sea posible.

5.2 Mecanismo de asignación cuando la demanda de slots supera a la oferta en el conjunto del sistema.

Cuando la suma de las solicitudes recibidas para todas las plantas en un mes determinado sea superior al número de slots totales ofertados en el conjunto del sistema, se aplicará al conjunto de las solicitudes un procedimiento de subasta de reloj ascendente, de múltiples rondas, en el que podrán participar todos los usuarios que hubieran remitido solicitudes.

Las subastas de reloj ascendente permitirán a los usuarios presentar ofertas de compra de slots en función de precios ascendentes, que se anunciarán en rondas de ofertas consecutivas. El precio de salida será el valor de los peajes, cánones y cargos en vigor para los slots.

5.2.1 Condiciones para la participación en las subastas.

Para participar en una subasta, será obligatorio que los usuarios presenten una oferta en la primera ronda. El número de slots solicitados por un usuario en la primera ronda de ofertas será igual o menor que el número de slots solicitados previamente en el periodo inicial para remitir solicitudes. Cada usuario podrá presentar una única oferta de slots en cada ronda.

En cada ronda, las ofertas deberán precisar:

a) La identidad del usuario que presenta la oferta.
b) El slot solicitado.
c) La ronda correspondiente a la oferta.
d) El número de slots solicitados, en caso de solicitud sin fecha concreta del slot.
e) El precio de retirada de la subasta (€/slot), que deberá ser igual o superior a la prima aplicada en la ronda. En el caso de que el precio indicado por el usuario sea inferior o de no indicar ningún valor, se considerará un precio de retirada igual a dicha prima.

No se permitirán ofertas condicionadas.

5.2.2 Duración de las subastas.

La subasta comenzará a las 9:00 h y si se extendiera más allá de las 20:00 h del día de celebración de la subasta, se suspenderá para continuar a partir de las 9:00 del siguiente día.

Con carácter general, cada ronda tendrá una duración máxima de una hora, con los siguientes plazos:

a) 30 minutos para el envío, modificación y retirada de ofertas.

b) 30 minutos, como máximo, para el tratamiento de las ofertas y asignación de la capacidad, en su caso, así como para la comunicación de los resultados de la ronda a cada usuario y la publicación de la celebración de una nueva ronda, incluido el precio de la misma, o del cierre de la subasta.

El gestor técnico del sistema podrá modificar con la debida justificación tanto la duración máxima de una hora para cada ronda como el reparto de dicha hora en sendos plazos de 30 minutos. Asimismo, podrá establecer un descanso entre rondas. El gestor técnico del sistema deberá anunciar tales eventuales modificaciones y existencia de un descanso con la suficiente antelación.

Durante el periodo de recepción de ofertas correspondiente a la ronda en curso, podrán presentarse, modificarse y retirarse ofertas libremente. Las ofertas realizadas serán válidas hasta su modificación o retirada.

Una vez concluido el periodo de recepción de ofertas de una ronda, no se aceptará ninguna modificación, retirada, ni variación de las ofertas válidas enviadas.

Solamente se considerará la última oferta válida presentada por cada usuario en cada ronda.

5.2.3 Resolución de las subastas.

El gestor técnico del sistema definirá escalones de precio grande y escalones de precio pequeño, que publicará en la plataforma de solicitud y contratación de capacidad antes del inicio de la ronda en la que vayan a aplicarse. Los escalones de precio se determinarán con arreglo a los siguientes criterios:

a) Los escalones de precio grande se determinarán en función del exceso de demanda de slots sobre la oferta conforme a las solicitudes recibidas en periodo inicial de recepción de las solicitudes de slots, al objeto de minimizar, razonablemente, la duración del procedimiento de subasta.

b) Los escalones de precio pequeño se determinarán de forma que un número entero de escalones de precio pequeño equivalga al escalón de precio grande aplicado en la ronda anterior a aquella en la que se aplique la reducción del precio, al objeto de maximizar, razonablemente, el número de slots asignados.

Ambos escalones, de precio grande y de precio pequeño, se definirán en euros por slot (€/slot).

El gestor técnico del sistema comunicará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los escalones de precios grandes y pequeños calculados según los criterios anteriores y que aplicará en las subastas.

Si la demanda de slots agregada de todos los participantes en la primera ronda (ronda 0) es menor o igual a los slots ofertados, la subasta se cerrará, preasignando a cada usuario los slots solicitados.

Si la demanda de slots agregada de todos los participantes en una ronda es mayor que los slots ofertados, se comunicará a estos y se abrirá una nueva ronda con un precio igual al precio de la ronda previa incrementado en un escalón de precio grande.

El número de slots solicitados por un usuario en una ronda determinada, en la que se aplique un escalón de precio grande, deberá ser igual o menor que el número de slots solicitados por dicho usuario en la ronda previa.

Si la demanda de slots agregada de todos los participantes en la segunda ronda o rondas siguientes es igual a los slots ofertados la subasta se cerrará, preasignando a cada usuario los slots solicitados.

La primera vez que en una ronda de escalón de precio grande la demanda de slots sea menor que los slots ofertados, se reducirá el precio y se abrirá una nueva ronda de ofertas. Esta nueva ronda tendrá un precio igual al precio aplicable en la ronda de escalón de precio grande previa a aquella en la que la demanda fue inferior a los slots ofertados, más un escalón de precio pequeño. Se abrirán sucesivas rondas de ofertas con subidas respectivas de un escalón de precio pequeño hasta que la demanda de slots agregada de todos los

usuarios sea menor o igual a los slots ofertados, momento en el que la subasta se cerrará, preasignando a cada usuario los slots solicitados.

El número de slots solicitado por cada participante en todas las rondas de ofertas en las que se apliquen escalones de precio pequeños deberá cumplir lo siguiente:

1. El número de slots solicitado será igual o menor que el solicitado por dicho participante en la ronda de ofertas con escalón de precio grande previa a la ronda con escalón de precio grande en la que la demanda hubiera sido inferior a la oferta.

2. Asimismo, el número de slots solicitado por cada participante en una ronda con escalón de precio pequeño será menor o igual que el solicitado por dicho participante en la ronda de ofertas previa con escalón de precio pequeño.

3. Además, el número de slots solicitado por cada participante en todas las rondas de ofertas en las que se apliquen escalones de precio pequeños será igual o mayor que el solicitado por dicho participante en la ronda de ofertas de escalón de precio grande en la que la demanda fue inferior a la capacidad ofertada.

Si la demanda de slots agregada de todos los participantes en la última ronda de escalón de precio pequeño es mayor que la capacidad ofertada, la subasta se cerrará y se preasignarán los slots solicitados por cada participante en la ronda de ofertas de escalón de precio grande en la que la demanda fue inferior a los slots ofertados.

Adicionalmente, tras el cierre de una subasta en la que se haya preasignado un número de slots inferior a los slots ofertados, los slots restantes no preasignados se preasignarán a aquellos usuarios cuya demanda de slots en la ronda de cierre hubiera sido inferior a la de la ronda de precio inmediatamente inferior. La preasignación de estos slots se realizará de forma ordenada, en función de las ofertas de precio de retirada realizadas en la ronda de precio inmediatamente inferior, comenzando por los slots retirados cuya oferta de precio de retirada sea mayor, hasta completar la preasignación de los slots ofertados. Cuando dos o más slots de usuarios diferentes tengan el mismo precio de retirada y el número de slots aún no preasignados no sea suficiente para cubrir esta demanda, se aplicará una subasta de precio uniforme, con una sola ronda de ofertas, en la que solo podrán participar estos usuarios, siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 5.1.2.

La plataforma de solicitud y asignación de capacidad dará a los usuarios la opción de pujar automáticamente en todas las rondas. El gestor técnico del sistema desarrollará esta opción de modo que la misma esté disponible, a más tardar, seis meses después de la fecha de entrada en vigor de esta resolución.

Si la subasta no hubiera finalizado antes de la publicación de la capacidad disponible para el siguiente procedimiento de asignación de slots, con carácter extraordinario y previa comunicación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el gestor técnico del sistema podrá sustituir la subasta de reloj ascendente por una subasta de sobre cerrado y precio uniforme, donde la oferta de precio de los participantes deberá ser igual o mayor que el precio de la última ronda de la subasta de reloj ascendente antes de su sustitución.

Una vez cerrada la subasta y, en su caso, tras la preasignación de los slots restantes no preasignados en función de las ofertas de precio de retirada, los slots preasignados se asignarán siguiendo el procedimiento descrito en el apartado 5.1. El precio que pagarán los usuarios por los slots adjudicados será el precio de cierre de la subasta regulada en este apartado, salvo para aquellos slots preasignados en función del precio de retirada, que pagarán la suma de los peajes, cánones, cargos y el precio de retirada de la solicitud de precio de retirada más bajo al que se le preasignan slots, teniendo en cuenta en todos los casos el valor de los peajes, cánones y cargos vigentes en el momento en que se preste el servicio, más la prima adicional, si la hubiera, resultante de la aplicación del mecanismo definido en el apartado 5.1

Cuando se asigne un slot mediante el mecanismo de retirada y el precio de retirada sea superior a la prima aplicada en la ronda de precio inmediatamente superior, se considerará un precio de retirada igual a dicha prima.

5.3 Mecanismo para alcanzar los requerimientos de contratación mínima de slots de descarga.

Tras la finalización del procedimiento de asignación de periodicidad mensual de slots, si para alguno de los dos primeros meses ofertados no se cumplieran los requerimientos de

contratación mínima de slots de descarga, se ofertará a los usuarios la posibilidad de modificar voluntariamente la localización de sus slots al objeto de satisfacer dichos requerimientos, dándoles un plazo de, al menos, un día de duración para la remisión de sus modificaciones.

Si tras la finalización del plazo anterior siguieran sin cumplirse los requerimientos de contratación mínima de slots de descarga, se aplicará un procedimiento de resolución para cada mes en el que se incumplan dichos requerimientos, basado en un algoritmo de reloj ascendente, de múltiples rondas.

En cada ronda se incrementará en un porcentaje el término fijo del precio de adjudicación de todos los slots contratados para dichos meses en todas las plantas, a excepción de aquellos slots situados en las plantas de regasificación para las que existan requerimientos de contratación mínima. Dicho porcentaje se determinará al objeto de minimizar, razonablemente, la duración del procedimiento para alcanzar los requerimientos de contratación mínima de slots de descarga.

5.3.1 Condiciones para la participación en el procedimiento.

En cada ronda, los usuarios presentarán sus ofertas, que consistirán en la propuesta de modificación de la localización de sus slots contratados hacia los huecos libres en las plantas en las que se hayan determinado requerimientos de contratación mínima y estos aún no hubieran sido satisfechos, precisando:

a) La identidad del usuario que presenta la oferta.
b) Identificación del slot contratado que se propone modificar.
c) La nueva ubicación del slot que se propone modificar.
d) La nueva fecha de inicio del slot que se propone modificar.

No se permitirán ofertas condicionadas.

5.3.2 Duración del procedimiento.

El procedimiento comenzará a las 9:00 h y si las sucesivas rondas se extendieran más allá de las 20:00 h del mismo día, se suspenderá para continuar a partir de las 9:00 del siguiente día.

Con carácter general cada ronda tendrá una duración máxima de una hora, con los siguientes plazos:

a) 30 minutos para el envío, modificación y retirada de las propuestas de modificación de slots.

b) 30 minutos, como máximo, para el tratamiento de las propuestas y análisis de la viabilidad de las mismas, así como para la comunicación de los resultados a los usuarios y para la publicación de la celebración de una nueva ronda o de cierre del procedimiento.

El gestor técnico del sistema podrá modificar con la debida justificación tanto la duración máxima de una hora para cada ronda como el reparto de dicha hora en sendos plazos de 30 minutos. Asimismo, podrá establecer un descanso entre rondas. El gestor técnico del sistema deberá anunciar tales eventuales modificaciones y existencia de un descanso con la suficiente antelación.

5.5.3 Resolución del procedimiento.

Durante el periodo de recepción de propuestas, estas podrán presentarse, modificarse o retirarse libremente. Las propuestas realizadas serán válidas hasta su modificación o retirada. Una vez concluido el periodo de recepción de propuestas de una ronda, no se aceptará ninguna modificación, retirada ni variación de las propuestas válidas enviadas.

Si las propuestas realizadas por los usuarios permiten satisfacer todos los requerimientos de contratación mínima de slots, el procedimiento se cerrará, previa aprobación, por parte del gestor técnico del sistema, de aquellas propuestas de modificación de slots que considere más eficientes desde el punto de vista de la gestión técnica del sistema. En caso de que varias ofertas permitan satisfacer los requerimientos de contratación mínima de slots de forma equivalente, se elegirá aquella propuesta que haya sido remitida con mayor antelación.

Si las propuestas realizadas por los usuarios no permiten satisfacer todos los requerimientos de contratación mínima de slots, se comunicará a los usuarios aquellos requerimientos que aún no hayan sido satisfechos y se abrirá una nueva ronda.

En el caso de que, en la fecha de inicio del mes, no se hubieran satisfecho los requerimientos de contratación mínima de slots, se finalizará este procedimiento y el gestor técnico del sistema podrá declarar Situación de Operación Excepcional, implementando las medidas necesarias. Todo ello sin perjuicio de la aplicación, a los slots contratados para dicho mes, del precio resultante en la última ronda celebrada para tratar de alcanzar los requerimientos de contratación mínima.

Sexto. *Publicación de información.*

Para los servicios que no se ofertan mediante slots, el gestor técnico del sistema publicará, en la plataforma de solicitud y contratación de capacidad, la capacidad ofertada en cada subasta con una anterioridad mínima al inicio de las subastas de los diferentes productos de:

– Tres semanas para los productos anuales.
– Dos semanas para los productos trimestrales.
– Dos semanas, o tras la asignación trimestral, para los productos mensuales.
– Treinta minutos para los productos diarios.
– Quince minutos para los productos intradiarios.

El gestor técnico del sistema solo publicará los resultados de las subastas una vez finalizadas, indicando la cantidad agregada de capacidad asignada y el precio de adjudicación, siempre que el número de adjudicatarios sea igual o superior a 3.

Para los servicios que se asignan mediante slots, el gestor técnico del sistema publicará, en la plataforma de solicitud y contratación de capacidad:

– La información mensual relativa a los slots asignados en procedimientos anteriores, los slots máximos disponibles en cada una de las plantas y los slots totales ofertados en el conjunto del sistema, con una anterioridad mínima al inicio del periodo para la recepción de solicitudes de slots de un día para el procedimiento de periodicidad mensual y dos semanas para el procedimiento de periodicidad anual.

– Los slots asignados en cada procedimiento, tan pronto como sea posible.

– La información actualizada sobre los slots disponibles tras la finalización del procedimiento de asignación de periodicidad mensual para el primer mes de dicho procedimiento que sean susceptibles de ser contratados por orden cronológico de solicitud.

Séptimo. *Motivos de rechazo de las ofertas.*

Los motivos de rechazo de las ofertas enviadas por los usuarios serán:

1. Enviar la oferta fuera del periodo de recepción de ofertas.
2. Solicitar capacidad por un valor inferior o igual a cero.
3. Solicitar más capacidad que la ofertada.
4. No utilizar el medio de envío de ofertas establecido por el gestor técnico del sistema.
5. No disponer de garantías asignadas a la actividad de contratación suficientes.
6. En las subastas de reloj ascendente, no haber participado en la ronda anterior, en el caso de que la subasta dé lugar a varias rondas, o solicitar en una ronda más capacidad de la solicitada en la ronda anterior.
7. En las subastas de precio uniforme, ofertar una prima inferior a cero.
8. Cualquier otro motivo de rechazo establecido en la normativa vigente.

Octavo. *Garantías.*

El gestor técnico del sistema requerirá las garantías correspondientes a la capacidad solicitada por cada usuario, actualizando los requerimientos en cada ronda conforme a la última oferta válida presentada por cada usuario.

Si un usuario no dispusiera de garantías suficientes para la contratación de capacidad, su oferta será rechazada y no podrá seguir participando en la subasta.

Una vez que se haya comunicado la asignación definitiva resultante del procedimiento de subasta, el gestor técnico del sistema requerirá la liberación de las garantías correspondientes a la capacidad solicitada y no adjudicada.

El gestor de garantías pondrá a disposición de cada participante el detalle de los importes de las garantías disponibles de manera permanente por medios electrónicos durante el proceso de la subasta.

§ 34

Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 92, de 16 de abril de 2025
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2025-7661

La utilización de las infraestructuras gasistas a través del acceso a la red se encuentra regulada en un amplio grupo normativo que aparece presidido, en el ordenamiento español, por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. En su artículo 61, la Ley determina cuáles son los sujetos con derecho a incorporar gas al sistema, mientras que en sus artículos 70 y 76 se refiere al acceso a las redes de transporte y distribución de gas natural. Estos dos últimos preceptos, en su redacción original, habilitaron al Gobierno para desarrollar el régimen de acceso y conexión a las redes gasistas, lo que tuvo lugar mediante el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.

Sin embargo, en esta habilitación vino a incidir el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, el cual modificó el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta comisión la función de establecer, mediante circular, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y el acceso a las redes de gas y electricidad.

El mismo Real Decreto-ley 1/2019 también modificó el artículo 70.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, relativo al acceso a las instalaciones de transporte, así como el artículo 76.3 de la misma Ley, referido al acceso a las redes de distribución, atribuyendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) las competencias para aprobar, mediante circular, la metodología y las condiciones de acceso y conexión, que comprenderá el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para su denegación, el contenido mínimo de los contratos, y las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

En ejercicio de tales atribuciones, la CNMC adoptó la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural. Esta circular homogeneiza el modelo de acceso

para las infraestructuras del sistema gasista (plantas de regasificación, redes de transporte y distribución y almacenamientos subterráneos), así como los procedimientos de asignación y contratación de capacidad en las mismas, dentro del proceso de creación de un mercado de gas competitivo y en el que se garantice la seguridad de suministro. Posteriormente, la Circular 9/2021, de 15 de diciembre, modificó la Circular 8/2019, introduciendo nuevos mecanismos de gestión de las congestiones y de antiacaparamiento de capacidad, para hacer frente a las situaciones de congestión en el sistema gasista, promoviendo un uso eficiente de las infraestructuras y contribuyendo al incremento de la competencia.

Más tarde se aprobó el Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo a los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno y por el que se modifican los Reglamentos (UE) número 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 y (UE) 2022/869 y la Decisión (UE) 2017/684 y se deroga el Reglamento (CE) número 715/2009. Este nuevo Reglamento (UE) 2024/1789, plenamente aplicable desde el 5 de febrero de 2025, regula el derecho de conexión y acceso a la red de gases renovables e hipocarbónicos, en especial, en sus artículos 3, 20 y 36. Las disposiciones del nuevo reglamento europeo se complementan con las previsiones establecidas en la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno, por la que se modifica la Directiva (UE) 2023/1791 y se deroga la Directiva 2009/73/CE, que habrá de ser objeto de transposición a más tardar el 5 de agosto de 2026. Para esta transposición se han dado ya los primeros pasos, puesto que se ha celebrado un trámite de consulta previa a través del portal web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico entre el 5 de septiembre y el 16 de octubre de 2024. De acuerdo con esta consulta, la transposición de la directiva afectará no solo a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos sino también a varias normas con rango de real decreto. La Directiva (UE) 2024/1788 establece en sus artículos 41 y 45 que los gestores de red deberán seguir «procedimientos transparentes y eficientes para la conexión no discriminatoria de instalaciones de producción de gas renovable y gas hipocarbónico». Ese procedimiento habrá de ser aprobado por la autoridad reguladora independiente de cada Estado miembro (la CNMC en el caso de España).

En el ordenamiento español, ha de tenerse en cuenta que, dos años antes de la publicación del paquete de normas europeas más arriba descrito, se había aprobado el Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural, el cual introdujo un nuevo artículo 12 bis en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. Este nuevo artículo 12 bis se refirió por primera vez en nuestro ordenamiento de modo expreso a la «conexión de plantas de producción de gases renovables con las redes de transporte o distribución». Sin embargo, el precepto se limita a establecer unas previsiones muy generales, relativas a la posibilidad de solicitar la conexión por parte de los titulares de esas plantas, así como a la resolución de los eventuales conflictos de conexión que se produzcan entre el solicitante y el titular de la red. Por lo demás, el apartado 2 el artículo 12 bis dispone que la CNMC «aprobará un procedimiento de gestión de conexiones de las plantas de generación de gases renovables con la red de transporte o distribución». Con fundamento en este precepto, la CNMC aprobó la Resolución de 19 de abril de 2024, por la que se establece el procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano con la red de transporte o distribución.

Así pues, la CNMC se encuentra habilitada para regular el procedimiento y condiciones de acceso y conexión a la red de plantas de producción de gases renovables o hipocarbónicos. Además de encontrar un fundamento directo en el derecho de la Unión Europea, esta regulación se encuentra amparada en los artículos 7.1.f) de la Ley 3/2013 y en los artículos 70.2 y 76.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

A la vista de lo anterior, los objetivos principales de esta nueva circular son dos. Por un lado, revisar los mecanismos de acceso a las infraestructuras gasistas y las medidas antiacaparamiento ya establecidas en la Circular 8/2019, que ahora se deroga, teniendo en

cuenta la situación actual del mercado y la demanda, así como el grado de utilización de la capacidad. En particular, se establecen nuevos valores de reserva de capacidad para los diferentes horizontes de contratación y nuevos rangos para los recargos establecidos en los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento, de forma que estos garanticen la eficacia de los fines que se persiguen.

Por otro lado, actualizar y adaptar las condiciones de conexión y acceso y asignación de capacidad en el sector gasista a las nuevas necesidades derivadas de su descarbonización y la promoción de gases renovables y bajos en carbono. Para ello, se añaden las disposiciones necesarias para facilitar la conexión y el acceso de las instalaciones de producción de estos gases a la red de gas natural, cumpliendo con lo dispuesto en los citados artículos 70.2 y 76.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En este último sentido, la circular es novedosa pues la única regulación hasta el momento es la del citado artículo 12 bis Real Decreto 1434/2002. Con ello, se da respuesta a la necesidad de proporcionar tan pronto como sea posible un marco normativo para la conexión y el acceso de estos gases a la red de gas natural, a fin de proporcionar certidumbre y articular la viabilidad de proyectos de producción que ya se encuentran previstos o en marcha.

Adicionalmente, se considera oportuno que la nueva circular revise aquellos otros aspectos de la Circular 8/2019 que, según la experiencia adquirida en su implementación, es necesario completar o clarificar, para su correcta interpretación y efectos.

La circular se adecúa a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En particular, la circular se justifica en la necesidad de completar la Circular 8/2019 con el desarrollo de los mecanismos de conexión y acceso a la capacidad de las infraestructuras gasistas para adaptarlos al nuevo contexto derivado del proceso de descarbonización del sector. Dicha necesidad se ha puesto de manifiesto a raíz del despliegue actual y previsto de proyectos de producción de gases renovables y bajos en carbono, para los que resulta imprescindible contar con un marco normativo objetivo, transparente y no discriminatorio, que facilite su integración en el sistema gasista, contribuyendo de este modo a los objetivos de neutralidad climática establecidos a nivel europeo. Junto a ello, la experiencia resultante de la aplicación de la Circular 8/2019 y la evolución de la situación del sector gasista ha mostrado la necesidad de actualizar otros aspectos. A tal fin, la circular es el instrumento más eficaz para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

La circular es, asimismo, conforme con el principio de proporcionalidad, en especial en lo relativo a la actualización y adaptación de las condiciones de conexión y acceso y asignación de capacidad a los proyectos de producción de gases renovables y bajos en carbono, que permitirá al sistema gasista adaptarse a las nuevas necesidades derivadas de la descarbonización. En tal sentido, la circular propone condiciones y mecanismos acordes con la naturaleza de las instalaciones de producción de estos gases. Igualmente, los recargos asociados a las medidas de antiacaparamiento resultan proporcionales a los perjuicios causados por eventuales conductas de algunos usuarios sobre el resto de usuarios y sobre el sistema gasista.

La modificación se ha tramitado con plena seguridad jurídica y transparencia. En particular, a los preceptivos trámites de información pública y audiencia se han añadido otros tendentes a favorecer la participación del sector en la adopción de la norma, con el fin de dotar a la misma de la mayor previsibilidad y certeza. Singularmente, con carácter previo a la elaboración de un primer texto de la circular proyectada, se celebró una jornada de trabajo dedicada a la discusión y planteamiento de opciones, en la que participaron numerosos agentes del sector, así como promotores de proyectos de producción de gases renovables y bajos en carbono. En la redacción del proyecto se han tenido en cuenta las contribuciones efectuadas por los agentes a raíz de dicha jornada de trabajo. Igualmente, la circular tiene en cuenta los comentarios recibidos durante el trámite de audiencia a los interesados.

Finalmente, debe señalarse que el calendario de circulares 2024 de esta comisión comunicado al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico incluyó la tramitación de esta circular durante 2024.

Por todo lo anterior y conforme a las funciones asignadas en el artículo 7.1.f) de la Ley 3/2013 de 4 de junio, y artículos 70 y 76 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, previo trámite de audiencia y de acuerdo con el Consejo de Estado, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión de 9 de abril de 2025, ha acordado emitir la presente circular:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta circular tiene por objeto regular el procedimiento y las condiciones de acceso y conexión de terceros a las instalaciones de transporte y distribución del sistema gasista, incluyendo el contenido de las solicitudes, contratos y permisos, los procedimientos de cálculo y asignación de capacidad, los criterios técnicos generales aplicables al acceso y conexión a las instalaciones del sistema, los criterios económicos relacionados con la conexión, los fundamentos para el establecimiento de garantías relativas al acceso y conexión, así como los mecanismos de gestión de congestiones y las obligaciones de publicidad y transparencia de la información relevante al acceso y conexión.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Quedan incluidas en el ámbito de aplicación de esta circular las instalaciones sujetas al acceso de terceros conforme con lo dispuesto en el artículo 60 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

2. En relación con los mecanismos de asignación de capacidad, quedan excluidas del ámbito de aplicación de esta circular las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, las instalaciones que hayan obtenido una exención del acceso y aquella capacidad de almacenamiento subterráneo que sea asignada mediante el procedimiento de asignación primaria conforme a lo dispuesto en la normativa vigente.

Artículo 3. *Definiciones.*

A los efectos de la presente circular, serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) Almacenamiento Virtual de Balance-AVB: se entenderá por Almacenamiento Virtual de Balance lo establecido en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance de gas natural;

b) Balance: se entenderá por balance lo establecido en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance de gas natural;

c) Capacidad: utilidad prestada por una instalación susceptible de ser contratada por los usuarios;

d) Capacidad condicional: capacidad firme que conlleva condiciones transparentes y predefinidas para permitir el acceso desde las plantas de producción de otros gases hacia el punto de intercambio virtual, es decir, aquella capacidad o caudal máximo admisible previsto en el artículo 12 bis del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, cuya utilización esté sujeta a las condiciones establecidas previamente en el correspondiente contrato de conexión;

e) Congestión contractual: situación en la que la capacidad demandada es superior a la capacidad de la instalación o grupo de instalaciones en un momento determinado y no toda la capacidad contratada es utilizada;

f) Congestión física: situación en la que la capacidad demandada es superior a la capacidad de la instalación o grupo de instalaciones en un momento determinado;

g) Día de gas: se entenderá por día de gas lo establecido en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance de gas natural;

h) Gestión de la congestión: procedimientos y mecanismos para aliviar las situaciones de congestión;

i) Nominación: información sobre el uso de la capacidad contratada que proporcionan los usuarios, en particular, sobre el gas a introducir, extraer, suministrar o consumir, con respecto al día de gas;

j) Otros gases: gases que cumplan los requisitos que marque la normativa vigente para poder ser inyectados en la red de gas natural, diferentes del gas natural de origen fósil y que pueden requerir o no mezcla con el propio gas que circula por la red a la que se inyecten;

k) Programación: información sobre el uso de la capacidad contratada que proporcionan los usuarios en relación con el gas que estiman introducir, extraer, almacenar, suministrar o consumir en un período determinado, superior al día de gas;

l) Punto Virtual de Balance-PVB: se entenderá por Punto Virtual de Balance lo establecido en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance de gas natural;

m) Renominación: información sobre el uso de la capacidad contratada que proporcionan los usuarios, en particular, sobre el gas a introducir, extraer, suministrar o consumir, una vez cerrado el plazo de envío de nominaciones;

n) Tanque Virtual de Balance-TVB: se entenderá por Tanque Virtual de Balance lo establecido en la circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

Artículo 4. *Sujetos con derechos de acceso y conexión.*

1. En los términos y condiciones establecidos en esta circular, tienen derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista los sujetos enumerados en el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

2. En los términos y condiciones establecidos en esta circular, tienen derecho de conexión a las redes los titulares de las plantas de producción de otros gases. También en los términos y condiciones de esta circular, la contratación de la conexión otorgará un derecho inherente a contratar el acceso en el punto de conexión otorgado.

3. Para participar en los procedimientos de asignación de capacidad, los sujetos con derecho de acceso, incluidos aquellos que requieran el acceso a las instalaciones para el suministro de gas a consumidores finales y desde plantas de producción de otros gases, deberán haber suscrito, con carácter previo, a través de la plataforma de solicitud y contratación de capacidad gestionada por el gestor técnico del sistema, el contrato marco de acceso en vigor. Asimismo, deberán haber depositado íntegramente las garantías requeridas para la contratación de capacidad.

Artículo 5. *Denegación del acceso y la conexión.*

1. Únicamente podrá denegarse el acceso a las instalaciones en los casos de falta de capacidad disponible durante el período contractual solicitado, de impago de los peajes, cánones o recargos por desbalance, por insuficiencia de garantías depositadas, por incapacidad manifiesta para actuar en el sistema gasista, que haya resultado o pueda resultar en perjuicios técnicos o económicos de importancia para el sistema gasista o en caso de congestión en alguna de las infraestructuras necesarias para la prestación completa de un servicio determinado que ponga en riesgo la operación del sistema, debiendo informar en este caso previamente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. No se podrá denegar el acceso en un punto de salida a un consumidor por falta de capacidad cuando se refiera a un suministro existente que se encuentre consumiendo o haya consumido durante el último año gas natural en las cantidades solicitadas.

3. Únicamente podrá denegarse la conexión a las instalaciones en los casos de falta de capacidad disponible, impago de las cantidades acordadas en los contratos para la construcción de las instalaciones de conexión, por insuficiencia de garantías depositadas o porque las instalaciones de conexión puedan producir perjuicios técnicos o pongan en riesgo la operación de las infraestructuras gasistas a las que se conectan, debiendo informar en este caso previamente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Cuando la denegación se deba a falta de capacidad disponible, el titular de las instalaciones de transporte o distribución, tras

consultar al gestor técnico del sistema y al titular de la red situada aguas arriba, proporcionará al solicitante de la conexión alternativas que puedan hacer posible esta.

4. Las discrepancias relativas al acceso a las instalaciones, así como las relativas a la conexión, se resolverán de conformidad con lo previsto en el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio y el artículo 12 bis del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

Artículo 6. *Derechos y obligaciones de los titulares de las instalaciones relacionados con el acceso de terceros y conexión.*

1. Los titulares de instalaciones en las que pueda ejercerse el derecho de acceso y la conexión tendrán los siguientes derechos:

a) Percibir la remuneración económica que se establezca respecto al acceso.

b) Exigir a los titulares de las instalaciones conectadas a las de su propiedad que cumplan los requisitos técnicos de seguridad y control establecidos, que permitan un sistema fiable y eficaz.

c) Exigir, de los agentes que incorporen gas al sistema a través de sus instalaciones, que el gas que se introduzca en sus instalaciones cumpla las especificaciones de calidad establecidas.

d) Exigir de los sujetos con derecho de acceso la comunicación de sus programas de consumo y de uso de las infraestructuras, así como de cualquier incidencia que pueda variar sustancialmente dichas previsiones.

e) Acceder a los equipos de medición que sirvan para determinar la cantidad y calidad del gas que se introduzca en sus instalaciones, y estar presente en las verificaciones de la precisión de los mismos.

f) Acceder y verificar los contadores de todos los clientes conectados a sus instalaciones.

g) Recibir de otros sujetos del sistema la información necesaria para el ejercicio de sus funciones.

2. Los titulares de instalaciones en las que pueda ejercerse el derecho de acceso y la conexión tendrán las siguientes obligaciones:

a) Gestionar y operar sus instalaciones respectando las normas de gestión técnica del sistema, en coordinación con otros titulares de instalaciones y siguiendo las instrucciones del gestor técnico del sistema, al objeto de garantizar en nivel de calidad exigido y el adecuado mantenimiento de las instalaciones.

b) Suscribir los contratos de conexión y los contratos de acceso en los términos que se recogen en esta circular, en condiciones transparentes, homogéneas y no discriminatorias, garantizando las condiciones técnicas adecuadas y minimizando el coste global de las instalaciones de conexión, debiendo remitir los contratos de conexión al gestor técnico del sistema una vez firmados salvaguardando la información confidencial de los mismos.

c) Construir las instalaciones de conexión en el plazo más reducido posible.

d) Comunicar al gestor técnico del sistema, a través de la plataforma de solicitud y contratación de capacidad referida en el artículo 23 de esta circular, la información necesaria para poder gestionar la contratación del acceso del servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases.

e) Prestar los servicios contratados en las cantidades y condiciones convenidas, bajo las directrices del gestor técnico del sistema cuando sea necesario.

f) Facturar los peajes y cánones de acceso para los que sean competentes.

g) Disponer de los equipos de medida de gas en aquellos puntos intermedios del sistema gasista en que sean necesarios para su buen funcionamiento, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Estos equipos serán, salvo acuerdo en contrario, propiedad de la empresa que realiza la entrega del gas a otra instalación.

h) Facilitar la información estructural y de operación necesaria al gestor técnico del sistema, a los sujetos con derecho de acceso y conexión y a otros titulares de instalaciones para el correcto funcionamiento del sistema y para la evaluación de la capacidad disponible.

i) Informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a la Dirección General de Política Energética y Minas y al gestor técnico del sistema sobre datos relativos al consumo, aprovisionamiento, existencias, entradas de gas desde plantas de producción y capacidades contratadas y disponibles, así como cualquier otra información que se requiera.

j) Comunicar al gestor técnico del sistema, con la debida antelación, los planes de mantenimiento e incidencias de sus instalaciones, en aquellos casos en los que se pueda ver afectado el sistema gasista, y modificar los mismos de acuerdo con las directrices de este. Además, deberán comunicar dichas incidencias a los sujetos que actúan en el sistema, a otros titulares de instalaciones interconectados y a los consumidores afectados.

k) Disponer de los equipos de medida necesarios para alquilar a los consumidores conectados a sus instalaciones que así lo soliciten y proceder a su instalación y mantenimiento, siempre y cuando los consumidores estén conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea igual o inferior a 4 bares.

l) Proceder, por sí mismo o a través de terceros, a la lectura de los contadores de todos los consumidores conectados a sus instalaciones, y dar traslado del detalle de dichas lecturas a los comercializadores correspondientes. Además, los datos de lectura agregados por tipos de tarifas o peajes y por comercializadores se comunicarán al gestor técnico del sistema y a los titulares interconectados que así lo requieran para la aplicación de los peajes y cánones y la realización del balance de red, con el detalle necesario.

m) Asegurar que los sistemas de medición del gas suministrado de su propiedad mantienen la precisión exigida. Para ello, gestionará la verificación periódica de sus equipos de medida de volumen y características del gas, y de las instalaciones de los puntos de suministro conectadas a sus redes, con las condiciones que se determinen, utilizando los servicios de una entidad acreditada para tal fin.

n) Efectuar el cálculo del balance físico del gas que pasa por sus instalaciones, en la forma y con la periodicidad que se determine.

o) Informar, a quien lo solicite, sobre el alcance y las condiciones económicas aplicables a la conexión a sus redes y a servicios específicos distintos de los regulados que puedan prestar.

p) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición.

q) Suscribir y mantener actualizadas las correspondientes pólizas de seguros, con objeto de cubrir los riesgos que para personas o bienes puedan derivarse de las actividades ejercidas.

r) Facilitar la conexión a sus instalaciones por parte de los consumidores, otros titulares de instalaciones y titulares de plantas de producción de otros gases.»

Artículo 7. *Derechos y obligaciones de los sujetos con derecho de acceso.*

1. Son derechos de los sujetos con derecho de acceso los siguientes:

a) Contratar aquellos servicios de acceso a las instalaciones del sistema gasista que consideren adecuados para sus intereses en las condiciones reguladas en la presente circular y en la normativa aplicable.

b) Recibir el gas en las condiciones de regularidad establecidas y con la calidad y presión que se determine en la normativa vigente.

c) Recibir, con la antelación suficiente, cualquier información referente a la operación del sistema gasista que pueda incidir sobre la regularidad y calidad de suministro incluidos en los contratos de acceso suscritos.

d) Acceder a las lecturas de los contadores de los clientes finales a los que suministren, en el caso de los comercializadores, o de los suyos propios en el caso de los consumidores directos en mercado, en tiempo y forma.

e) Acceder y solicitar la verificación de los contadores asociados a los suministros efectuados en virtud de los contratos de acceso suscritos.

2. Son obligaciones de los sujetos con derecho de acceso, las siguientes:

a) Disponer en todo momento de los medios técnicos y humanos suficientes en los términos establecidos en la normativa vigente.

b) Comunicar a los titulares de las instalaciones con quienes hayan suscrito los contratos de acceso y al gestor técnico del sistema su programa de aprovisionamiento, consumo y uso de las infraestructuras, así como cualquier incidencia que pueda variar sustancialmente dichas previsiones.

c) Asegurar que los consumidores dispongan de los equipos de medida necesarios y permitan el acceso a los mismos a los titulares de las instalaciones a las que estén conectados y los mantengan dentro de los límites de precisión establecidos cuando sean de su propiedad.

d) Informar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas sobre datos relativos al consumo, aprovisionamientos y existencias.

e) Garantizar que el gas natural u otros gases que introduzcan en el sistema gasista cumple las especificaciones de calidad establecidas.

f) Aportar al sistema el gas necesario para garantizar el suministro a sus clientes o a su propio consumo.

g) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición.

h) Suscribir y mantener actualizadas las correspondientes pólizas de seguros con objeto de cubrir los riesgos que para personas o bienes puedan derivarse de las actividades ejercidas.

i) Suscribir el contrato de acceso marco en vigor y constituir y mantener las garantías exigibles.

j) Abonar en tiempo y forma los peajes y cánones de acceso correspondientes a la capacidad contratada y los recargos por desbalance.

Artículo 8. *Derechos y obligaciones de los sujetos que se conectan a la red de gas natural desde planta de producción de otros gases.*

1. Los derechos de los sujetos que se conecten a la red de gas natural para la inyección de otros gases serán los siguientes:

a) Solicitar la conexión al titular de las instalaciones de transporte o distribución, de acuerdo con el procedimiento que se establezca.

b) Inyectar el gas producido en la red de gas natural en las condiciones requeridas por la normativa vigente y las acordadas en el contrato de conexión y acceso.

c) Exigir a los titulares de la red de gas natural a la que se conecten que cumplan los requisitos técnicos de seguridad y control establecidos.

d) Recibir de los titulares de la red de gas natural a la que estén conectados la información necesaria para la inyección correcta y segura del gas producido.

2. Las obligaciones de los sujetos que se conecten a la red de gas natural para la inyección de otros gases serán los siguientes:

a) Cumplir las obligaciones que sean reglamentariamente exigibles en materia de calidad y medida.

b) Comunicar cualquier mantenimiento e incidencia que pueda afectar a la inyección del gas producido en la red de gas natural.

c) Seguir las instrucciones del titular de la red a la que están conectados y del gestor técnico del sistema en relación con el uso de la conexión.

CAPÍTULO II

Servicios ofertados y productos de contratación para el acceso a las instalaciones

Artículo 9. *Servicios individuales.*

1. Solo podrán ofrecerse los siguientes servicios para su contratación mediante los productos definidos en esta circular:

a) Descarga de buques: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque en una planta de regasificación.

b) Regasificación: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la regasificación de GNL desde el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación.

c) Almacenamiento de GNL: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación.

d) Carga de cisternas: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga de vehículos cisterna de GNL en una planta de regasificación.

e) Carga de GNL de planta a buque: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para transferir el GNL a un buque desde una planta de regasificación.

Los usuarios de este servicio deberán comunicar a los operadores de las plantas de regasificación y al gestor técnico del sistema el uso del GNL cargado a efectos de lo dispuesto en el artículo 18.1 de la Circular 9/2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

f) Transvase de GNL de buque a buque: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para transferir GNL de un buque a otro buque.

g) Puesta en frío de buques: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para realizar la purga del gas inerte (*gassing up*) de un buque o para que pueda recibir GNL de las plantas de licuefacción o regasificación, en las condiciones de seguridad apropiadas. El volumen de carga asociado al servicio de puesta en frío no podrá ser superior al talón del buque.

h) Licuefacción virtual: dará derecho a la transferencia de gas desde el Punto Virtual de Balance hasta el Tanque Virtual de Balance de las plantas de regasificación, en forma de GNL.

i) Entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la transferencia de gas desde el punto de conexión de una planta de producción de otros gases con la red de transporte o distribución hasta el Punto Virtual de Balance.

j) Entrada al Punto Virtual de Balance: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la transferencia de gas desde los puntos de entrada a las redes de transporte y distribución que no conecten con una planta de producción de otros gases hasta el Punto Virtual de Balance.

k) Almacenamiento en el Punto Virtual de Balance: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas en el Punto Virtual de Balance.

l) Salida del Punto Virtual de Balance: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la transferencia de gas desde el Punto Virtual de Balance hasta un punto de salida de la red de transporte, exceptuando las plantas de regasificación.

m) Salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la transferencia de gas desde el Punto Virtual de Balance hasta un consumidor final o, en su caso, hasta el punto de conexión de una línea directa a un consumidor.

n) Almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas en los almacenamientos subterráneos básicos.

o) Inyección: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para introducir el gas desde el punto de salida de la red de transporte hasta el almacenamiento subterráneo básico.

p) Extracción: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para extraer el gas desde el almacenamiento subterráneo básico hasta el punto de entrada a la red de transporte.

2. Estos servicios podrán ser ofertados y contratados de forma individual e independiente.

3. Para los servicios de regasificación, almacenamiento de GNL, carga de cisternas, licuefacción virtual, entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, entrada al Punto Virtual de Balance, almacenamiento en el Punto Virtual de Balance, salida del Punto Virtual de Balance, salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor, almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos, inyección y extracción, la asignación de capacidad dará derecho al uso de esta a lo largo del periodo temporal contratado y en las condiciones indicadas en el contrato marco de acceso y la correspondiente adenda.

4. Para los servicios de descarga de buques, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques, la asignación de capacidad dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la prestación de dichos servicios durante los periodos de tiempo reservados (slots).

La contratación de un slot dará derecho a efectuar la operación completa de carga o descarga de un buque metanero en la planta de regasificación solicitada, incluyendo el periodo disponible para la entrada del buque en la planta, durante el periodo de tiempo asignado a dicho slot para la prestación del servicio.

El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las plantas de regasificación, definirá la duración de los slots estándar, que podrán ser distintos para los diferentes servicios, infraestructuras y volúmenes de GNL asociados.

Artículo 10. *Servicios agregados.*

1. De forma adicional a los servicios individuales, se podrán ofertar servicios agregados, formados por la agrupación de varios servicios individuales, que darán derecho al uso de las instalaciones necesarias para la prestación de los servicios individuales que los componen, en las condiciones definidas para cada servicio agregado.

2. Inicialmente, podrán ofrecerse los siguientes servicios agregados:

a) Descarga de buques, almacenamiento de GNL y carga de GNL de planta a buques: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de buques en una planta de regasificación, al almacenamiento de GNL en la planta hasta un valor máximo definido y al uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL a buques desde dicha planta de regasificación, durante un periodo de tiempo determinado.

b) Almacenamiento subterráneo de gas natural, inyección y extracción: dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos, para introducirlo desde el punto de salida de la red de transporte y para extraerlo hasta el punto de entrada a la red de transporte.

3. El gestor técnico del sistema elaborará anualmente, en colaboración con los operadores de las plantas de regasificación, una propuesta de oferta de productos relativos al servicio agregado de descarga, almacenamiento y carga, teniendo en cuenta el grado de utilización de las plantas de regasificación y priorizando en todo momento la seguridad de suministro. Dicha propuesta contendrá:

a) Las condiciones de uso del servicio agregado, incluyendo los plazos de comunicación de las operaciones de descarga y carga de GNL a buques, y las comunicaciones entre el usuario, los operadores de las plantas y el gestor técnico del sistema.

b) La definición completa de los productos susceptibles de ser ofertados durante el año de gas siguiente, incluyendo diferentes combinaciones posibles de estos, con horizontes temporales distintos.

Artículo 11. *Productos individuales de contratación de capacidad firme en plantas de regasificación y en la red de transporte y distribución.*

1. La capacidad disponible para la prestación de los servicios individuales de regasificación, almacenamiento de GNL, carga de cisternas, licuefacción virtual, entrada al Punto Virtual de Balance, almacenamiento en el Punto Virtual de Balance y salida del Punto Virtual de Balance se ofertará mediante los siguientes productos estándar individuales de capacidad firme:

a) Productos anuales: Productos de capacidad con una duración de doce meses naturales, comenzando el 1 de octubre, el 1 de enero, el 1 de abril y el 1 de julio.

b) Productos trimestrales. Productos de capacidad con una duración de tres meses naturales, comenzando el 1 de octubre, 1 de enero, 1 de abril o 1 de julio.

c) Productos mensuales. Productos de capacidad con una duración de un mes natural, comenzando el 1 de cada mes.

d) Productos diarios. Productos de capacidad con una duración de un día de gas.

e) Productos intradiarios. Productos de capacidad dentro del día de gas, que abarcan desde una hora determinada hasta el final del día de gas.

La asignación de los productos de duración diaria o superior dará derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de los periodos anual, trimestral, mensual o diario, según la duración del producto.

La asignación de productos intradiarios dará derecho al uso de la capacidad contratada desde la hora efectiva de inicio del servicio hasta el final del día de gas.

2. La capacidad de acceso disponible para la prestación del servicio individual de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases se ofertará mediante productos individuales de capacidad condicional. La capacidad estará condicionada por la cantidad y calidad del gas que circule y el consumo que tenga lugar en la red a la que se conecte la planta de producción, así como por la capacidad de conexión de otras plantas de producción de otros gases asignada previamente y por la posibilidad de que tenga lugar un flujo de gas a redes interconectadas aguas arriba o flujo inverso.

Además de los productos de capacidad estándar para el acceso a las instalaciones definidos en el apartado 1 de este artículo, se podrá optar por contratos de acceso de duración indefinida, no asociados a la fecha de inicio ni a los periodos estándares de contratación, manteniéndose el contrato vigente en tanto no se produzca el traspaso a otro comercializador, o la modificación o baja de la capacidad de acceso o conexión contratada.

La asignación de estos productos dará derecho al uso de la capacidad contratada en las condiciones establecidas en el contrato de conexión, que deberán también reflejarse en la correspondiente adenda al contrato marco de acceso, durante todos los días del periodo de duración del producto contratado.

3. La capacidad disponible para los servicios de descarga de buques, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques se ofertará mediante slots, que podrán ser reservados en los distintos procedimientos de asignación, sin restricción en el número máximo o mínimo de slots ofertados a solicitar.

4. Para la contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a consumidores finales, además de los productos estándar definidos en el apartado 1 de este artículo, en lugar del producto anual se podrá optar por contratos de duración indefinida, no asociados a la fecha de inicio ni a los periodos estándares de contratación, manteniéndose el contrato vigente en tanto no se produzca el traspaso a otro comercializador, la modificación de la capacidad contratada o la baja del suministro, sin que se puedan superponer contratos indefinidos con anuales o varios contratos indefinidos con el mismo comercializador.

Salvo en el caso de causar baja en el suministro, la reducción de capacidad contratada no podrá realizarse hasta transcurrido un año desde la última modificación.

5. La contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a un consumidor en un mismo punto de suministro por parte de más de un comercializador simultáneamente requerirá la instalación de un equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado y la contratación del acceso por caudal para ese punto.

6. Cuando el consumidor final esté conectado a una red de distribución alimentada por una planta satélite y cambie de suministrador, la titularidad de la capacidad correspondiente a la carga de cisternas asociada a dicho consumidor pasará a pertenecer al nuevo suministrador.

7. Para los servicios de regasificación, licuefacción virtual y de entrada o salida del Punto Virtual de Balance a cualquier punto, a excepción de la salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor, se considerará un flujo de gas constante a lo largo del día de gas, y desde la hora efectiva de inicio de la prestación del servicio hasta el final del día de gas, en el caso de los productos intradiarios.

Artículo 12. *Productos de contratación de capacidad firme en almacenamientos subterráneos.*

1. Los servicios de almacenamiento, inyección y extracción de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos, se ofertarán inicialmente como servicio agregado, mediante los siguientes productos estándar de capacidad firme:

a) Productos anuales. Productos de capacidad con una duración de doce meses naturales, comenzando el 1 de abril.

b) Productos trimestrales. Productos de capacidad con una duración de tres meses naturales, comenzando el 1 de abril, 1 de julio, 1 de octubre y 1 de enero.

c) Productos mensuales. Productos de capacidad con una duración de un mes natural, comenzando el 1 de cada mes.

2. Adicionalmente, podrá reservarse capacidad de almacenamiento, de inyección y extracción de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos, para la prestación de servicios individuales, que se ofertará mediante los siguientes productos estándar individuales de capacidad firme:

a) Productos diarios. Productos de capacidad con una duración de un día de gas.

b) Productos intradiarios. Productos de capacidad dentro del día de gas, que abarcan desde una hora determinada hasta el final del día de gas.

La asignación de los productos dará derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de los periodos anual, trimestral, mensual o diario, según la duración del producto, y desde la hora efectiva de inicio de la prestación del servicio hasta el final del día de gas en el caso de los productos intradiarios.

Artículo 13. *Productos individuales de capacidad interrumpible.*

1. Solo se podrán ofertar productos de capacidad interrumpible para los servicios individuales de regasificación, licuefacción virtual, carga de cisternas, entrada y salida del Punto Virtual de Balance, inyección y extracción.

2. Los productos de capacidad interrumpible ofrecidos serán iguales, en su horizonte temporal, a los productos individuales de capacidad firme anuales, trimestrales, mensuales, diarios o intradiarios. La oferta de capacidad interrumpible no podrá ir en detrimento de la cantidad de capacidad firme ofertada y no se podrá reservar capacidad para venderla como interrumpible si puede ofertarse como firme.

3. Se ofertará, al menos, un producto de capacidad interrumpible diario cuando se haya vendido por completo la capacidad firme diaria.

4. Solo se ofertarán productos interrumpibles de duración mayor que la diaria si, para el correspondiente producto mensual, trimestral o anual firme, toda la capacidad hubiese sido vendida con una prima, si hubiese sido vendida en su totalidad o si no hubiera sido ofertada, previa justificación por parte del gestor técnico del sistema.

5. Los productos individuales de capacidad interrumpible se asignarán mediante procedimientos similares a los de productos individuales de capacidad firme. La asignación se realizará tras la asignación de los productos individuales de capacidad firme de igual duración, pero antes del comienzo del procedimiento de asignación de productos individuales de capacidad firme de duración inferior.

6. El orden de interrupción de la capacidad interrumpible se determinará de acuerdo con el orden cronológico inverso de adquisición de la capacidad. Cuando dos o más comercializadores o consumidores directos en mercado ocupen el mismo orden de prioridad y no sea necesaria la interrupción de la capacidad interrumpible contratada por estos en su totalidad, se aplicará una reducción prorrata.

7. El preaviso de interrupción para una hora determinada se comunicará con la mayor antelación posible y, al menos, quince minutos antes del fin del ciclo de renominaciones correspondiente a la hora que se va a interrumpir. Cualquier reducción de este plazo requerirá la aprobación, mediante resolución aprobada previo trámite de audiencia a los interesados, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

8. Corresponde al gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas, desarrollar una propuesta de procedimiento para la oferta de capacidad interrumpible, que incluirá las condiciones para la interrupción de la capacidad. La propuesta será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, anexando las respuestas recibidas durante la consulta pública y su valoración. Esta podrá realizar los cambios que estime oportunos sobre la propuesta y proceder a su aprobación mediante resolución, previo trámite de audiencia a los interesados. Una vez aprobada, las

condiciones para la interrupción de la capacidad interrumpible formarán parte del contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista.

CAPÍTULO III

Contratación del acceso y conexión

Artículo 14. *Contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural.*

1. Los sujetos con derecho de conexión a las redes en los términos del apartado 2 del artículo 4 contratarán la conexión tras la aceptación de su solicitud de conexión por parte del operador de la red a la que deseen conectarse. La contratación de la conexión se realizará a través de las plataformas telemáticas de solicitud y contratación gestionadas por los operadores de las redes de transporte y distribución.

2. A efectos de la conexión se distinguirá entre otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red a la que se conectan y los que necesitan mezclarse:

a) Cuando se trate de otros gases que no necesitan mezclarse, la aceptación de la solicitud de conexión estará sujeta a la conformidad del gestor técnico del sistema, que analizará la compatibilidad de la composición del flujo de gas resultante con las instalaciones del sistema y de los usuarios, especialmente si existe la posibilidad de que se dé un flujo de gas a redes interconectadas aguas arriba o flujo inverso.

b) Cuando se trate de otros gases que necesitan mezclarse, la aceptación de la solicitud de conexión estará sujeta a la conformidad del gestor técnico del sistema en cualquier caso, conforme al apartado 4 de este artículo.

Para dar su conformidad, el gestor técnico del sistema llevará a cabo los análisis necesarios en relación con el caudal y la calidad del gas que circula por la red de transporte y distribución, su correcto funcionamiento y seguridad. Los operadores de instalaciones facilitarán al gestor técnico del sistema toda la información que sea necesaria para que este realice dichos análisis.

3. La aceptación de las solicitudes de conexión de las plantas de producción de otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red se llevará a cabo siguiendo el orden cronológico de solicitud al operador de la red, procediéndose a continuación a su contratación. Con relación a cada solicitud de conexión, el operador de la red determinará si la capacidad condicional disponible en su red es suficiente para atender la solicitud, y si no lo es, el valor de la capacidad condicional disponible de acuerdo con los principios establecidos en el artículo 39 de esta circular y con el objetivo de maximización de la capacidad de conexión, manteniendo en todo momento el cumplimiento de la normativa de calidad del gas correspondiente y el correcto funcionamiento y seguridad de las instalaciones.

4. La aceptación y la contratación de la conexión por las plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red se decidirá anualmente y mediante la aplicación de un procedimiento en competencia, que será aprobado según lo dispuesto en el apartado 5 de este artículo. Dicho mecanismo contemplará tres fases:

a) Una primera fase, en la que los promotores de plantas de producción de otros gases remitirán al gestor técnico del sistema información en relación con su intención de conectar sus plantas a la red de gas natural. En base a esta información, el gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas, determinará la capacidad condicional de conexión disponible por áreas del sistema gasista para los próximos cinco años, así como las condiciones a las que está sujeta dicha capacidad condicional y la probabilidad de la aplicación de estas, y hará pública esta información. Con ello se dará cumplimiento a la exigencia de conformidad del gestor técnico del sistema prevista en el apartado 2 de este artículo, sin que se requieran análisis adicionales por su parte con vistas a la aceptación de la solicitud de la conexión.

La capacidad condicional de conexión disponible se calculará de acuerdo con los principios establecidos en el artículo 39 de esta circular y con el objetivo de maximización de

la capacidad de conexión, manteniendo en todo momento el cumplimiento de la normativa de calidad del gas correspondiente y el correcto funcionamiento y seguridad de las instalaciones.

b) Una segunda fase, en la que los promotores de plantas de producción remitirán sus solicitudes de conexión al titular de la red de transporte o distribución, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 16 de esta circular. En caso de que la capacidad de conexión total solicitada para un área supere la capacidad disponible, las solicitudes se ordenarán por los operadores de la red atendiendo a la madurez del proyecto, según los siguientes criterios por orden de prelación:

– El proyecto dispone de contrato de conexión firmado.
– El carácter renovable del gas a producir.
– Los aspectos económicos del proyecto consistentes en el estado de adquisición de los terrenos en que se ubicará la planta, los compromisos de venta del gas producido al consumidor final y el estado de tramitación del correspondiente permiso ambiental.
– Que la solicitud de conexión esté en tramitación a la fecha de entrada en vigor de esta circular.
– Si el proyecto ha sido adjudicatario de ayudas públicas de ámbito europeo, estatal o autonómico como medida apoyo al despliegue de proyectos de producción de gases renovables o bajos en carbono. En caso de que decaiga el derecho a obtener la ayuda pública, o se exija su reintegro, se deberá reevaluar el proyecto en cuestión teniendo en cuenta esta circunstancia.

c) Una tercera fase, en la que los operadores de las redes de transporte y distribución comunicarán a los solicitantes la aceptación o denegación de la solicitud de conexión y, en su caso, la capacidad condicional de conexión.

5. Los aspectos concretos de los procedimientos para la regulación de la contratación de la conexión a la red por parte de las instalaciones productoras de otros gases, así como el desarrollo de los criterios y su ponderación para valorar la madurez de los proyectos de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red, se definirán mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia a los interesados.

Artículo 15. *Partes contratantes en la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural.*

Los contratos para la conexión de plantas de producción de otros gases con la red de gas natural serán suscritos entre los titulares de las plantas de producción y los titulares de la red en la que vaya a tener lugar la conexión.

Los titulares de las plantas de producción y los titulares de redes podrán acordar la prestación de otros servicios relacionados con la conexión, como su operación y mantenimiento, en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias, mediante la formalización de contratos diferentes al contrato de conexión.

Artículo 16. *Plataformas de solicitud y contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural.*

1. Corresponde a los operadores de las redes de transporte y distribución habilitar y gestionar, por sí mismos o a través de un tercero, las plataformas telemáticas de solicitud y contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural.

2. Estas plataformas serán públicas y de acceso gratuito.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer los requisitos de estas plataformas mediante resolución, previo trámite de audiencia a los interesados.

Artículo 17. *Contratos de conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural.*

1. Los contratos de conexión de las plantas de producción de otros gases a la red de gas natural contendrán, al menos, la siguiente información:

a) Número de referencia del contrato, que será necesario para la solicitud del acceso, de acuerdo con el artículo 32 de esta circular.

b) Identificación de las partes contratantes y de la instalación de producción de otros gases.

c) Identificación del punto de conexión.

d) Capacidad condicional de conexión asignada, expresada en kWh/d.

e) Derechos y obligaciones de las partes.

f) El presupuesto económico para la construcción de las instalaciones de conexión, incluyendo el calendario de pagos y los requerimientos de garantías, en su caso. El presupuesto económico tendrá en cuenta los trabajos a realizar por los titulares de las redes y responderá a costes reales de mercado.

g) Previsión de los plazos de construcción y la fecha estimada de puesta en marcha de la conexión.

h) Condiciones técnicas que podrían ser causa de reducción de la capacidad condicional de conexión asignada y probabilidad de la aplicación de estas condiciones en ese momento, que determinarán los operadores de redes de transporte y distribución, en colaboración con el gestor técnico del sistema. Estas condiciones técnicas tendrán como finalidad garantizar la seguridad de las redes y la eficiencia económica del sistema.

i) Criterios y condiciones para la aplicación de resarcimiento económico por el coste de la conexión soportado por el titular de la planta de producción de otros gases, en caso de que el titular de la red de transporte o distribución reciba alguna ayuda para la construcción de la conexión, o alguna de las instalaciones de la conexión fuera utilizada posteriormente por terceros.

j) Causas de resolución del contrato.

2. Los contratos de conexión se consideran otorgados con relación a las plantas con las características indicadas en la solicitud de conexión, no pudiendo ser objeto de transmisión a terceros dichos contratos de manera independiente.

3. En caso de disconformidad con la aplicación del contrato de conexión, cualquiera de las partes podrá plantear conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que resolverá de acuerdo con lo previsto en el artículo 12 bis del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, cuando la competencia corresponda a la Administración General del Estado.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer un modelo de contrato de conexión de las plantas de producción de otros gases a la red de gas natural mediante resolución, previo trámite de audiencia a los interesados.

Artículo 18. *Contratación del acceso a las plantas de regasificación.*

1. Los sujetos con derecho de acceso contratarán, de manera independiente, los servicios individuales y agregados de acceso a las plantas de regasificación recogidos en esta circular. La contratación de capacidad se realizará a través de la plataforma telemática de solicitud y contratación gestionada por el gestor técnico del sistema, previa validación por el gestor técnico del sistema de que las garantías constituidas por el sujeto son suficientes.

2. Los servicios prestados en plantas de regasificación se diferenciarán en:

a) Servicios localizados: aquellos para los que los usuarios deberán indicar la planta en la que solicitan su prestación. Serán servicios localizados la descarga de buques, la carga de cisternas, la carga de GNL de planta a buque, el transvase de GNL de buque a buque y la puesta en frío de buques. Los servicios localizados serán prestados a los usuarios en la planta solicitada.

b) Servicios no localizados: aquellos para los que los usuarios no deberán indicar la planta en la que solicitan su prestación. Serán servicios no localizados la regasificación, el almacenamiento de GNL y la licuefacción virtual.

Los usuarios podrán decidir el uso que desean hacer de los servicios no localizados en los términos contratados, pero su prestación no estará asociada a ninguna planta o infraestructura concreta. Para la prestación de los servicios no localizados el gestor técnico del sistema impartirá a los operadores de las plantas de regasificación las consignas de operación que considere oportunas para satisfacer las necesidades de los usuarios, en base

a criterios de eficiencia en el uso del sistema gasista, optimización de la capacidad disponible y priorizando en todo momento la seguridad de suministro.

3. Todo el GNL introducido en alguna planta de regasificación se considerará ubicado en el Tanque Virtual de Balance del sistema gasista.

4. En el Tanque Virtual de Balance se podrán realizar transacciones comerciales de cambio de titularidad de GNL, siendo este libremente intercambiable, sujeto al cumplimiento de las normas de balance de gas natural.

Artículo 19. *Contratación del acceso al Punto Virtual de Balance.*

1. Los sujetos con derecho de acceso contratarán, de manera independiente, los servicios de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases y de entrada y salida del Punto Virtual de Balance, recogidos en esta circular. La contratación de capacidad se realizará a través de la plataforma telemática de solicitud y contratación gestionada por el gestor técnico del sistema, previa validación por el gestor técnico del sistema de que las garantías constituidas por el sujeto son suficientes.

2. Todo el gas introducido en el sistema de transporte y distribución se considerará ubicado en el Punto Virtual de Balance del sistema gasista.

3. En el Punto Virtual de Balance se pueden realizar transacciones comerciales de cambio de titularidad de gas independientemente del punto de entrada o salida del mismo. Todo el gas entregado en el Punto Virtual de Balance es libremente intercambiable, sujeto al cumplimiento de las normas de balance de gas natural.

4. El suministro de gas a un consumidor final exige que medie el correspondiente contrato de acceso al Punto Virtual de Balance, en consonancia con lo dispuesto en el artículo 18.3, el apartado 2 del presente artículo y el artículo 20.2. Se exceptúa de lo anterior el caso de las cisternas no destinadas al suministro de redes de distribución.

5. La contratación de capacidad condicional del servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases deberá tener lugar antes de la fecha de puesta en marcha de la conexión, la cual será debidamente notificada con suficiente antelación por el titular de las redes. En caso contrario, se entenderá que el titular de la planta de producción de otros gases renuncia a su derecho a contratar el acceso a la capacidad condicional indicada en su contrato de conexión, quedando esta disponible para poder ser asignada a otras plantas de producción de otros gases que deseen conectarse a la red.

Artículo 20. *Contratación del acceso a los almacenamientos subterráneos básicos.*

1. Los sujetos con derecho de acceso contratarán, de manera independiente, los servicios individuales y agregados de acceso a los almacenamientos subterráneos básicos recogidos en esta circular. La contratación de capacidad se realizará a través de la plataforma telemática de solicitud y contratación gestionada por el gestor técnico del sistema, previa validación por el gestor técnico del sistema de que las garantías constituidas por el sujeto son suficientes.

2. Todo el gas introducido en los almacenamientos subterráneos básicos se considerará ubicado en el Almacenamiento Virtual de Balance del sistema gasista.

3. En el Almacenamiento Virtual de Balance se pueden realizar transacciones comerciales de cambio de titularidad de gas, siendo este libremente intercambiable, sujeto al cumplimiento de las normas de balance de gas natural.

Artículo 21. *Contratación de capacidad de acceso de salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor.*

1. La contratación de capacidad de salida para el suministro de gas a un consumidor final se realizará a través de la plataforma habilitada a tal efecto. La contratación requerirá la validación por parte del gestor técnico del sistema de que las garantías constituidas por el suministrador son suficientes, conforme al procedimiento establecido en esta circular.

2. En el caso particular de la contratación de capacidad de salida para el suministro de gas a un consumidor final desde las redes de distribución se realizará a través de un portal único de acceso conectado a las plataformas de los operadores de redes de distribución. La

contratación requerirá la validación por parte del gestor técnico del sistema de que las garantías constituidas por el suministrador son suficientes, conforme al procedimiento establecido en esta circular.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá, mediante resolución, aprobada previo trámite de audiencia a los interesados, establecer los requisitos de las plataformas y el portal de solicitud y contratación del acceso y su vinculación.

4. Las solicitudes de acceso que conlleven un cambio de comercializador supondrán, de forma automática y a partir de la fecha efectiva del mismo, el traspaso desde el comercializador saliente al comercializador entrante del correspondiente contrato de capacidad de salida del Punto Virtual de Balance al consumidor final.

5. Las solicitudes de acceso que no supongan cambio de comercializador, incluyendo las altas de nuevos suministros y las modificaciones de capacidad contratada de suministros existentes, requerirán asimismo la comprobación previa por parte del operador de las instalaciones de que existe capacidad suficiente y se resolverán en un plazo máximo de cinco días a partir de la recepción de la solicitud por el distribuidor o transportista. En el caso de la contratación de productos mensuales, dicha comprobación previa se realizará en un plazo máximo de dos días y, en el caso de la contratación de productos diarios o intradiarios, en un plazo máximo de una hora.

6. En el caso de solicitudes de acceso por parte de futuros consumidores que no estén previamente conectados a la red, se aplicará el procedimiento de solicitud de acometidas o conexiones a red establecido en la normativa de aplicación.

7. Los consumidores que formalicen contratos de duración inferior a un año deberán disponer de equipo de telemedida operativo.

Artículo 22. *Partes contratantes en el acceso a las instalaciones del sistema gasista.*

Los contratos relativos a los servicios de descarga de buques, carga de cisternas, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque, puesta en frío de buques, entrada y salida del Punto Virtual de Balance desde cualquier ubicación (excepto entradas y salidas desde las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos básicos) y salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor, serán suscritos entre los sujetos con derecho de acceso y los operadores de las infraestructuras en las que se preste el servicio. Los contratos relativos al resto de los servicios serán suscritos entre los sujetos con derecho de acceso, los operadores de las infraestructuras y el gestor técnico del sistema.

Artículo 23. *Plataforma de solicitud y contratación de capacidad de acceso gestionada por el gestor técnico del sistema.*

1. Corresponde al gestor técnico del sistema habilitar y gestionar, por sí mismo o a través de un tercero, una plataforma telemática de solicitud y contratación de capacidad en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros, con excepción de las interconexiones por gasoducto con otros países de la Unión Europea y de la capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales.

2. Los operadores de las instalaciones deberán ofertar su capacidad disponible en esta plataforma y reconocerán los derechos de capacidad contratados en la misma.

3. Cada solicitud de adquisición de capacidad introducida supondrá un compromiso firme, vinculante para las partes, de adquisición del producto solicitado.

4. Toda solicitud de capacidad introducida en la plataforma estará sujeta a un proceso inmediato de validación por parte del gestor técnico del sistema para comprobar que se han constituido garantías suficientes.

5. El contrato se perfeccionará en el momento de la adjudicación, o de la casación en los casos en que la asignación de capacidad se realice mediante procedimientos de mercado.

6. La plataforma posibilitará la contratación con suficiente antelación teniendo en cuenta los horizontes temporales de cada producto.

7. Los contratos realizados se considerarán firmes, vinculantes para las partes, durante todo el periodo contratado, debiendo abonar el titular de la capacidad contratada los peajes y cánones que correspondan.

Artículo 24. *Plataformas de solicitud y contratación de capacidad de acceso de salida a un consumidor.*

1. Corresponde a los operadores de las redes de transporte y distribución, por sí mismos o a través de un tercero, habilitar y gestionar plataformas telemáticas de solicitud y contratación de capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a los consumidores finales. Adicionalmente, los operadores de las redes de distribución deberán habilitar el portal único de acceso para la contratación de capacidad de salida en sus redes de distribución.

2. Cada solicitud de adquisición de capacidad introducida supondrá un compromiso firme, vinculante para las partes, de adquisición de la capacidad solicitada.

3. Las solicitudes de capacidad introducidas estarán sujetas a un proceso de validación por parte del gestor técnico del sistema para comprobar que las garantías constituidas por el suministrador son suficientes, conforme al procedimiento establecido en esta circular.

4. Los contratos se perfeccionarán en el momento de la adjudicación de la capacidad y estos se considerarán firmes, vinculantes para las partes durante todo el periodo contratado, debiendo abonar el titular de la capacidad contratada los peajes que correspondan en los términos de esta circular.

Artículo 25. *Contratos de acceso a las instalaciones.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución, previo trámite de audiencia a los interesados, el contrato marco o modelo normalizado de contrato de acceso a las instalaciones del sistema gasista y las adendas necesarias para incluir las capacidades contratadas. Este modelo se integrará en las correspondientes plataformas telemáticas de solicitud y contratación de capacidad y en el portal único de contratación de capacidad de salida de las redes de distribución, siendo firmado por las partes electrónicamente.

2. El operador de la instalación no podrá establecer condicionantes adicionales al acceso o exigir la inclusión de cláusulas adicionales que no estén contempladas en los modelos normalizados, a excepción del acceso al servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases. Para este último servicio, en la correspondiente adenda al contrato marco de acceso, el operador de la instalación recogerá las condiciones que podrían limitar la capacidad condicional asignada, así como la probabilidad de la aplicación de estas condiciones.

3. Las condiciones mínimas del contrato de acceso a suscribir con los operadores de las instalaciones correspondientes serán las siguientes:

a) Sujeto obligado al pago de los peajes y cánones de acceso: El sujeto obligado al pago de los peajes y cánones será el sujeto con derecho de acceso que ostente la titularidad del derecho de capacidad durante el período establecido, ya sea mediante una adquisición primaria o una adquisición de reventa efectuada en el mercado secundario.

En caso de impago de los peajes o cánones, el operador de las instalaciones no podrá exigir dicho pago al consumidor, salvo que este ejerza su derecho de acceso actuando como consumidor directo en mercado.

El impago del contrato de suministro suscrito entre el consumidor y el comercializador no exime a este de sus obligaciones de pago derivadas del contrato de acceso a las instalaciones.

b) Período de pago: diez días hábiles desde la fecha de emisión de la factura por parte del operador de las instalaciones.

c) Incumplimientos: el incumplimiento de la obligación de pago de los peajes y cánones por parte del usuario dará lugar a la suspensión parcial o total del acceso a las instalaciones.

En el caso de servicios deslocalizados, en los que el contrato se suscribe entre el usuario, los operadores de las infraestructuras y el gestor técnico del sistema, el incumplimiento del contrato por el operador de la instalación a resultas de la observancia de una instrucción u orden emanada del gestor técnico del sistema no dará lugar a la responsabilidad de dicho operador, correspondiendo asumir las consecuencias de lo ordenado al referido gestor.

4. En caso de disconformidad con la aplicación del modelo normalizado de contrato, cualquiera de las partes podrá plantear conflicto ante la Comisión Nacional de los Mercados

y la Competencia, que resolverá de acuerdo con lo previsto en el artículo 12 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

CAPÍTULO IV

Procedimientos de asignación de capacidad

Artículo 26. *Determinación de la capacidad de acceso a ofertar.*

1. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas, desarrollará un procedimiento para determinar la capacidad firme a ofertar en las instalaciones, cuyos objetivos serán la maximización de la capacidad disponible y la optimización de la gestión técnica del sistema, priorizando en todo momento la seguridad de suministro. Este procedimiento no será aplicable al servicio de acceso al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, para el que la capacidad de acceso estará condicionada y vendrá definida por la capacidad condicional de conexión ya determinada.

2. En el caso de las plantas de regasificación, el procedimiento de cálculo de la capacidad a ofertar incluirá también la determinación de las posibles condiciones de contratación mínima de capacidad para el servicio de descarga de buques (slots), que fuera necesaria para minimizar la aparición de restricciones en la red de transporte y asegurar la carga de cisternas con destino a plantas satélite de GNL conectadas a una red de distribución. A su vez, el gestor técnico del sistema hará sus mejores esfuerzos para cumplir el mínimo técnico de utilización de todas las plantas de regasificación.

3. En el procedimiento de cálculo de la capacidad a ofertar se tendrá en cuenta la capacidad nominal de las infraestructuras, la capacidad contratada con anterioridad, las previsiones de demanda, las programaciones de los usuarios y toda aquella información adicional que se considere relevante.

4. El gestor técnico del sistema determinará la capacidad a ofertar para cada producto, así como las posibles condiciones de contratación mínima de capacidad para el servicio de descarga de buques, conforme al procedimiento publicado por él.

Artículo 27. *Procedimiento de asignación de productos individuales de capacidad firme en la red de transporte excepto para el servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, y en plantas de regasificación que no conllevan slots.*

1. Para los servicios de regasificación, almacenamiento de GNL, carga de cisternas, licuefacción virtual, entrada al Punto Virtual de Balance, almacenamiento en el Punto Virtual de Balance y salida del Punto Virtual de Balance, el procedimiento general de asignación de capacidad serán las subastas, en las que, para cada servicio, la capacidad se ofertará mediante los productos definidos en esta circular. Cada subasta se referirá a un único tipo de producto y la capacidad se asignará de forma independiente para cada servicio.

Los productos individuales de capacidad firme a ofertar serán los siguientes:

a) En la subasta de productos anuales que comiencen el 1 de octubre, se ofertarán quince productos anuales, todos ellos de fecha de inicio el 1 de octubre, para los quince periodos anuales siguientes al año de gas en que se realiza la subasta. En el resto de subastas de productos anuales, se ofertará solo un producto anual. Se realizarán cuatro subastas de productos anuales al año:

i. En el mes de marzo se ofertará el producto anual que comienza en abril.

ii. En el mes de junio se ofertará el producto anual que comienza en julio.

iii. En el mes de septiembre se ofertarán los quince productos anuales que comienzan en octubre.

iv. En el mes de diciembre se ofertará el producto anual que comienza en enero.

b) En las subastas de productos trimestrales se ofertarán los cuatro productos trimestrales siguientes al mes en que se realiza la subasta. Se realizarán cuatro subastas de productos trimestrales al año en marzo, junio, septiembre y diciembre.

c) En la subasta de productos mensuales se ofertarán los tres productos mensuales siguientes al mes en que se realiza la subasta. Se realizarán doce subastas de productos mensuales al año.

d) En la subasta de productos diarios se ofertarán los productos diarios comprendidos entre el día de gas siguiente al que se realiza la subasta y el último día de gas del mes, ambos incluidos.

e) En las subastas de productos intradiarios, horariamente, a partir de tres horas antes de que comience el día de gas y hasta la 01:00 h del día de gas, se ofertará la capacidad efectiva existente desde la cuarta hora posterior a la que se realiza la subasta hasta el cierre del día de gas. Habrá también una subasta de producto intradiario el día anterior al día de gas, una vez cerrada la subasta de producto diario, en la que se asignará capacidad para todo el día de gas.

Las capacidades no adjudicadas tras la subasta de un determinado producto pasarán a formar parte de la capacidad a ofertar en el producto firme siguiente de duración inferior.

2. Las subastas se resolverán mediante un algoritmo de reloj ascendente de múltiples rondas para los productos anuales, trimestrales y mensuales, y mediante un algoritmo de precio uniforme con una única ronda para productos diarios e intradiarios. Cuando se subaste más de un producto, el algoritmo de asignación se aplicará de manera independiente a cada producto subastado.

3. El precio de salida o el precio mínimo a ofertar en las subastas será el valor de los peajes en vigor para cada producto ofertado, aplicando el coeficiente multiplicador correspondiente en cada caso.

4. La asignación de capacidad se llevará a cabo a través de la plataforma de solicitud y contratación de capacidad gestionada por el gestor técnico del sistema y esta generará automáticamente la obligación contractual irrenunciable entre el operador de la infraestructura, el gestor técnico del sistema y el sujeto con derecho de acceso, por la capacidad asignada a través de dicha plataforma.

5. Para cada producto se establecerá un periodo inicial para la recepción de solicitudes de capacidad. En el caso de que se oferte más de un producto, los sujetos remitirán solicitudes independientes para cada uno de ellos.

6. En el caso de las cisternas que suministran a redes de distribución, no será necesario que se solicite capacidad, de conformidad con el artículo 11.6 de esta circular. La capacidad contratada por cada usuario para atender a estos clientes se determinará una vez se conozcan los datos relativos al reparto medio diario del GNL cargado por el usuario en el mes y se actualizará con la mejor información de la que se vaya disponiendo en los repartos. Los operadores de instalaciones, en colaboración con el gestor técnico del sistema, desarrollarán un procedimiento para la programación y nominación de la carga de cisternas.

7. Corresponde al gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas, desarrollar una propuesta de procedimiento para la ordenación de las cargas de GNL en cisternas en cada planta de regasificación, cuyo objetivo será establecer los criterios de organización y distribución de dichas cargas entre los distintos usuarios a lo largo del día de gas. La propuesta será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, anexando las respuestas recibidas durante la consulta pública y su valoración. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar los cambios que estime oportunos sobre la propuesta con carácter previo a su aprobación mediante resolución aprobada previo trámite de audiencia a los interesados.

8. Los participantes deberán depositar las correspondientes garantías por la capacidad solicitada. El gestor técnico del sistema requerirá la liberación de garantías correspondientes a la capacidad solicitada y no adjudicada, una vez que se haya comunicado la asignación definitiva del procedimiento de subasta.

9. Los procedimientos detallados de desarrollo de las subastas y de los mecanismos de mercado y la información a incluir en las solicitudes de capacidad serán aprobados mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia a los interesados. Corresponde al gestor técnico del sistema determinar el calendario de celebración de los procedimientos de asignación.

10. Lo dispuesto en este artículo no es de aplicación a la contratación de capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales.

Artículo 28. *Procedimiento de asignación del producto individual de capacidad firme de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases.*

1. La contratación de la conexión por parte de las plantas de producción de otros gases otorgará el derecho a contratar el acceso a la red de transporte o distribución como servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, por el valor máximo de la capacidad condicional que se indique en el contrato de conexión, de acuerdo con los productos de capacidad definidos en el artículo 11.2 de esta circular.

2. Para la contratación del acceso, el sujeto con derecho de acceso, a través de la plataforma de solicitud y contratación del acceso del gestor técnico del sistema, y antes de la fecha de puesta en marcha de la conexión, remitirá una solicitud de acceso con la información que se indica en el artículo 32 de esta circular. El acceso podrá ser contratado por más de un sujeto con derecho de acceso, siempre que la capacidad condicional total a contratar no supere la capacidad condicional indicada en el contrato de conexión de la planta de producción de otros gases.

3. Cuando se requiera reducir la capacidad condicional de acceso asignada, la capacidad disponible en la red se repartirá atendiendo al criterio cronológico de fecha de solicitud de conexión aceptada. En caso de que varias plantas tuvieran fechas de solicitud coincidentes se aplicará un criterio prorrata de forma proporcional a la capacidad condicional de acceso contratada.

El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las redes de transporte y distribución, elaborará el procedimiento para llevar a cabo la reducción de las capacidades condicionales de los usuarios afectados.

Artículo 29. *Procedimiento de asignación de los productos individuales de capacidad firme en plantas de regasificación que conllevan slots.*

1. Para los servicios de descarga de buques, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques, la capacidad se ofertará mediante slots, de forma independiente para cada servicio, en los siguientes procedimientos de asignación:

a) Procedimiento de periodicidad anual, en el que se ofertarán slots para los quince años de gas siguientes. Se realizará un procedimiento de asignación de productos anuales al año, que se iniciará en el mes de junio para el servicio de descarga de buques y se realizará en el mes de septiembre para el resto de los servicios.

b) Procedimiento de periodicidad mensual, en el que se ofertarán slots para los doce meses naturales siguientes. Se realizarán doce procedimientos de asignación mensuales al año.

2. En cada procedimiento, anual o mensual, se establecerá un periodo inicial para la recepción de solicitudes de slots. Las solicitudes de slots para los que se indique una fecha concreta de inicio del mismo tendrán prioridad en la asignación del slot frente a aquellas en las que solo se indique el mes del slot.

3. Tanto en los procedimientos de periodicidad anual como mensual, cuando la suma de las solicitudes recibidas para todas las plantas sea superior al número de slots totales ofertados en el conjunto del sistema, se aplicará un mecanismo de mercado (subasta) que permita ajustar la demanda a la oferta. Cuando la suma de las solicitudes recibidas para todas las plantas sea inferior o igual al número de slots totales ofertados en el conjunto del sistema, se asignarán directamente aquellos slots cuya demanda no supere la oferta en una planta y un mes determinado, y aquellos para los que no haya más de una solicitud. Para el resto de los slots se propondrá a los usuarios afectados la posibilidad de modificar voluntariamente sus solicitudes. Si, tras ello, la demanda de slots siguiera excediendo a la oferta en algún mes en alguna planta o hubiera más de una solicitud para un mismo slot, se aplicará también un mecanismo de mercado (subasta) para resolver estas situaciones.

4. En los procedimientos de asignación de slots de descarga de buques de periodicidad mensual, si para alguno de los dos primeros meses ofertados no se cumplen los requerimientos de contratación mínima de slots, en su caso, se ofertará a los usuarios la posibilidad de modificar voluntariamente la localización de los slots reservados a las plantas para las que se determinen requisitos de contratación mínima, sin que ello suponga un coste

adicional para ellos. Si, tras ello, siguieran sin cumplirse los requerimientos de contratación mínima de slots, se aplicará un mecanismo de mercado (subasta) que permita alcanzar la contratación mínima requerida, en el que participarán todos los usuarios con slots reservados en los meses afectados.

Dicho mecanismo de mercado encarecerá progresivamente el precio de los slots reservados, a excepción de los slots libres y de los reservados en las plantas para las que se determinen requisitos de contratación mínima, permitiendo a los usuarios modificar la localización de los slots reservados en otras plantas a las plantas para las que se determinen requisitos de contratación mínima.

5. Los slots que queden sin asignar para el primer mes ofertado en el procedimiento de periodicidad mensual se ofertarán mediante mecanismos de mercado cuando la demanda hubiera sido superior a la oferta y por orden cronológico de solicitud en caso contrario.

6. Las fechas, la localización y el número de slots ofertados podrán variar diariamente y de un procedimiento de asignación a otro, en función de la evolución de la contratación y del uso de las infraestructuras, con el fin de adaptar la oferta a la situación física de las plantas de regasificación, así como para maximizar la capacidad ofertada y optimizar la utilización del sistema gasista.

7. Los mecanismos de mercado (subastas) para resolver las situaciones en las que la demanda supere a la oferta de slots y para alcanzar los requerimientos de contratación mínima serán aprobados mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia a los interesados. Corresponde al gestor técnico del sistema determinar el calendario de celebración de estos procedimientos.

8. La asignación de los slots se llevará a cabo a través de la plataforma de solicitud y contratación de capacidad gestionada por el gestor técnico del sistema y esta generará automáticamente la obligación contractual irrenunciable entre el operador de la infraestructura y el sujeto con derecho de acceso, por el slot asignado a través de dicha plataforma.

9. Los participantes deberán depositar las correspondientes garantías por la capacidad solicitada. El gestor técnico del sistema requerirá la liberación de garantías correspondientes a los slots solicitados y no adjudicados, una vez que se haya comunicado la asignación definitiva del procedimiento.

Artículo 30. *Procedimiento de asignación en los almacenamientos subterráneos básicos.*

1. Para el servicio agregado de almacenamiento subterráneo de gas natural, inyección y extracción, el procedimiento general de asignación de capacidad serán las subastas, en las que la capacidad se ofertará mediante los productos definidos en esta circular, de modo que cada subasta se referirá a un único tipo de producto.

Los productos de capacidad a ofertar serán los siguientes:

a) En las subastas de productos anuales se ofertará un único producto anual. Se realizará una subasta de producto anual al año, en marzo.

b) En las subastas de productos trimestrales se ofertarán cuatro, tres, dos o un trimestre, según corresponda.

Se realizarán cuatro subastas de productos trimestrales al año, de modo que, en la primera subasta se ofertarán los cuatro trimestres del periodo comprendido entre abril de un año y marzo del año siguiente, en la segunda subasta se ofertarán los tres trimestres restantes de dicho periodo, en la tercera subasta se ofertarán los dos trimestres restantes del periodo y en la cuarta subasta se ofertará el último trimestre del periodo.

c) En la subasta de productos mensuales se ofertarán tres productos mensuales para los tres meses naturales siguientes, excepto en la subasta que se realice en el mes de enero, en la que solo se ofertarán los dos productos mensuales para los dos meses naturales siguientes, y en la subasta del mes de febrero, en la que solo se ofertará el producto mensual del mes natural siguiente. Se realizarán doce subastas de productos mensuales al año.

Las subastas se resolverán mediante un algoritmo de reloj ascendente de múltiples rondas. El precio de salida en las subastas será el valor de los peajes en vigor para cada producto ofertado.

Para el servicio agregado de almacenamiento subterráneo de gas natural, inyección y extracción, los usuarios solicitarán exclusivamente capacidad de almacenamiento de gas natural. Una vez adjudicada esta, diariamente se asignará a cada usuario capacidad de inyección o extracción, así como las capacidades de entrada al Punto Virtual de Balance y de salida del Punto Virtual de Balance correspondientes. Las capacidades de inyección y extracción de cada usuario se calcularán teniendo en cuenta la capacidad técnica disponible, descontando la capacidad reservada para su oferta como productos de corto plazo, de forma proporcional a la capacidad contratada por cada sujeto, pero sin contabilizar su capacidad de almacenamiento para el mantenimiento de existencias mínimas de carácter estratégico y de existencias mínimas operativas del sistema.

Existirá un procedimiento específico de asignación de capacidad de inyección y extracción de existencia mínimas de carácter estratégico y de existencias mínimas operativas del sistema. A estos efectos el gestor técnico del sistema, tras consulta pública y previa comunicación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas, desarrollará anualmente el procedimiento de asignación de los derechos de inyección y extracción de existencias mínimas de carácter estratégico y de existencias mínimas operativas del sistema.

Durante el periodo de constitución de las existencias mencionadas en el párrafo anterior, para cada día de gas, cuando un usuario tenga un desbalance positivo en AVB por ajuste de estas existencias, a efectos de aplicación del artículo 8.4 de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, siempre que sea técnicamente posible, la cantidad en desbalance quedará almacenada en AVB en el día de gas, debiendo abonar el usuario por dicho almacenamiento el peaje diario de almacenamiento.

La asignación de las capacidades de inyección y extracción seguirá las siguientes reglas:

i) El gestor técnico del sistema, en función de las necesidades del mercado y el nivel de utilización de las instalaciones, determinará la duración de los ciclos de inyección y extracción. Estos no se limitarán necesariamente a un único ciclo de inyección y otro de extracción al año, y su duración podrá modificarse según requiera el sistema. Las modificaciones se publicarán en su página web con suficiente antelación.

ii) Durante los ciclos de inyección, se asignará a los usuarios capacidad de inyección y la capacidad de extracción de aquellas infraestructuras que puedan invertir su ciclo de funcionamiento para el día de gas.

iii) Durante los ciclos de extracción, se asignará a los usuarios capacidad de extracción y la capacidad de inyección de aquellas infraestructuras que puedan invertir su ciclo de funcionamiento para el día de gas.

iv) Tras la primera nominación, realizada el día anterior al día de gas, se ofertará, como producto individual diario e intradiario con carácter interrumpible:

a) La capacidad de inyección calculada como la suma de la capacidad de inyección no nominada más las capacidades de extracción nominadas.

b) La capacidad de extracción calculada como la suma de la capacidad de extracción no nominada más las capacidades de inyección nominadas.

2. Para los servicios individuales de almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos, inyección y extracción, el procedimiento general de asignación de capacidad serán las subastas en las que, para cada servicio, la capacidad se ofertará mediante los productos definidos en esta circular. Cada subasta se referirá a un único tipo de producto y la capacidad se asignará de forma independiente para cada servicio.

Los productos individuales de capacidad firme a ofertar serán los siguientes:

a) En la subasta de productos diarios se ofertará un solo producto diario para el día de gas siguiente.

b) En las subastas de productos intradiarios, horariamente, a partir de las tres horas antes de que comience el día de gas y hasta la 01:00 h del día de gas, se subastará la capacidad efectiva existente desde la cuarta hora posterior a la que se realiza la subasta hasta el cierre del día de gas. Habrá también una subasta de producto intradiario el día

anterior al día de gas, una vez cerrada la subasta de producto diario, en la que se asignará capacidad para todo el día de gas.

Para cada producto se establecerá un periodo inicial de recepción de solicitudes de capacidad. En el caso de que se oferte más de un producto, los sujetos remitirán solicitudes independientes para cada uno de ellos. Las subastas comenzarán al mismo tiempo y se resolverán mediante algoritmos de precio uniforme con una única ronda. El precio mínimo a ofertar en las subastas será el valor de los peajes en vigor para cada producto ofertado.

3. Tanto para los servicios agregados como para los individuales, las capacidades no adjudicadas tras la subasta de un determinado producto entrarán a formar parte de la capacidad ofertada en el producto siguiente de menor duración. La capacidad del servicio agregado que no haya sido contratada tras la subasta de los productos mensuales pasará a ofertarse como productos individuales diarios. Además, la asignación de los productos de inyección o extracción supondrá la asignación implícita de las capacidades de salida o entrada al Punto Virtual de Balance correspondientes.

4. La asignación de capacidad en los almacenamientos subterráneos básicos se llevará a cabo a través de la plataforma de solicitud y contratación de capacidad gestionada por el gestor técnico del sistema. Esta generará automáticamente la obligación contractual irrenunciable entre el operador de la infraestructura, el gestor técnico del sistema y el sujeto con derecho de acceso, por la capacidad asignada.

5. Los participantes deberán depositar las correspondientes garantías por la capacidad solicitada. El gestor técnico del sistema requerirá la liberación de garantías correspondientes a la capacidad solicitada y no adjudicada, una vez que se haya comunicado la asignación definitiva del procedimiento de subasta.

6. Los procedimientos detallados de desarrollo de las subastas serán aprobados mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia a los interesados. Corresponde al gestor técnico del sistema determinar el calendario de celebración de los procedimientos de asignación.

Artículo 31. *Contenido mínimo de las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases.*

1. Las solicitudes de conexión de las plantas de producción de otros gases a la red de gas natural, contendrán al menos la siguiente información:

a) Identificación del solicitante y datos de contacto.

b) Identificación de la planta de producción de otros gases, incluyendo la capacidad de conexión solicitada, así como las coordenadas UTM del punto de salida de la planta.

c) Presión de entrega y perfil de producción del gas previsto.

d) Capacidad de conexión solicitada, en kWh/d.

e) Rango de variación previsible de la calidad del gas.

f) Preferencias del punto de conexión.

g) Documentación acreditativa del abono de los costes de elaboración del presupuesto de conexión requeridos por los titulares de la red.

2. El operador de la red podrá inadmitir las solicitudes que no incluyan de manera completa la información indicada en el apartado anterior, en los términos que establezca la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia a los interesados.

3. Los operadores de las redes de transporte y distribución asegurarán la confidencialidad de la solicitud de conexión y de la información facilitada en la misma ante cualquier otra empresa, incluidas las de su grupo empresarial, de acuerdo con el artículo 63 de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos.

Artículo 32. *Contenido mínimo de las solicitudes de capacidad de productos individuales.*

1. Las solicitudes de capacidad deberán contener toda la información necesaria para la correcta identificación, contratación y facturación del producto solicitado.

2. Las solicitudes de capacidad de los productos individuales ofertados en las plantas de regasificación contendrán, como mínimo, la siguiente información:

a) Almacenamiento de GNL: capacidad de almacenamiento de GNL solicitada (en kWh) durante la duración del producto.

b) Regasificación: capacidad de regasificación solicitada (en kWh/d) durante la duración del producto (o bien kWh en el caso de productos intradiarios). Adicionalmente se indicará si se desea contratar la capacidad de entrada al Punto Virtual de Balance que corresponde a la capacidad de regasificación solicitada.

c) Carga de cisternas: planta en la que se solicita el producto, número de cisternas a cargar y capacidad de carga diaria solicitada (en kWh/día). Cuando el horizonte temporal del producto solicitado sea trimestral o anual, el número de cisternas a cargar se dará por mes.

d) Licuefacción virtual: capacidad de transferencia de gas (en kWh/d) desde el Punto Virtual de Balance hasta el Tanque Virtual de Balance en forma de GNL, durante la duración del producto (o bien kWh en el caso de productos intradiarios).

e) Slots de descarga de buques, carga de GNL de planta a buques, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques: planta en la que se solicita el producto, aproximación de los kWh a descargar o cargar y número de slots solicitados para cada mes. Con carácter opcional, los solicitantes podrán indicar la fecha concreta de inicio del slot. Para el producto de puesta en frío de buques deberá indicarse además el tipo de buque y la atmósfera con la que viene el buque.

En los procesos de asignación de periodicidad mensual será obligatorio indicar las fechas concretas de inicio de todos los slots reservados para los dos primeros meses ofertados, debiéndose aportar para el resto de los meses, al menos, el número de slots solicitados para cada mes. Los usuarios que hubieran reservado slots para esos dos meses en procesos anteriores dispondrán hasta ese momento para concretar las fechas de dichos slots. Si no lo hicieran, perderán el derecho al uso de los mismos, sin perjuicio del pago de los peajes correspondientes que sean de aplicación.

Cuando los buques sean compartidos entre varios usuarios, se indicará el reparto de las cantidades a cargar o descargar entre los mismos.

3. Las solicitudes de capacidad de los productos individuales de entrada y salida del Punto Virtual de Balance contendrán, como mínimo, la siguiente información:

a) Entrada al Punto Virtual de Balance: punto de entrada solicitado y capacidad (en kWh/d) solicitada para productos de duración diaria o superior (o bien kWh para productos intradiarios). A estos efectos, las plantas de regasificación constituirán un único punto de entrada, al igual que los almacenamientos subterráneos básicos.

b) Salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor: punto de salida solicitado y capacidad (en kWh/d) solicitada para productos de duración diaria o superior (o bien kWh para productos intradiarios). A estos efectos, las plantas de regasificación constituirán un único punto de salida, al igual que los almacenamientos subterráneos básicos.

c) Salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor y entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases: identificación del punto de suministro o, en su caso, del punto de entrada a la red de transporte y distribución, fecha de inicio y finalización del producto y capacidad (en kWh/d) solicitada para productos de duración superior a la diaria (o bien kWh si el producto tiene una duración inferior a 24 h). Además, para el servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, la solicitud incluirá una prueba de la conformidad del titular de la planta de producción y el número de referencia del contrato de conexión correspondiente señalado en el artículo 17.1.a) de esta circular.

4. Las solicitudes de capacidad de los productos individuales en los almacenamientos subterráneos contendrán, como mínimo, la siguiente información:

a) Almacenamiento de gas natural: capacidad solicitada (en kWh).

b) Inyección: capacidad solicitada (en kWh/d) para productos diarios (o bien kWh para productos intradiarios).

c) Extracción: capacidad solicitada (en kWh/d) para productos diarios (o bien kWh para productos intradiarios).

5. A excepción de los productos de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales conectados a redes de distribución y a consumidores finales conectados a redes de

transporte donde la contratación la gestione el operador de dicha red a través de su plataforma, las solicitudes de capacidad de los productos individuales se realizarán a través de la plataforma telemática de solicitud y contratación gestionada por el gestor técnico del sistema. En esta plataforma, el gestor técnico del sistema proporcionará a los usuarios formularios estándar con la información a remitir por los mismos, según el tipo de producto de capacidad.

6. Para los productos de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales conectados a redes de distribución y a consumidores finales conectados a redes de transporte donde la contratación la gestione el operador de dicha red a través de su plataforma, las solicitudes de capacidad de los productos individuales se realizarán a través del portal único de contratación de los operadores de redes de distribución y de la plataforma telemática de solicitud y contratación de los operadores de las redes de transporte. Los operadores proporcionarán a los usuarios formularios estándar con la información a remitir por los mismos, según el tipo de producto de capacidad.

Artículo 33. *Contenido mínimo de las solicitudes de capacidad de servicios agregados.*

1. Las solicitudes de capacidad deberán contener toda la información necesaria para la correcta identificación, contratación y facturación del producto solicitado.

2. Las solicitudes de capacidad del servicio agregado de descarga de buques, almacenamiento de GNL y carga de GNL de planta a buques contendrán toda la información necesaria para la asignación y prestación del servicio conforme a la oferta de productos que anualmente se publique, en caso de que este servicio se oferte.

3. Las solicitudes de capacidad del servicio agregado de almacenamiento subterráneo de gas natural, inyección y extracción deberán contener, como mínimo, los kWh solicitados.

4. Las solicitudes de capacidad de los servicios agregados se realizarán a través de la plataforma telemática de solicitud y contratación gestionada por el gestor técnico del sistema. En esta plataforma, el gestor técnico del sistema proporcionará a los usuarios formularios estándar con la información a proporcionar por los mismos, según el tipo de servicio agregado.

Artículo 34. *Orden de los procedimientos de asignación de los productos de capacidad firme en plantas de regasificación y en la red de transporte que se asignan mediante subasta.*

1. Los procedimientos de asignación de los productos de capacidad firme se realizarán con el siguiente orden:

1.º Asignación de los slots de descarga de buques.

2.º Asignación de los productos de almacenamiento de GNL.

3.º Asignación de los productos de regasificación y entrada al Punto Virtual de Balance. La asignación de los productos de regasificación para los que se haya solicitado la correspondiente capacidad de entrada al Punto Virtual de Balance supondrá la asignación implícita de dicha capacidad de entrada al Punto Virtual de Balance.

4.º Asignación de los productos de carga de cisternas.

5.º Asignación de los productos de licuefacción virtual y salida del Punto Virtual de Balance.

6.º Asignación de los productos de carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques.

2. Los productos de mayor duración se asignarán con anterioridad a los de menor duración, de manera que se comenzará con la asignación de los productos anuales, según el orden señalado en el apartado 1 de este artículo, seguidos de los trimestrales y, posteriormente, los mensuales, según corresponda.

3. No se regirán por el orden establecido en este artículo los procedimientos de asignación de los productos diarios e intradiarios, que podrán ser desarrollados simultáneamente.

Artículo 35. *Facturación de la capacidad de acceso contratada.*

1. Los peajes relativos a los servicios de descarga de buques, carga de cisternas, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque, puesta en frío de buques, entrada y salida del Punto Virtual de Balance desde cualquier ubicación (excepto entrada y salida desde las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos básicos) y salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor, serán facturados por los operadores de las infraestructuras en las que se preste el servicio. Los peajes y cánones relativos al resto de los servicios serán facturados por el gestor técnico del sistema.

2. La contratación de los servicios individuales referidos en esta circular conllevará el pago de los peajes relativos a cada servicio aplicables en cada caso, a excepción del servicio de licuefacción virtual, que conllevará el pago del peaje de licuefacción virtual y del peaje de salida del Punto Virtual de Balance a plantas de regasificación.

3. Los peajes aplicables serán los peajes vigentes en el momento en que se preste el servicio. Para los productos de duración inferior a la anual, los peajes se verán afectados por los coeficientes multiplicadores que correspondan.

4. La contratación del servicio individual de carga de cisternas que suministran a plantas satélites conectadas a redes de distribución conllevará el pago del peaje correspondiente al producto anual por la capacidad contratada.

5. La contratación del servicio agregado de almacenamiento subterráneo de gas natural, inyección y extracción conllevará el pago de los peajes relativos a cada uno de los servicios individuales que lo componen, así como el peaje de entrada al Punto Virtual de Balance o de salida del Punto Virtual de Balance, según corresponda.

6. A los peajes a satisfacer por los usuarios se les añadirá la prima resultante del procedimiento de mercado en el que sean asignados, en su caso.

7. Los contratos realizados, tanto para los servicios individuales como para los servicios agregados, se considerarán firmes y vinculantes para las partes durante todo el periodo contratado, debiendo abonar el titular de la capacidad contratada, al menos, la parte fija de los peajes que correspondan, incluso en el caso de no utilización de la capacidad. Cuando el peaje no disponga de parte fija, se abonará la totalidad de la parte variable.

8. Si como resultado de la asignación de capacidad se obtuvieran ingresos adicionales a los previstos en aplicación de los peajes y cánones en vigor, estos tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Artículo 36. *Reserva de capacidad para contratos de corto y largo plazo.*

1. De la capacidad nominal existente para los servicios de regasificación, entrada al PVB desde planta de regasificación, almacenamiento de GNL y carga de cisternas de GNL se reservará capacidad para su oferta como productos anuales correspondientes al año de gas, que será ofertada para el primer año de cada subasta de productos anuales que comiencen el 1 de octubre, capacidad para su oferta como productos trimestrales, que será ofertada para el primer trimestre de cada subasta de productos trimestrales, capacidad para su oferta como productos mensuales, que será ofertada para el primer mes de cada subasta de productos mensuales, y capacidad para su oferta como productos diarios, de la cual una parte será ofertada solo para el primer día de cada subasta de productos diarios y otra parte será ofertada en la subasta de productos diarios en la que se oferten todos los días de gas del mes siguiente, para todos los días de gas de ese mes.

2. De la capacidad nominal existente para el servicio de descarga de buques se reservará capacidad para su oferta en el procedimiento de asignación de periodicidad mensual, que será ofertada para el segundo mes.

3. De la capacidad nominal existente para el servicio de carga de GNL de planta a buque se reservará capacidad para su oferta en el procedimiento de asignación de periodicidad mensual, que será ofertada para el primer mes.

4. En las subastas en las que se ofrezca capacidad para quince años, incluidas las subastas de productos que se contratan mediante slots, desde el segundo año de gas ofertado, se comercializará solo una parte de la capacidad nominal existente. Además, en los procedimientos de asignación de periodicidad mensual de servicios asignados mediante slots se podrá limitar la oferta de esta capacidad no comercializada.

5. De la capacidad de almacenamiento subterráneo básico, así como de la capacidad disponible diaria de inyección y extracción, se reservará capacidad para su oferta como productos diarios individualizados.

6. Para establecer los valores de reserva de capacidad para contratos de corto plazo se tendrá en cuenta la certidumbre que aporta a los usuarios la posibilidad de contratar capacidad a largo plazo, frente a la necesidad de reservar parte de esta para el corto plazo, al objeto de atender necesidades sobrevenidas, flexibilizar la operativa de los comercializadores y posibilitar el acceso al mercado de nuevos entrantes.

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia definirá, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, la capacidad nominal de cada servicio que se reserva, conforme a lo establecido en los apartados anteriores de este artículo.

Artículo 37. *Procedimiento de asignación del servicio agregado de descarga, almacenamiento y recarga.*

1. La asignación de productos relativos al servicio agregado de descarga de buques, almacenamiento de GNL y carga de GNL a buques, dará derecho al uso de las instalaciones de una planta de regasificación concreta necesarias para la prestación de los servicios individuales que lo componen a lo largo de un periodo de tiempo determinado.

2. Durante el tiempo que dure la prestación del servicio, los adjudicatarios podrán realizar, en la planta asignada, operaciones de descarga de buques y carga de GNL a buques cumpliendo con los requerimientos técnicos y condiciones de uso establecidas en las especificaciones de la oferta del servicio, y podrán utilizar una capacidad de almacenamiento de GNL hasta el valor máximo definido.

3. En la oferta de los productos se indicará la planta en la que se prestará el servicio, el tamaño mínimo y máximo de buques admitido, la capacidad de almacenamiento de GNL, el periodo de tiempo para el que se oferta la capacidad, las condiciones de uso y el procedimiento de comunicación entre el usuario, el operador de la planta y el gestor técnico del sistema.

4. Las capacidades de descarga y carga de GNL a buques solo podrán ser utilizadas por el adjudicatario para almacenar o recargar GNL en las condiciones establecidas en la definición del servicio agregado y estas no podrán ser transferidas, de forma desagregada, a otros usuarios.

5. La propuesta del gestor técnico del sistema referida en el artículo 10.3 de esta circular, sobre oferta de productos relativos al presente servicio agregado, será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, anexando los cálculos y documentación técnica que justifique la misma. En base a la propuesta recibida, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá aprobar, anualmente, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, la oferta de productos de capacidad asociados al servicio agregado referido en este artículo.

Artículo 38. *Flexibilidad de uso de los slots contratados.*

1. Los adjudicatarios de slots relativos a los servicios de descarga de buques, carga de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques, podrán solicitar la modificación de la localización, de la fecha de inicio de prestación del servicio y del tamaño del buque, siempre que exista capacidad disponible, sea posible por la operación de la planta de regasificación y del conjunto del sistema, no se afecten los derechos adquiridos por otros usuarios y la nueva fecha de prestación del servicio se encuentre comprendida en el plazo de un mes anterior y posterior a la fecha reservada en la adjudicación del servicio. El gestor técnico del sistema desarrollará, en colaboración con los operadores de instalaciones y tras consulta pública, los requisitos logísticos para la modificación y ajuste de slots contratados que publicará en su página web.

2. Cada slot solo podrá ser modificado el número de veces que se establezca mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia a los interesados, y las solicitudes de cambio deberán realizarse con una antelación mínima de cinco días a la fecha de inicio de prestación del servicio, o a la nueva fecha de inicio solicitada cuando esta sea anterior, salvo en el caso particular de las

solicitudes de renuncia y cancelación de slots, las cuales deberán realizarse con una antelación mínima de ocho días. Para el servicio de carga de planta a buque, cuando la cantidad a cargar contratada sea igual o inferior al valor que se establezca mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobada previo trámite de audiencia a los interesados y esta se destine para su consumo o venta como combustible marítimo, las solicitudes de cambio deberán realizarse con una antelación mínima de tres días. Todo lo anterior ha de entenderse sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 48.2. No serán consideradas modificaciones aquellas solicitudes de ajuste de la localización, kWh a descargar/cargar o fecha de descarga/carga que cumplan con las condiciones determinadas en el procedimiento para la modificación y ajuste de slots contratados referido en el apartado 1 de este artículo.

3. No se podrán solicitar modificaciones para aquellos slots de descarga/carga de buques cuya fecha de inicio de prestación del servicio tenga lugar en el mismo mes en el que se adquiera la capacidad, sin perjuicio de la posibilidad de solicitar ajustes para ellos, conforme al punto anterior.

4. En cualquier caso, los usuarios deberán abonar los slots adquiridos independientemente de que hagan o no uso de los mismos.

CAPÍTULO V

Otras disposiciones en relación con el acceso a las instalaciones

Artículo 39. *Criterios técnicos para evaluar la capacidad de conexión de las plantas de producción de otros gases a la red de transporte y distribución.*

El cálculo de la capacidad condicional de conexión a proporcionar en una red de transporte o distribución, o cuando corresponda, en un área determinada del sistema gasista, se llevará a cabo mediante un análisis que tenga en cuenta:

a) Los rangos de calidad del gas producido por la planta, comunicados por el promotor.

b) La demanda de gas natural en el último año natural previo a la solicitud de conexión.

c) La calidad del gas que circula en dicha red y, cuando corresponda, en redes anexas.

d) La capacidad de conexión en uso y su grado de utilización, así como la capacidad de conexión que no esté siendo utilizada y que se haya asignado previamente o esté pendiente de asignarse en virtud de solicitudes de conexión en tramitación, señalando, en su caso, la fecha prevista de inicio de su utilización.

e) Los criterios de cálculo de la capacidad de instalaciones establecidos en la Resolución de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

f) La posibilidad de que tenga lugar un flujo de gas a redes interconectadas aguas arriba o flujo inverso.

Artículo 40. *Requisitos de transparencia y publicidad en relación con la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de transporte y distribución.*

1. Los titulares de las redes de transporte y distribución deberán publicar, en las plataformas de solicitud y contratación de la conexión, manteniendo actualizada la información:

a) Los esquemas generales con la ubicación de sus redes de gas de presión igual o superior a 16 bar, por provincia, y el consumo del año anterior atendido a través de los puntos de conexión de su red (PCTT, PCTD y PCDD).

b) La información necesaria sobre el procedimiento de solicitud y contratación de la conexión.

c) Los modelos de solicitud y contrato de conexión.

d) Instrucciones para el abono del presupuesto de los costes de elaboración del presupuesto de conexión.

e) Los protocolos para el cálculo de la capacidad de conexión en sus redes, así como la capacidad ya asignada y en trámite de ser asignada.

2. En el caso de otros gases que necesitan mezclarse, el gestor técnico del sistema publicará y mantendrá actualizada la capacidad de conexión disponible por áreas del sistema gasista determinada de conformidad con el artículo 14.4.a) de esta circular, así como las capacidades ya asignadas y en proceso de asignación.

3. En el caso de otros gases que no necesitan mezclarse, serán los titulares de redes de transporte y distribución los que publiquen y mantengan actualizada la información sobre capacidad de conexión disponible de la red por tramos, en las plataformas de solicitud y contratación de la conexión, indicando también las capacidades ya asignadas y en proceso de asignación.

Artículo 41. *Mercado secundario de capacidad de acceso.*

1. Sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 5 de este artículo, la capacidad de acceso contratada podrá ser objeto de compraventa o subarriendo a otros sujetos con derecho de acceso, a excepción de la capacidad de salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor, que se considera asociada a cada consumidor, y la capacidad de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, que se considera asociada a la planta de producción.

2. Las operaciones de compraventa o subarriendo de capacidad podrán realizarse por la cantidad total de capacidad contratada o por una parte de la misma y por la duración temporal total contratada o por una parte de la misma hasta el horizonte de productos diarios. En cualquier caso, estas deberán ajustarse a los productos estándar de contratación de capacidad, y si ello diera lugar a productos de menor duración, estos serán considerados como tales a todos los efectos, en particular, en cuanto a la facturación de los peajes.

3. El gestor técnico del sistema implementará en su plataforma de solicitud y contratación de capacidad herramientas que faciliten a los usuarios la cesión y/o el subarriendo de la capacidad contratada, que al menos deberán incluir un tablón de anuncios que permita la publicación de ofertas y demandas de capacidad por parte de los usuarios.

4. Los usuarios podrán realizar operaciones de compraventa o subarriendo de capacidad libremente, a través de acuerdos bilaterales o a través de la plataforma de solicitud y contratación de capacidad gestionada por el gestor técnico del sistema. Con independencia del método utilizado para la transacción, todas las operaciones deberán quedar anotadas en dicha plataforma, reflejando el contrato al que se refiere, la capacidad, el periodo y el precio de la transacción, y las operaciones de compraventa deberán ser validadas previamente por el gestor técnico del sistema en relación con la suficiencia de las garantías constituidas.

5. La capacidad contratada que haya sido asignada con prima adicional solo podrá ser vendida o subarrendada usando el mercado de capacidad desarrollado por el gestor técnico del sistema a tal fin de conformidad con el artículo 41.3 de esta circular, a un precio igual o inferior a la prima imputada al usuario en la asignación original. La capacidad contratada que haya sido asignada sin prima adicional solo podrá ser vendida o subarrendada a un precio igual o inferior al de la asignación original.

6. Los operadores de las instalaciones tendrán la obligación de facilitar las transacciones de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad que se les notifique.

7. El gestor técnico del sistema llevará un registro de las operaciones realizadas, de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad contratada en el sistema o, en el caso de subarriendo, el titular del derecho de nominación.

8. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá acceso telemático al registro de operaciones de reventa y subarriendo de capacidad.

9. A la capacidad adquirida en el mercado secundario mediante compraventa le serán de aplicación todos los derechos y obligaciones asociados a los contratos realizados con los operadores de las instalaciones, incluida la constitución de las garantías que sean de aplicación.

10. Los adjudicatarios de capacidad relativa a servicios agregados solo podrán transmitir la capacidad de forma íntegra, manteniendo las características del servicio agregado primigenio.

Artículo 42. *Normativa para la gestión técnica del sistema.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, la normativa de gestión técnica del sistema que sea de su competencia. Dicha normativa será de aplicación a todos los sujetos que accedan al sistema, así como a los operadores de las instalaciones y al gestor técnico del sistema.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá requerir al gestor técnico del sistema para que, en colaboración con el resto de los agentes del sistema gasista, elabore propuestas de normativa de gestión técnica del sistema.

3. El gestor técnico del sistema elevará las propuestas señaladas en el apartado anterior a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que las aprobará previa consulta pública.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará sobre estos desarrollos a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 43. *Supervisión.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la responsable de supervisar la correcta aplicación e implementación de esta circular y, en concreto, del procedimiento de conexión y asignación de capacidad en su totalidad, desde el cálculo y oferta de las capacidades correspondientes a cada producto, hasta su contratación por los sujetos interesados. Asimismo, será responsable de resolver cualquier conflicto entre las partes derivado de su interpretación y aplicación.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará en todo momento la correcta actuación de todos los agentes involucrados y, en particular, la actuación del gestor técnico del sistema y de los operadores de las infraestructuras, con el fin de asegurar la transparencia, homogeneidad y no discriminación del procedimiento de asignación de capacidad de acceso y conexión. Los incumplimientos relativos a lo anterior podrán ser constitutivos de infracción administrativa conforme a lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar al Gestor de Garantías, al Operador del Mercado, al gestor técnico del sistema y a los operadores de infraestructuras, en cualquier momento, la información que estime precisa para el cumplimiento de su función supervisora.

4. En el caso de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural, los operadores de las redes de transporte y distribución emitirán un informe anual sobre la aplicación del procedimiento de conexión, donde se detallará la relación de solicitudes de conexión recibidas y estado de su tramitación, así como la relación de contratos de conexión firmados y dados de baja, detallando la capacidad condicional de conexión asignada y las condiciones que le afectan, así como su presupuesto en euros. El informe incluirá la información relativa al periodo comprendido entre el 1 de octubre de cada año y el 30 de septiembre del año siguiente y será remitido a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas antes de que transcurran dos meses desde la finalización de dicho periodo. Además, enviarán este informe al gestor técnico del sistema.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá desarrollar formatos normalizados para el envío de esta información, así como solicitar información adicional.

5. Adicionalmente, el gestor técnico del sistema emitirá un informe anual sobre la aplicación del mecanismo de asignación de capacidad de acceso, desglosado por producto, detallando, al menos, las capacidades ofertadas para cada producto y la determinación de su cálculo, las solicitudes recibidas, el desarrollo del proceso de asignación, los criterios empleados para la asignación de capacidad y la capacidad asignada a cada solicitante. El informe incluirá la información relativa al periodo comprendido entre el 1 de octubre de cada año y el 30 de septiembre del año siguiente y será remitido a la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas antes de que transcurran tres meses desde la finalización de dicho periodo. Para ello, podrá recabar la información que necesite de los operadores de las infraestructuras.

CAPÍTULO VI

Mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad

Artículo 44. *Principios generales.*

1. Los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad de acceso y conexión en las instalaciones se aplicarán con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación.

El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras, será el responsable de la aplicación de estos mecanismos para la capacidad de acceso. Para la capacidad de conexión relativa al servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases serán responsables de la aplicación de estos mecanismos los operadores de las infraestructuras a las que se conectan estas plantas.

2. En cualquier caso, si se produjeran situaciones de congestión en las que se pueda ver comprometida la operación normal del sistema, el gestor técnico del sistema podrá adoptar aquellas medidas excepcionales que se establezcan en la normativa vigente, adaptando asimismo las capacidades ofertadas en consecuencia.

3. El gestor técnico del sistema, para la capacidad de acceso, y los operadores de las infraestructuras, para la capacidad de conexión de plantas de producción de otros gases, informarán en todo momento a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas sobre el detalle de las medidas adoptadas, justificando su necesidad.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará la correcta aplicación de los mecanismos de gestión de congestiones y resolverá cualquier conflicto entre las partes derivado de su aplicación. Para ello, podrá solicitar a los operadores de las infraestructuras y al gestor técnico del sistema la información necesaria.

5. Con carácter excepcional, y únicamente durante el tiempo en que exista congestión para la contratación de un determinado servicio de acceso o la conexión, podrá adoptarse mediante resolución, previo trámite de audiencia a los interesados, un incentivo que promueva el mayor uso de las infraestructuras en los periodos de menor utilización con el fin de maximizar el uso de la capacidad.

Artículo 45. *Mecanismo de renuncia de capacidad de acceso.*

1. Los operadores de las infraestructuras en coordinación con el gestor técnico del sistema tendrán la obligación de aceptar cualquier solicitud de renuncia de la capacidad contratada, excepto de aquellos productos que no conllevan slot cuya duración sea intradiaria, por la totalidad o parte de la capacidad contratada, y por la totalidad o parte del plazo contratado, siempre que la capacidad se libere mediante los productos normalizados de capacidad definidos en esta circular.

Los adjudicatarios de capacidad de acceso relativa a servicios agregados solo podrán renunciar a la capacidad de forma íntegra, manteniendo las características del servicio agregado primigenio.

2. El usuario del contrato original mantendrá los derechos y obligaciones relativos a la capacidad que retenga, incluyendo el pago de los peajes asociados. Además, hasta la reasignación de la capacidad liberada, el usuario mantendrá los derechos y obligaciones que corresponden a dicha capacidad, de acuerdo con el contrato marco de acceso e incluyendo el pago de los peajes asociados.

En el caso de la renuncia de servicios que conllevan slots, mientras no exista un proceso de asignación en curso y no se asigne el slot a otro usuario, el usuario del contrato original mantendrá el derecho a hacer uso de la capacidad, pero no necesariamente en la misma fecha y planta, sujeto a la viabilidad previa del gestor técnico del sistema y del operador de la planta.

3. La capacidad liberada mediante la renuncia de un usuario se ofertará, en forma de productos estándar de capacidad, en el primer proceso posible de asignación de productos de la mayor duración posible, posterior a la comunicación de la renuncia, siempre que la renuncia se produzca al menos una hora antes de la fecha de publicación de la capacidad firme a ofertar en ese proceso. Cuando la capacidad liberada mediante la renuncia vaya a ofertarse en el procedimiento de asignación de productos intradiarios, la capacidad liberada solo podrá ser modificada hasta una hora antes de la publicación de la capacidad firme a ofertar en el proceso de asignación de productos diarios.

4. La capacidad liberada se ofertará junto con el resto de la capacidad disponible y se reasignará después de que se haya asignado en su totalidad la capacidad disponible existente antes de incorporar la capacidad liberada mediante renuncia.

5. Cuando existan varios usuarios que hayan renunciado a capacidad, esta se reasignará en los procesos de asignación por orden cronológico de renuncia, o prorrata si la comunicación de la renuncia hubiera tenido lugar en el mismo instante.

6. Los usuarios que renuncien a capacidad no podrán poner condiciones respecto a la reasignación de esta.

7. Cuando la capacidad liberada se reasigne a un precio inferior al que abonaría el titular de la capacidad original, este deberá cubrir la diferencia de precio.

8. Los titulares de la capacidad liberada no podrán ofertarla en el mercado secundario en el periodo comprendido entre la comunicación de la renuncia y la comunicación de los resultados de los procesos de asignación en los que se ofrezca la capacidad liberada.

9. El gestor técnico del sistema proporcionará a los usuarios que renuncien a capacidad y a los operadores de las instalaciones afectadas, la siguiente información para cada renuncia de capacidad recibida:

a) Orden de preferencia en el proceso de asignación de capacidad en el que participa la capacidad liberada.

b) Resultados de los procesos de asignación: plazo y precio de la capacidad liberada que ha sido reasignada y el precio a pagar por la capacidad reasignada, en caso de haber sido reasignada a un precio inferior al del contrato original.

Artículo 46. *Mecanismo de uso o pérdida de capacidad de acceso para productos de plazo superior al diario.*

1. El mecanismo de uso o pérdida de capacidad se aplicará al objeto de evitar el acaparamiento de capacidad y aliviar las situaciones de congestión contractual, a través de la liberación de la capacidad infrautilizada, considerando para la determinación de esta los datos históricos de utilización.

2. Este mecanismo será de aplicación a aquellos servicios definidos en los artículos 9 y 10 de esta circular, para los que así se determine, teniendo en cuenta la situación de congestión de las infraestructuras en las que estos se prestan, y en particular su nivel de contratación, que deberá ser al menos el 80 % de la capacidad nominal, a concretar de conformidad con el apartado 5 de este artículo.

3. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras, procederá a liberar capacidad contratada cuando exista infrautilización. La infrautilización se considerará justificada, y por tanto no se liberará capacidad, cuando sea debida a indisponibilidad técnica de la instalación.

4. La capacidad liberada mediante la aplicación de este mecanismo tendrá la consideración de capacidad liberada mediante renuncia del usuario y será de aplicación lo establecido en el artículo 45 de esta circular, a excepción de la forma en que se oferta esta capacidad, que solo tendrá lugar hasta el horizonte temporal de los productos diarios. Esta capacidad se reasignará después de que se haya asignado en su totalidad la capacidad disponible existente previamente, la capacidad liberada mediante renuncia, y la capacidad liberada de acuerdo con la aplicación del artículo 52.10.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, el procedimiento detallado de cálculo y aplicación del presente mecanismo, lo que comprenderá los servicios y productos a los que este será de aplicación, las condiciones para la determinación de la

infrautilización de la capacidad y el valor del nivel de contratación, referidos en los apartados 1 y 2 de este artículo, así como cualquier otro aspecto que se considere necesario para su aplicación.

6. La aplicación de este mecanismo podrá ser distinta en función de los diferentes servicios para los que se determine su aplicación.

7. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras, informará anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la aplicación de este mecanismo.

Artículo 47. *Mecanismo de uso o pérdida de capacidad de acceso a nivel diario.*

1. El gestor técnico del sistema aplicará el mecanismo de uso o pérdida de capacidad a nivel diario al objeto de aliviar las situaciones de congestión contractual a corto plazo, a través de la limitación de los derechos de renominación de los usuarios.

2. Este mecanismo será de aplicación a aquellos servicios definidos en los artículos 9 y 10 de esta circular, para los que así se determine, teniendo en cuenta la situación de congestión de las infraestructuras en las que estos se prestan, cuya contratación deberá ser al menos el 80 % de la capacidad nominal, y, en particular, su nivel de utilización previsto en el corto plazo, de conformidad con el apartado 5 de este artículo.

3. Las capacidades cuya renominación sea restringida en aplicación de este mecanismo se ofertarán al mercado como productos firmes diarios e intradiarios. Esta capacidad se reasignará después de que se haya asignado en su totalidad la capacidad disponible existente previamente, la capacidad liberada mediante renuncia y la capacidad liberada de acuerdo con la aplicación del artículo 52.10.

4. Los titulares originales de las capacidades cuya renominación sea restringida en aplicación de este artículo, podrán renominar estas en condiciones interrumpibles, si así se determina.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, el procedimiento detallado de cálculo y aplicación del presente mecanismo, lo que comprenderá los servicios a los que este será de aplicación, la restricción de los derechos de renominación y el valor del nivel de contratación, referidos en los apartados 1 y 2 de este artículo, así como cualquier otro aspecto que se considere necesario para su aplicación.

6. La aplicación de este mecanismo podrá ser distinta, en función de los diferentes servicios para los que se determine su aplicación.

7. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras, informará anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la aplicación de este mecanismo.

Artículo 48. *Medidas antiacaparamiento de capacidad de acceso para los servicios que conllevan slots.*

1. El gestor técnico del sistema aplicará las medidas antiacaparamiento relativas a los servicios prestados en las plantas de regasificación cuya capacidad se oferta mediante slots al objeto de evitar el acaparamiento de capacidad y prevenir las situaciones de congestión contractual, teniendo en cuenta las características específicas de los productos de capacidad y el carácter discreto de los mismos.

2. Se podrán establecer condiciones logísticas y económicas sobre aquellos slots contratados que no sean finalmente utilizados por un usuario ni puestos a disposición de otros usuarios. Estas condiciones podrán consistir en recargos para el usuario por los slots no liberados, que tendrán el importe que se determine en la correspondiente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia a los interesados, sin que, en ningún caso, se pueda superar el importe de seis millones de euros. El importe del recargo guardará relación con la antelación con la que se haya comunicado la no utilización o la liberación del slot, pudiendo ser tenida en cuenta, adicionalmente, la situación de congestión del servicio o criterios de reincidencia. Estos recargos se aplicarán sin perjuicio de las responsabilidades derivadas del incumplimiento de la antelación mínima establecida en el artículo 38.2 de esta circular.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, el procedimiento detallado de cálculo y aplicación de las presentes medidas, lo que comprenderá los servicios a los que serán de aplicación estas medidas, las condiciones referidas en el apartado 2 de este artículo y cualquier otro aspecto que se considere necesario para su aplicación.

4. La aplicación de este mecanismo podrá ser distinta en función de los diferentes servicios para los que se determine su aplicación.

5. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras, informará anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la aplicación de este mecanismo.

Artículo 49. *Mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad de acceso.*

1. El gestor técnico del sistema aplicará el mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad al objeto de evitar el acaparamiento de capacidad y aliviar las situaciones de congestión contractual a corto plazo, a través de la oferta de capacidad adicional a la capacidad nominal de las infraestructuras.

2. Este mecanismo será de aplicación a aquellos servicios definidos en los artículos 9 y 10 de esta circular, para los que, teniendo en cuenta la situación de congestión de las infraestructuras en las que estos se prestan, su nivel de contratación y la evolución prevista del mercado gasista, así se determine.

3. Se definirá un procedimiento específico para establecer la metodología de cálculo de la capacidad adicional a ofertar, que tendrá en consideración, al menos, el nivel de utilización esperado de la capacidad contratada, y una metodología para la recompra de capacidad.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, el procedimiento detallado de cálculo y aplicación del presente mecanismo, lo que comprenderá los servicios a los que este será de aplicación, el procedimiento y metodología mencionados en el apartado 3 de este artículo, así como cualquier otro aspecto que se considere necesario para su aplicación.

5. La aplicación de este mecanismo podrá ser distinta, en función de los diferentes servicios para los que se determine su aplicación.

6. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras, informará anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la aplicación de este mecanismo.

Artículo 50. *Medidas antiacaparamiento de capacidad de conexión y acceso para el servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases.*

1. Las medidas definidas en este artículo se aplicarán al objeto de evitar el acaparamiento de capacidad y aliviar las situaciones de congestión en la conexión y acceso de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural, a través de la liberación de la capacidad de conexión y acceso infrautilizada.

2. Las plantas de producción de otros gases podrán renunciar a la capacidad condicional de conexión contratada, siempre que hayan abonado los costes incurridos o comprometidos en firme por el operador de la red de transporte y distribución en relación con la conexión hasta el momento de comunicación de la renuncia.

3. La falta de uso de la capacidad condicional de conexión asignada en un plazo a determinar mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, dará lugar a la pérdida del derecho de uso de la conexión, siempre y cuando esta no sea atribuible a causas de fuerza mayor o a retrasos administrativos no imputables a los interesados en la obtención de las autorizaciones necesarias para la construcción o puesta en marcha de la planta de producción de otros gases.

4. Se procederá a liberar capacidad condicional de conexión contratada cuando exista infrautilización. La infrautilización se considerará justificada, y por tanto no se liberará capacidad, cuando sea debida a indisponibilidad técnica de la red a la que se conecta. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante resolución, adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, el procedimiento detallado de cálculo y aplicación de esta medida.

5. La capacidad liberada mediante las medidas de los apartados 2, 3 y 4 anteriores quedará disponible para ser asignada a solicitudes de conexión en tramitación o solicitudes posteriores, de acuerdo con el procedimiento de asignación establecido en el artículo 14. La pérdida de la capacidad de conexión implicará la pérdida de la capacidad de acceso que corresponde a la conexión.

6. El gestor técnico del sistema y los operadores de las infraestructuras informarán anualmente, antes del 30 de noviembre de cada año de gas, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre la aplicación de las medidas definidas en este artículo en el año de gas anterior.

CAPÍTULO VII

Garantías

Artículo 51. *Control de los compromisos asumidos por los sujetos.*

1. Los titulares de redes de transporte y distribución serán los responsables de mantener continuamente actualizados el volumen de garantías requerido y los compromisos de pago acordados de cada titular de planta de producción de otros gases que desee conectarse a sus redes, exigiendo el cumplimiento de los acuerdos económicos contenidos en el contrato de conexión cuando sea necesario.

2. En el caso de los servicios de acceso, será el Gestor de Garantías quien mantendrá continuamente actualizados los requerimientos de garantías para cubrir los compromisos de pago y el volumen de garantías asociado de cada titular de una cuenta de garantías, permitiendo al gestor técnico del sistema verificar que las solicitudes de capacidad de acceso recibidas disponen de suficientes garantías no comprometidas y realizar los requerimientos de garantías correspondientes a la capacidad de acceso solicitada.

3. Igualmente, el Gestor de Garantías verificará que los sujetos disponen en todo momento de garantías válidas suficientes para cubrir sus requerimientos, solicitándoles la aportación de nuevas garantías en caso contrario.

4. El Gestor de Garantías comunicará los casos de incumplimiento y la ejecución de las garantías a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia y al gestor técnico del sistema para el inicio, si correspondiera, del procedimiento de inhabilitación como comercializador o consumidor directo en mercado.

5. Además, los titulares de redes de transporte y distribución informarán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Mercados y Competencia de los casos de impago de las cantidades acordadas en los contratos de conexión o de insuficiencia de garantías depositadas que den lugar a denegaciones de conexión de acuerdo con el artículo 5 de esta circular. También se informará de estos casos al gestor técnico del sistema.

Artículo 52. *Incumplimiento de las obligaciones de pago de los peajes por los servicios de acceso contratados.*

1. Se considerará que se produce un incumplimiento de las obligaciones de pago de los peajes por los servicios de acceso contratados, incluidos los impuestos correspondientes, por parte de un usuario si, una vez vencido el periodo de pago, la deuda no se hubiese abonado y el usuario no hubiera comunicado ninguna discrepancia o, habiéndola presentado, no hubiera depositado una garantía adicional de acuerdo con lo dispuesto en el Contrato marco de acceso.

2. En el caso de incumplimientos de las obligaciones de pago relativas a contratos de acceso a las instalaciones de los servicios localizados, el responsable de la facturación del acceso lo comunicará al gestor técnico del sistema, quien lo notificará al Gestor de Garantías.

3. El Gestor de Garantías procederá a la ejecución de las garantías constituidas junto con la penalización establecida en las Normas de Gestión de Garantías. Las cantidades adeudadas y no pagadas en concepto de peajes y cánones de acceso devengarán intereses de demora a contar desde la fecha en que el pago fuera exigible, hasta la fecha en que efectivamente se realice dicho pago.

Si la ejecución de la garantía no permite el cobro de la totalidad de la cantidad adeudada en concepto de peajes y cánones de acceso el día en que el pago resulte exigible, el Gestor de Garantías retendrá las garantías no asignadas del usuario incluidas en la cuenta de garantías, que podrán emplearse a tal fin. Si aun así estas fueran insuficientes, se minorarán prorrata los derechos de cobro de los responsables de la facturación del acceso que resulten acreedores.

Una vez saldada la deuda, se procederá a la regularización de la misma, abonando la cantidad que resultó impagada más los correspondientes intereses de demora a los acreedores.

4. Si la ejecución de las garantías no permite el cobro de la totalidad de la cantidad adeudada, el Gestor de Garantías lo comunicará al gestor técnico del sistema y a los operadores de las instalaciones, que dejarán en suspenso los servicios de acceso contratados, de modo que el usuario no podrá hacer uso de los mismos.

La suspensión de los servicios de acceso afectará a todos los servicios de acceso contratados por el usuario (suspensión total) siempre que las cantidades adeudadas por el usuario superen los 500.000 euros, sumando las cantidades adeudadas y no cubiertas por las garantías para la contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros regulado. Mientras no se supere esa cantidad, se aplicará una suspensión parcial.

5. La comunicación de la suspensión del servicio al usuario afectado se practicará a través de la plataforma de solicitud y contratación del acceso gestionada por el gestor técnico del sistema.

El gestor técnico del sistema también informará de la suspensión del servicio a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a los operadores de plataformas de comercio y a las entidades de contrapartida central y proveedores de servicios que notifiquen transferencias de GNL o gas.

La suspensión del servicio surtirá efecto desde el momento de la comunicación de la misma al usuario, salvo para los servicios de acceso ya contratados para el día de gas en curso, para los que la suspensión será efectiva a partir del siguiente día de gas.

6. En caso de suspensión parcial de los servicios de acceso contratados por un usuario, el usuario no podrá realizar ninguna contratación adicional de capacidad relacionada con los servicios de acceso que presenten impagos.

7. En caso de suspensión total de los servicios de acceso contratados por un usuario:

i. El usuario no podrá realizar ninguna contratación adicional de capacidad, incluido el servicio de salida del Punto Virtual de Balance a consumidores finales.

ii. El usuario no podrá realizar operaciones de transferencia de titularidad de gas a otros usuarios con fecha igual o posterior a la fecha de suspensión del servicio.

8. Los operadores de las instalaciones informarán de la suspensión al gestor técnico del sistema, al Ministerio para la Transición Ecológica y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Cuando la suspensión afecte a un usuario que tenga contratado el servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, el gestor técnico del sistema informará al titular de la red a la que se conecte la planta de producción de otros gases, que, a su vez, informará al titular de la planta de producción.

9. La suspensión parcial o total de los servicios de acceso no eximirá al usuario del cumplimiento de la totalidad de las obligaciones de pago que se deriven de cada servicio de acceso, conforme a la duración total contratada.

10. La capacidad de aquellos servicios que no se asignan mediante slots cuyo uso esté suspendido, se ofertará con el resto de la capacidad disponible en forma de productos diarios e intradiarios, a lo largo del periodo de suspensión. Esta capacidad se reasignará después de que se haya asignado en su totalidad la capacidad disponible existente previamente y la capacidad liberada mediante renuncia.

11. El impago de peajes por parte de un comercializador podrá determinar el traspaso de sus clientes a un comercializador de último recurso en los términos del artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en cuyo caso la capacidad contratada por este será liberada.

12. Las medidas anteriores se aplicarán sin perjuicio de las sanciones que sean de aplicación de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y su normativa de desarrollo

13. Realizado voluntariamente el pago de las cantidades dejadas de satisfacer indebidamente por el usuario, con los intereses que correspondan, así como las cantidades fijas que se hubieran devengado durante el periodo de suspensión, el operador reanudará inmediatamente la prestación de los servicios contratados, siendo esta reanudación efectiva a partir del siguiente día de gas a la comunicación del restablecimiento.

Artículo 53. *Incumplimiento de los requerimientos de aportación de garantías para la contratación del acceso.*

1. Se consideran los siguientes incumplimientos:

a) Incumplimiento en la aportación de nuevas garantías requeridas. Si ante el requerimiento de nuevas garantías tras una ejecución de las mismas, el sujeto no regulariza su situación en un plazo máximo de diez días hábiles, tendrá lugar la suspensión total de los servicios de acceso contratados por el usuario, siendo de aplicación el apartado 7 del artículo anterior.

b) Incumplimiento en el mantenimiento de los instrumentos de garantías. Se considerará que se ha producido incumplimiento cuando las garantías no cumplan con los requisitos establecidos, o bien cuando el Gestor de Garantías requiera la sustitución de las mismas por otras garantías válidas y llegado el quinto día hábil anterior a la fecha de expiración de las garantías estas no hubiesen sido sustituidas.

En este caso, se ejecutará el importe necesario para cubrir los requerimientos pendientes, si los hubiera, y se aplicará la penalización establecida en la normativa vigente.

2. Los procesos y actuaciones asociados a estos incumplimientos se desarrollarán en las Normas de Gestión de Garantías.

Artículo 54. *Importe de las garantías requeridas para la contratación de capacidad de acceso.*

1. Todo sujeto que desee contratar capacidad en almacenamientos subterráneos básicos, en plantas de regasificación o en el Punto Virtual de Balance, deberá constituir garantías para cada uno de sus contratos en cada instalación.

2. Para los contratos relativos a los servicios individuales de regasificación, almacenamiento de GNL, carga de cisternas que suministran plantas satélite no conectadas a redes de distribución, licuefacción virtual, entrada al Punto Virtual de Balance, entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, almacenamiento en el Punto Virtual de Balance, salida del Punto Virtual de Balance, salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor, almacenamiento de gas natural, inyección y extracción, los usuarios deberán constituir unas garantías equivalentes al valor de aplicar el peaje o canon vigente que corresponda al uso efectivo del total de la capacidad contratada durante:

a) Dos meses para los contratos de duración indefinida, anual o trimestral.

b) El tiempo contratado para los contratos de duración mensual, diaria e intradiaria.

Para determinar el valor de la parte fija y variable del peaje o canon se tendrán en cuenta las capacidades contratadas y se considerará una duración de treinta días para cada mes.

Para el servicio de salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor, en el caso de los subgrupos tarifarios que no requieran obligatoriamente la especificación de la capacidad contratada, para determinar el valor de la parte fija y variable del peaje se considerará el número de clientes de cada sujeto y el consumo medio mensual tipo en cada subgrupo tarifario al que hace referencia el artículo 56.2.

3. Para el servicio de carga de cisternas que suministran plantas satélite conectadas a redes de distribución, los usuarios deberán constituir unas garantías equivalentes al valor de aplicar el peaje o canon vigente a la utilización, durante dos meses, de la capacidad contratada durante el mes anterior al momento de cálculo de la garantía.

4. Para los contratos relativos a los servicios de descarga de buques, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques, los usuarios deberán constituir unas garantías equivalentes al valor de aplicar el peaje o canon vigente que corresponda al uso efectivo de los slots reservados para el mes en curso y los dos meses siguientes.

5. El importe de las garantías requeridas para los servicios agregados será:

a) Para el servicio agregado de descarga de buques, almacenamiento de GNL y carga de GNL de planta a buques, el que se determine en las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de oferta de los productos relativos al servicio.

b) Para el servicio agregado de almacenamiento subterráneo de gas natural, inyección y extracción, la suma del valor resultante de aplicar el término fijo del peaje que corresponda a la capacidad de almacenamiento contratada durante los periodos indicados en el apartado 2 de este artículo, determinados en función de la duración del producto contratado, y del valor resultante de aplicar los peajes de inyección y extracción a la capacidad de almacenamiento contratada.

6. En el caso de que en el procedimiento de adjudicación la capacidad hubiera sido asignada a un precio superior al del peaje o canon correspondiente, se aplicará dicho precio para la determinación de las garantías.

7. Para la determinación de las garantías se considerarán también los coeficientes multiplicadores que resulten de aplicación a los contratos de duración inferior a un año.

8. Cuando tengan lugar cesiones de contratos, las garantías a constituir por el sujeto que adquiere la capacidad se determinarán conforme a la tipología y duración de los productos estándar resultantes de la adquisición de capacidad. Los requerimientos de garantías para el sujeto que cede la capacidad se reducirán en la parte proporcional correspondiente a los días cedidos de su contrato original.

9. En el caso de modificación del valor de los peajes o cánones o cualquier otra circunstancia que dé lugar a una modificación de los requerimientos de garantías, el gestor técnico del sistema procederá a comunicar los nuevos requerimientos de garantías en un plazo de cinco días hábiles desde su entrada en vigor. Los usuarios dispondrán de cinco días hábiles desde dicha comunicación para adecuarse a los nuevos valores.

10. El importe de la garantía a constituir por cualquier usuario será, como mínimo, el que se defina mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adoptada previo trámite de audiencia a los interesados.

11. El gestor técnico del sistema habilitará un simulador que proporcionará a los sujetos un cálculo no vinculante de las garantías requeridas, así como el detalle de los cálculos asociados a las garantías.

Artículo 55. *Constitución y vigencia de garantías para contratación de capacidad de acceso.*

1. Los requerimientos de garantías para los servicios contratados se realizarán en el momento de la contratación de capacidad y su vigencia será hasta treinta días después del último día del mes en que finalice el servicio contratado.

Las garantías deberán constituirse desde el momento de la contratación de la capacidad, salvo para los servicios que no se asignan mediante slots cuya fecha de inicio de los servicios tenga lugar en un plazo superior a seis meses desde el momento de la contratación, en cuyo caso se constituirán seis meses antes de la fecha de inicio de los servicios.

Las garantías serán liberadas una vez se alcance la fecha de su fin de vigencia o, si tuviera lugar antes, a partir de las 24 horas del día siguiente hábil al del cobro efectivo y comprobado, de la totalidad del peaje o canon facturado por el servicio contratado.

2. Los requerimientos de las garantías asociadas a las salidas del Punto Virtual de Balance a un consumidor conectado a una red de distribución, se actualizarán trimestralmente el día 1 de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre. El gestor técnico del sistema publicará en su página web el calendario previsto para las actualizaciones trimestrales.

La vigencia de los requerimientos de estas garantías será la siguiente:

a) Para el primer trimestre del año, las garantías correspondientes a la actualización trimestral del primer periodo, tendrán vigencia para el periodo del 1 de enero hasta el 1 de mayo.

b) Las garantías correspondientes a la actualización trimestral del segundo período del año, tendrán vigencia para el periodo del 1 de abril hasta el 1 de agosto.

c) Las garantías correspondientes a la actualización trimestral del tercer período del año, tendrán vigencia para el periodo del 1 de julio hasta el 1 de noviembre.

d) Las garantías correspondientes a la actualización trimestral del cuarto período del año, tendrán vigencia para el periodo del 1 de octubre hasta el 1 de febrero.

Las vigencias serán comunicadas por el gestor técnico del sistema al Gestor de Garantías.

Las garantías serán liberadas cuando se constituyan las garantías requeridas para el periodo siguiente.

Artículo 56. *Cálculo de los requerimientos de garantías para clientes conectados a redes de distribución.*

1. Las empresas distribuidoras deberán remitir trimestralmente, antes del quinto día hábil del mes anterior al de actualización de las garantías, al gestor técnico del sistema la siguiente información:

a) Sobre los grupos tarifarios que no requieran obligatoriamente la especificación de la capacidad contratada:

– Usuario del PVB.
– Grupo tarifario.
– Número de clientes en cada grupo tarifario del último día del mes anterior al que tenga lugar el envío de la información.

b) Sobre el resto de subgrupos tarifarios:

– Usuario del PVB.
– Grupo tarifario.
– Caudal diario contratado del último día del mes anterior al que tenga lugar el envío de la información, con detalle por usuario y subgrupo tarifario.

Adicionalmente, la empresa distribuidora deberá remitir esta información al gestor técnico del sistema para la actualización de los requerimientos de garantías, cuando los clientes suministrados por un mismo comercializador se reduzcan o aumenten en más del valor que se establezca mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adoptada previo trámite de audiencia a los interesados.

2. Las empresas distribuidoras determinarán y actualizarán conjuntamente los valores de consumo medio mensual tipo de gas natural para cada grupo tarifario, e informarán al gestor técnico del sistema de los mismos.

3. Una vez recibida la información referida en los dos puntos anteriores:

a) El gestor técnico del sistema calculará los requerimientos provisionales de garantías e informará a cada usuario del resultado de los mismos, incluyendo la información remitida por los distribuidores que haya sido empleada en su cálculo.

b) Los usuarios dispondrán de plazo de quince días hábiles para realizar observaciones al gestor técnico del sistema en caso de no conformidad con los requerimientos provisionales. El gestor técnico del sistema y los distribuidores responderán a las observaciones de no conformidad en un plazo máximo de cinco días hábiles.

c) Finalizado el período de observaciones, el gestor técnico del sistema remitirá al Gestor de Garantías los requerimientos definitivos, con un plazo de cumplimiento de cinco días hábiles.

4. El usuario constituirá las garantías de contratación de la salida del Punto Virtual de Balance a un consumidor asociadas al peaje correspondiente, asignándolas en la Cuenta de Garantías para contratación de capacidad.

Artículo 57. *Constitución y vigencia de garantías para la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural.*

1. Los solicitantes de conexión de plantas de producción de otros gases a redes de transporte o distribución podrán pactar con los titulares de redes, libremente y de mutuo acuerdo, las condiciones sobre los pagos de la conexión y las garantías relativas a los

mismos, que serán incluidas en el contrato de conexión. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá, mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, establecer unos requisitos mínimos.

2. En caso de no alcanzar un acuerdo, el contrato de conexión recogerá el compromiso de establecimiento de garantías equivalentes al importe del presupuesto de conexión aceptado y no abonado previamente por parte del titular de la planta de producción, que deberán ser constituidas en un plazo máximo de treinta días hábiles desde la fecha de notificación por parte del titular de las redes de la obtención de la autorización administrativa para la construcción de la conexión.

3. Las garantías referidas en el punto anterior deberán formalizarse a favor del titular de las redes a las que se vayan a conectar, mediante alguno de los instrumentos previstos para la constitución de las garantías de contratación para el acceso. Estas garantías serán liberadas progresivamente, tras el cumplimiento del calendario de pagos recogido en el contrato de conexión, o en caso de renuncia al contrato de conexión, tras el abono de los costes incurridos por el operador de la red de transporte y distribución hasta el momento de comunicación de la renuncia, de conformidad con el artículo 50.2 de esta circular.

Artículo 58. *Solución de conflictos.*

Los conflictos que puedan surgir, en relación con la gestión de las garantías se resolverán de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.1.b) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición adicional primera. *Plataforma telemática de solicitud y contratación de capacidad de acceso.*

La plataforma telemática de solicitud y contratación de capacidad en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros a la que alude el artículo 23 será el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red (SL-ATR).

Disposición adicional segunda. *Cuenta de garantías para operar en el sistema gasista.*

1. Las garantías para la contratación de capacidad de acceso y para la liquidación de desbalances serán administradas de forma conjunta por el Operador del Mercado como Gestor de Garantías, pudiendo a su vez gestionarse junto con otras requeridas para operar en el sistema gasista, siempre que se respeten sus condiciones y características particulares y el carácter finalista de cada una de las garantías, directamente o a través de un tercero. La gestión de las garantías deberá obedecer a una gestión eficiente y eficaz en cuanto a costes y riesgos se refiere, estableciéndose los incentivos necesarios para la consecución de estos objetivos.

2. Los sujetos con derecho de acceso y los sujetos habilitados con cartera de balance en alguna de las áreas de balance por el gestor técnico del sistema dispondrán de una Cuenta de Garantías ante el Gestor de Garantías, donde se prestarán las garantías establecidas para dar cobertura suficiente a sus operaciones. Los agentes determinarán la parte de las garantías asignada a cada finalidad, no pudiendo los potenciales requerimientos de garantías asociadas a una finalidad ser cubiertos por garantías comprometidas a otra, salvo lo dispuesto al efecto en las normas de balance de gas natural.

3. El Gestor de Garantías permitirá a los agentes la asignación de las garantías aportadas y no comprometidas a las distintas finalidades, según sus necesidades.

4. Las garantías responderán de las obligaciones que asuma cada titular de la Cuenta de Garantías, incluidos impuestos vigentes, intereses de demora, penalizaciones y cuotas que fueran exigibles en el momento de pago.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobará mediante resolución adoptada previo trámite de audiencia a los interesados, las Normas de Gestión de Garantías para la contratación del acceso y para la liquidación de desbalances del sistema gasista.

6. En el caso de finalización de las obligaciones de pago en relación con el acceso a las instalaciones y con el desbalance en las áreas de balance del sistema gasista, las garantías serán canceladas una vez satisfechos todos los pagos comprometidos.

Disposición adicional tercera. *Cómputo de plazos.*

Los plazos señalados en la circular se computarán con arreglo a lo dispuesto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, a excepción de lo relativo al «día de gas».

Disposición adicional cuarta. *Procedimientos y adaptaciones a desarrollar por el gestor técnico del sistema en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas.*

El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas, desarrollarán, en un plazo de seis meses desde la entrada en vigor de esta circular:

1. El procedimiento para llevar a cabo la reducción de las capacidades condicionales referido en el artículo 28.3 de esta circular.
2. Las adaptaciones necesarias en la plataforma de solicitud y contratación de capacidad referida en el artículo 23 de esta circular, que permitan la comunicación, por parte de los operadores de redes, de la información necesaria para poder gestionar la contratación del acceso del servicio de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases, y a los sujetos con derecho de acceso la contratación de este.

Disposición transitoria primera. *Servicios agregados ya asignados.*

Los servicios agregados asignados con carácter previo a la entrada en vigor de esta circular podrán seguir prestándose, en las condiciones en que se hubiesen contratado, incluyendo la flexibilidad de su uso, hasta su fecha de finalización.

Disposición transitoria segunda. *Solicitudes de conexión aceptadas o en tramitación.*

1. Las plantas de producción de otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red a la que se conectan y que dispongan, en el momento de entrada en vigor de esta circular, de solicitudes de conexión aceptadas que aún no estén inyectando a la red o que estén en tramitación, tendrán derecho de acceso en las condiciones establecidas en esta circular.
2. Las plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red a la que se conectan y que presenten solicitudes de conexión ya aceptadas o en tramitación en el momento de entrada en vigor de esta circular:

a) Deberán participar en el procedimiento en competencia definido en el artículo 14 para adquirir el derecho de contratación del acceso.
b) Podrán solicitar al gestor técnico del sistema informe en el que se analice el impacto de la conexión en las redes, que deberá ser remitido en un plazo máximo de quince días hábiles.

3. Las plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse que, a fecha de aprobación esta circular, dispongan de solicitudes de conexión aceptadas o en tramitación dispondrán de manera indefinida de la conexión que haya sido contratada. Sin perjuicio de ello, deberán participar en los procedimientos en competencia definidos en el artículo 14, según el apartado anterior.

Disposición transitoria tercera. *Reserva de capacidad de acceso para contratos de corto y largo plazo.*

En tanto no se dicte la resolución prevista en el artículo 36 de la presente circular:

1. Para los servicios de regasificación, entrada al PVB desde planta de regasificación y carga de cisternas, se fija en un 10 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos anuales, en un 5 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos trimestrales, en un 5 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos mensuales y en un 5 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos diarios, que será ofertada para el primer día de cada subasta de productos diarios.

2. Para el servicio de almacenamiento de GNL, se fija en un 10 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos anuales, se fija en un 10 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos trimestrales y mensuales, en un 4 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos diarios que será ofertada en la subasta de productos diarios en la que se oferten todos los días de gas del mes siguiente, para todos los días de gas del mes, y en un 1 % de la capacidad nominal existente la capacidad reservada para su oferta como productos diarios que será ofertada para el primer día de cada subasta de productos diarios.

3. Para el servicio de descarga de buques, se fija en un 10 % de la capacidad nominal existente, la capacidad reservada para su oferta en el procedimiento de asignación de periodicidad mensual.

4. Para el servicio de carga de GNL de planta a buque, se fija en un 10 % de la capacidad nominal existente, la capacidad reservada para su oferta en el procedimiento de asignación de periodicidad mensual para cargas de tamaño igual o inferior al valor que se establezca mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en virtud del artículo 38.2.

5. Para las subastas en las que se ofrezca capacidad para quince años, incluidas las subastas de productos que se contratan mediante slots, se fija en un 50 % de la capacidad nominal existente, la capacidad a ofertar a partir del segundo año de gas ofertado.

6. Para el servicio de almacenamiento subterráneo básico, se fija en 100 GWh la capacidad reservada a ofertar como producto diario individualizado. Asimismo, para los servicios de inyección y extracción, se fija en un 10 % de la capacidad nominal existente, la capacidad reservada para su oferta como productos diarios individualizados.

Disposición transitoria cuarta. *Valor de los parámetros contenidos en la circular.*

En tanto no se dicten las resoluciones previstas en los artículos 38.2, 54.10 y 56.1 de la presente circular:

1. Se fija en 2 el número de veces que podrá ser modificado cada slot contratado y en 135 GWh el valor máximo de la cantidad a cargar contratada para que las solicitudes de cambio puedan realizarse con una antelación mínima de tres días, según lo referido en artículo 38.2.

2. Se fija en 50.000 euros el importe mínimo de la garantía a constituir por los usuarios, de acuerdo con el artículo 54.10.

3. Se fija en un 20 % el valor mínimo del aumento o reducción en el número de clientes suministrados por un mismo comercializador para que se remita la información al gestor técnico del sistema a efectos de la actualización de los requerimientos de garantías, según lo referido en artículo 56.1.

Disposición transitoria quinta. *Pérdida del derecho de uso de la conexión.*

1. Mientras no se dicte la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a la que hace referencia el apartado 3 del artículo 50, el plazo a considerar para la pérdida del derecho de uso de la conexión por falta de uso de la capacidad será de dos años desde la firma del contrato de conexión. Cuando el retraso en el uso de la capacidad sea debido a causas de fuerza mayor o retrasos administrativos, los titulares de estas lo justificarán anticipadamente y de forma adecuada a los operadores de las redes, debiendo el titular de la planta volver a informar cada tres meses de los progresos en la evolución del proyecto, en cuyo caso no se procederá a retirar la capacidad.

2. Para las plantas que dispongan de contrato de conexión a fecha de entrada en vigor de esta circular, el plazo de dos años establecido en el apartado anterior se computará desde dicha fecha de entrada en vigor de la circular.

Disposición transitoria sexta. *Normas de gestión de garantías.*

Hasta la aprobación de las Normas de Gestión de Garantías señaladas en la disposición adicional segunda de esta circular, será de aplicación, con relación a las garantías para la contratación de acceso, lo establecido en la Resolución de 2 de agosto de 2016, de la

Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista.

Disposición transitoria séptima. *Vigencia transitoria de los artículos 30 y 32 de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre.*

1. Hasta la entrada en vigor el 1 de agosto de 2025 del artículo 36 de esta circular, mantendrá su vigencia el artículo 30 de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

2. Hasta la entrada en vigor el 1 de noviembre de 2025 del artículo 38 de esta circular, mantendrá su vigencia el artículo 32 de la citada Circular 8/2019, de 12 de diciembre.

Disposición derogatoria única.

Desde la entrada en vigor de esta circular, queda derogada la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Disposición final única. *Entrada en vigor y eficacia.*

1. La circular entrará en vigor el 1 de julio de 2025, excepto:

– el artículo 36, que entrará en vigor el 1 de agosto de 2025 y
– el artículo 38, que entrará en vigor el 1 de noviembre de 2025.

2. El artículo 14.4 producirá efectos cuando sea aplicable la resolución indicada en el artículo 14.5.

§ 35

Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2006
Última modificación: 17 de octubre de 2014
Referencia: BOE-A-2006-22966

Téngase en cuenta, en relación con los artículos 3, 8, 11 y 12, la disposición adicional segunda y el apartado 2 de los Anexos II, III y IV de esta Orden, que la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en sus Anexos X y XI, establece un nuevo sistema retributivo de las actividades reguladas en este sector Ref. BOE-A-2014-10517, por lo que dichos artículos y disposiciones no se aplican desde el 5 de julio de 2014, fecha de entrada en vigor del Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos, establece en su artículo 60 que la regasificación de gas natural tiene carácter de actividad regulada, teniendo la planificación tanto de las instalaciones integrantes de la red básica de gas natural como de la capacidad de regasificación necesaria para el abastecimiento del sistema carácter obligatorio, según su artículo 4.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en su artículo 15 establece que las actividades reguladas destinadas al suministro de gas natural serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en el citado Real Decreto con cargo a las tarifas, los peajes y cánones.

También establece en el mismo artículo que los sistemas de actualización de las retribuciones se fijarán para períodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo período.

La orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, en desarrollo del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, estableció un sistema para el cálculo de la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Habiendo transcurrido cuatro años desde que se definiera el sistema de cálculo de las retribuciones a la actividad de regasificación, se ha procedido a analizar el sistema actual, llegándose a la conclusión de que procede realizar una adecuación ya que el sistema existente adolece de un grave problema derivado del hecho de que la recuperación de las inversiones sólo queda asegurada si las plantas alcanzan un grado de funcionamiento superior al 75% de su capacidad nominal.

Este factor introduce un grado de incertidumbre que afecta al esfuerzo inversor y que carece de sentido ya que, al tratarse de una actividad planificada, la recuperación de las inversiones debe estar garantizada en su totalidad.

Por tanto, se procede a la revisión del sistema de retribución de las actividades de regasificación en este sentido y, tal como establece el artículo 16.6 del anteriormente citado Real Decreto 949/2001, se establecen los valores concretos de los parámetros para el cálculo de la retribución de los costes fijos y variables correspondientes al año 2007.

El proyecto de esta orden ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1552/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Economía y Hacienda, ha sido informado por la Dirección General de Política Económica. Finalmente el contenido del proyecto ha sido aprobado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en su reunión del día 28 de diciembre de 2006.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos,

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la actualización del régimen retributivo aplicable a las actividades de regasificación.

Artículo 2. *Instalaciones de regasificación incluidas en el régimen retributivo.*

1. Las instalaciones de regasificación sometidas al régimen retributivo comprenden:

a) La obra civil portuaria y terrestre.

b) Los tanques de almacenamiento de GNL integrados en la red básica de gas natural, incluyendo las instalaciones de descarga y de conexión con los vaporizadores.

c) Las instalaciones de vaporización, junto con los gasoductos de conexión con la red de transporte.

d) Cargaderos de cisternas de GNL, en caso de que existan.

2. Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la planta de regasificación todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de regasificación.

4. A efectos del régimen retributivo, no formarán parte de las instalaciones específicas de regasificación las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

[. . .]

Artículo 4. *Reconocimiento de inversiones.*

1. El valor reconocido de la inversión por cada elemento de inmovilizado (VI_i) en cada planta autorizado de forma directa se determinará por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas en el momento de que se disponga del acta de puesta en servicio y se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditado, más el 50 por cierto de la diferencia entre el valor resultante de la aplicación de los valores unitarios fijados en el anexo IV de esta orden y dicho valor real. Si la diferencia fuera negativa, el valor reconocido de la inversión realizada será el que resulte de aplicar los valores unitarios fijados en el citado anexo.

En el caso de nuevas plantas, la valoración a que hace referencia el párrafo anterior se realizará para el conjunto de los elementos de inmovilizado que la componen.

Para el cálculo de los valores de inversión reales, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución. Asimismo se descontarán las subvenciones percibidas de las Administraciones Públicas.

Los valores máximos unitarios aplicables a las instalaciones puestas en servicio en el año 2006, así como sus actualizaciones y revisiones, se establecen en el anexo IV.

En el reconocimiento de la inversión se incluirán también los parámetros necesarios para el cálculo de los valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos incluidos en el anexo II.

2. El valor de inversión resultante de la aplicación de los valores unitarios fijados, se determinará:

a) Para tanques de almacenamiento multiplicando el valor unitario establecido por la capacidad nominal del tanque, entendiéndose como tal el volumen máximo de GNL que puede almacenarse, con el límite de la cifra autorizada.

b) Para las instalaciones de vaporización multiplicando el valor unitario establecido por la capacidad de emisión de la planta sin incluir vaporizadores de reserva. La capacidad de emisión deberá estar recogida en el certificado de explotación comercial y será la emisión media en un período continuado de 100 horas de funcionamiento y, en ningún caso podrá ser superior a la fijada en la autorización de la instalación.

c) Para los cargaderos de cisternas de GNL multiplicando el valor unitario establecido por el número de cargaderos instalados.

d) Para la obra civil portuaria y terrestre se valorará de acuerdo con los resultados de la auditoría hasta el máximo recogido en la presente orden.

3. Se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones para reposición de elementos de inmovilizado que hayan finalizado su vida útil o que sea necesario acometer por razones técnicas. El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

4. Con carácter excepcional, se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares. El reconocimiento de estas inversiones deberá ser aprobado por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

5. En el caso de instalaciones autorizadas mediante procedimiento de concurrencia, la retribución se calculará conforme a las condiciones de adjudicación del concurso.

Artículo 5. *Inclusión de nuevas instalaciones de regasificación en el régimen retributivo.*

1. El titular de una instalación de regasificación podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas la inclusión en el régimen retributivo de una nueva instalación o ampliación de una existente, acompañando a la solicitud de la siguiente documentación:

Características técnicas de la instalación.

Inversión realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste, en cada uno de los siguientes elementos:

Cada uno de los tanques de almacenamiento, que incluirá la obra civil y las instalaciones necesarias para la descarga y conducción de gas natural licuado (GNL) hasta los tanques y de éstos a los vaporizadores, incluidas las instalaciones de seguridad relacionadas con la antorcha.

Instalaciones de vaporización, que incluirán los vaporizadores y todas las instalaciones necesarias entre la entrada del vaporizador y la/s válvula/s de conexión con la red de transporte.

Obra civil portuaria y terrestre, que comprenderá todas las inversiones necesarias para el acondicionamiento de los terrenos, atraques, puerto, emisión y captación de agua, etc., con la excepción de la obra civil necesaria de las instalaciones de regasificación, tanques de almacenamiento y cargaderos de cisternas.

Cargaderos de cisternas de GNL.

Acta de puesta en servicio definitiva expedida por la Administración competente.

Certificado de explotación comercial, que recogerá la capacidad de emisión y la capacidad nominal de los tanques de GNL, expedida por la Administración competente.

Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

2. Con el fin de que los informes de auditoría presenten una información lo más homogénea posible sobre la inversión realizada, incluirán una tabla resumen de auditoría con la información más relevante de cada una de las instalaciones, recogiendo el desglose de las naturalezas de costes (ingeniería, obra civil, materiales y equipos, otras actuaciones)

para los distintos elementos que componen cada tipo de instalación de acuerdo con el formato establecido en el anexo VI de la presente Orden.

3. En el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Gestor Técnico del Sistema Gasista y de la Comisión Nacional de Energía, resolverá expresamente la inclusión de una instalación de regasificación en el régimen retributivo previsto en la presente orden, todo ello sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Una vez recibidos los citados informes, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la oportuna Resolución de inclusión en el régimen retributivo en la que se indicarán la fecha de inclusión de la instalación, las inversiones reconocidas y el valor de la tasa financiera de retribución para toda la vida útil de la instalación.

Asimismo, se indicarán, según proceda, el número de cargaderos de GNL, la capacidad nominal del tanque y la capacidad de emisión recogidos en el certificado de explotación comercial, y todos aquellos otros parámetros necesarios para el cálculo de los valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento incluidos en el anexo II.

Artículo 6. *Retribución provisional de instalaciones.*

1. El titular de una instalación de regasificación podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento de una retribución provisional, que tendrá el carácter de ingreso a cuenta de su retribución definitiva, correspondiente a los costes de explotación fijos y un porcentaje de la retribución de la inversión que no podrá ser superior al 80% de la retribución que le correspondería aplicando los valores de referencia máximos unitarios, calculados de acuerdo con lo establecido en el anexo IV, siempre que se cumplan los siguientes requisitos:

a) Estar en posesión del acta de puesta en servicio definitiva, expedida por la Administración competente para su autorización.

b) Haber sido incluidas expresamente por la empresa solicitante en la previsión de nuevas instalaciones a que hace referencia el artículo 10 de la presente orden.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá indicando expresamente la fecha a partir de la cual se reconoce dicha retribución provisional.

3. A efectos de aplicación en el sistema de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural, del coste acreditado que finalmente se reconozca para la instalación, serán tenidos en cuenta, para minorarlos, en su caso, los importes ya percibidos por el titular en concepto de retribución provisional como ingreso a cuenta.

Artículo 7. *Modificación de instalaciones existentes.*

Las modificaciones de instalaciones existentes sólo serán incluidas en el régimen retributivo cuando supongan un aumento de la capacidad de vaporización, almacenamiento de GNL, carga de cisternas o descarga de buques de esa instalación.

En este caso, el valor reconocido de la inversión será el resultante de aplicar lo establecido en el artículo 4.

[. . .]

Artículo 9. *Facturación y cobro de la retribución.*

La facturación y cobro de la retribución de las actividades reguladas en la presente orden se realizará de conformidad con el procedimiento de liquidaciones establecido en el Capítulo V del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y desarrollado por la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

Artículo 10. *Obligaciones de información de las empresas titulares de instalaciones de regasificación.*

4. A fin de determinar los costes reconocidos a cada instalación y la retribución correspondiente, las empresas titulares de instalaciones de regasificación comunicarán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía, antes de 1 de noviembre de cada año, los datos técnicos y económicos referentes a nuevas instalaciones puestas en servicio, ampliaciones, modificaciones, transmisiones y cierres correspondientes a los últimos doce meses. Con objeto de determinar las tarifas y peajes, deberán asimismo enviar una relación de las instalaciones cuya puesta en servicio esté prevista en los doce meses siguientes indicando los datos anteriores y la fecha prevista de la entrada en servicio.

5. Las empresas titulares de instalaciones de regasificación deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, debidamente auditados, antes del 30 de junio de cada año los estados financieros, las cuentas anuales y el informe de gestión referidos al ejercicio anterior, así como la desagregación de las cuentas anuales por actividades, indicando los criterios utilizados.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de Energía podrán solicitar a las empresas o agrupaciones de empresas cualquier otra información necesaria para poder determinar los peajes, cánones o tarifas, así como para fijar la retribución de las actividades reguladas de cada año.

[. . .]

Disposición adicional primera. *Instalaciones anteriores.*

El valor neto reconocido a los elementos de inmovilizado con retribución reconocida existentes a 31 de diciembre de 2006 se establece en el anexo V.

A partir del 1 de enero de 2007, el valor de la tasa financiera de retribución para las instalaciones puestas en servicio con anterioridad al 1 de enero de 2007 se fija en 7,21 % para toda la vida útil de la instalación.

[. . .]

Disposición adicional tercera. *Rescisión de contratos actualmente en vigor.*

Hasta que transcurran 18 meses desde la entrada en vigor de la presente orden, la rescisión de los contratos de regasificación actualmente en vigor exigirá informe favorable del Gestor Técnico del Sistema, quien podrá denegarlos por razones de garantía de suministro. Dicho informe deberá estar suficientemente justificado y el Gestor Técnico del Sistema remitirá copia del mismo a la Secretaría General de Energía y a la Comisión Nacional de Energía.

Disposición adicional cuarta. *Congestiones y restricciones técnicas.*

Se habilita al Secretario General de Energía a desarrollar un mecanismo de incentivos que minimice las congestiones que se producen en las actividades de regasificación e inyección de gas natural a la red desde las diferentes plantas del sistema gasista.

Disposición adicional quinta. *Valores unitarios de referencia para los costes de operación y mantenimiento.*

En el plazo de 6 meses desde la entrada en vigor de la presente orden, la Comisión Nacional de Energía elaborará una propuesta y un informe que recojan la revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de operación y mantenimiento a que hacen referencia los anexos II y III.

A tal efecto, se habilita a la Comisión Nacional de Energía para recabar de las empresas implicadas la información necesaria para el cumplimiento de este mandato.

Disposición adicional sexta. *Revisión de los costes unitarios de operación y mantenimiento.*

La primera revisión de los costes unitarios de operación y mantenimiento fijos y variables establecidos en los anexos II y III se realizará antes de que transcurra 1 año desde la entrada en vigor de la presente orden.

Disposición adicional séptima. *Retribuciones provisionales.*

La Comisión Nacional de Energía procederá a calcular la retribución provisional correspondiente al año 2007 de las instalaciones de regasificación puestas en servicio que no dispongan de la resolución de reconocimiento definitiva y dispongan de la resolución de reconocimiento de retribución provisional.

Las empresas titulares de las instalaciones anteriores podrán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas el reconocimiento de la ampliación de la retribución provisional hasta el máximo expresado en el artículo 6.° de la presente orden.

Disposición final primera. *Aplicación de la orden.*

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la presente orden.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2007.

ANEXO I

Vida útil de las instalaciones de regasificación, por elementos de inmovilizado

	Años
Obra civil portuaria y terrestre	50
Tanques de almacenamiento	20
Instalaciones de regasificación	10
Cargaderos de cisternas	20

ANEXO II

Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos de las instalaciones de regasificación, por elemento de inmovilizado.

1. Valores unitarios para el año 2007.

Tanques de almacenamiento (€)	1.538.950 + 12,642103 * V (Donde V = Capacidad del tanque expresada en m³)
Instalaciones de Regasificación (€/m³/h capacidad de emisión	4,73
Cargaderos de cisternas de GNL (€/unidad)	39.944
Obra civil portuaria y terrestre (€/planta)	1.168.369

2. Actualización y revisión.

Los valores unitarios definidos en el apartado anterior se actualizarán cada año según el siguiente índice de actualización (IA):

$$IA = 0,2*(IPRI-x) + 0,8*(IPC-y)$$

Donde,

IPRI: variación anual del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

IPC: variación anual del índice de precios al consumo.

x: 50 puntos básicos.
y: 100 puntos básicos.

Para el cálculo de la variación de los índices de precios en el año «n», se tomará como valor la última variación interanual disponible cuando se efectúe el cálculo.

La revisión de los valores unitarios se efectuará cada 4 años.

3. Los valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento fijos, $COMF_{i2006}$, aplicables durante el año 2006 a las instalaciones de regasificación puestas en marcha durante dicho año se calcularán de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$COMF_{i2006} = COMF_{i2007} /(1+IA_{2007})$$

Siendo:

$COMF_{i2007}$ el valor publicado en el apartado 1 del presente anexo.

IA_{2007} el índice de actualización (IA) establecido en el apartado anterior.

ANEXO III

Valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento variables de las instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa.

1. Valores unitarios para el año 2007.

Coste por kWh regasificado (€/kWh)	0,000146
Coste variable por kWh cargado en cisternas (€/kWh)	0,000175
Coste por trasvases/puestas en frío (€/kWh)	0,000175

2. Actualización y revisión.

Los valores unitarios definidos en el apartado anterior se actualizarán cada año según el siguiente índice c actualización:

$$IA = 0,8*(ICE-x) + 0,2*(IPRI-y)$$

Donde:

ICE: variación anual de un índice representativo del coste de la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica para este tipo de consumidores.

IPRI: variación anual del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo.

x: 50 puntos básicos.
y: 50 puntos básicos.

Para el cálculo de la variación del IPRI, se tomará como valor la última variación interanual disponible cuando se efectúe el cálculo.

La revisión de los valores unitarios se efectuará cada 4 años.

3. Los valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento variables, $COMV_{i2006}$, aplicables durante el año 2006 a las instalaciones de regasificación puestas en marcha durante dicho año se calcularán de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$COMV_{i2006} = COMV_{i2007} /(1+IA_{2007})$$

Siendo:

$COMV_{i2007}$ el valor publicado en el apartado 1 del presente anexo.

IA_{2007} el índice de actualización (IA) establecido en el apartado anterior.

ANEXO IV

Valores unitarios de referencia para las nuevas inversiones en instalaciones de regasificación autorizadas de forma directa, por elemento de inmovilizado.

1. Valores unitarios máximos para instalaciones puestas en servicio en el año 2006.

Tanques de almacenamiento (€/m³)	669,38
Instalaciones de regasificación (€/m³/h capacidad de emisión)	132,44
Cargaderos de cisternas (€/unidad)	3.000.303
Obra civil y portuaria (€/planta) (valor de la inversión realizada hasta el máximo de:)	50.580.205

2. Actualización y revisión.

Los valores unitarios de referencia definidos en el apartado anterior se actualizarán cada año con la variación anual del índice de precios industriales correspondiente a la clasificación por destino económico de los componentes de bienes de equipo, menos 50 puntos básicos.

Para el cálculo de la variación del índice de precios en el año «n», se tomará como valor la última variación interanual disponible cuando se efectúe el cálculo.

La revisión de los valores unitarios se efectuará cada 4 años.

ANEXO V

Reconocimiento de los valores netos de inversión de los elementos de inmovilizado existentes a 31 de diciembre de 2006

Elemento de inmovilizado	Fecha puesta en marcha	Valor reconocido de la inversión (VI_i)	Valor neto de inversión	Coste de extensión de la vida útil (COEV)
Planta de Barcelona:				
Tanque 1 (40.000 m³)	1.969	6.939.179		185.987
Tanque 2 (40.000 m³)	1.969	6.939.179		185.987
Tanque 3 (80.000 m³)	1.975	13.878.359		371.975
Tanque 4 (80.000 m³)	1.981	13.878.359		371.975
Vaporización 1 (300.000 m³/h)	1.981	23.259.019		1.246.800
Vaporización 2 (300.000 m³/h)	1.996	23.259.019		1.246.800
Vaporización 3 (300.000 m³/h)	2.001	59.056.290	29.528.145	–
Vaporización (300.000 m³/h)	19-11-02	59.417.400	34.950.454	–
Cargadero 1	1.980	1.435.389		61.555
Cargadero 2	1.980	1.435.389		61.555
Cargadero 3	2.000	1.353.207	703.668	–
Obra civil portuaria y terrestre	1.969	20.634.724	5.365.028	–
Planta de Cartagena:				
Tanque 1 (55.000 m³)	1.989	10.600.484	1.590.073	–
Tanque 2 (105.000 m³)	28-03-02	55.416.275	42.215.055	–
Vaporización 1 (150.000 m³/h)	1.997	14.096.702	1.409.670	–
Vaporización 2 (150.000 m³/h)	2.001	29.528.145	14.764.073	–
Vaporización 3 (150.000 m³/h)	02-11-00	20.708.700	7.943.993	–
Cargadero 1	1.989	723.291		31.018
Cargadero 2	1.999	804.311	353.897	–
Cargadero 3	1.999	804.311	353.897	–
Obra civil portuaria y terrestre	1.989	12.780.871	8.435.375	–
Obra civil portuaria y terrestre	2.000	9.729.214	8.561.708	–
Planta de Huelva:				
Tanque 1 (60.000 m³)	1.989	18.982.996	2.847.449	–
Tanque 2 (100.000 m³)	1.993	31.638.327	11.073.414	–
Vaporización 1 (150.000 m³/h)	1.989	21.334.833		1.143.654
Vaporización 2 (300.000 m³/h)	1.993	43.079.951		2.309.301
Cargadero 1	1.989	1.391.048		59.654
Cargadero 2	1.997	1.378.119	385.873	–
Cargadero 3	2.000	1.529.622	795.404	–
Obra civil portuaria y terrestre	1.989	24.721.212	16.316.000	–
Obra civil portuaria y terrestre	1.996	30.214.814	24.171.851	–
Planta de Bilbao:				
Tanque (150.000 m³)	5-dic-2003	75.582.578	63.965.639	–
Tanque (150.000 m³)	5-dic-2003	75.582.578	63.965.639	–
Vaporizador (800.000 m³/h)	5-dic-2003	151.274.901	104.773.411	–
ERM G-2500	5-dic-2003	465.243	417.572	–
Cargadero	5-dic-2003	1.555.398	1.316.336	–
Obra civil portuaria y terrestre	5-dic-2003	46.661.942	43.793.191	–

ANEXO VI

Tabla Resumen de Auditoría de las naturalezas de costes de la Instalación

AUDITORÍA - DESGLOSE DE COSTES EN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN							
			Importe (€)				
COSTES IMPUTABLES DIRECTAMENTE			Ingeniería	Obra civil	Materiales y equipo	Otras actuaciones	Total
PARTIDAS NO IMPUTABLES DIRECTAMENTE			Importe (€)				
			Ingeniería	Obra civil	Materiales y equipo	Otras Actuaciones	Total
TANQUES DE ALMACENAMIENTO	INSTALACIONES DE DESCARGA	Brazos de descarga Torres monitoras Escalera acceso barcos (hidráulico) Soplante retorno vapores Defensas Ganchos escape Cromatógrafo Balsas de derrame de GNL Recipientes drenaje brazos Puente jetty Pasarelas de conexión a la plataforma Sistema de atraque Equipamiento del muelle Monitorización tensión de amarras Sistema de tuberías desde la descarga hasta los tanques **TOTAL**					
	ALMACENAMIENTO DE GNL	Tanques Bombas primarias Balsas de derrame de GNL Cimentaciones Sistema de tuberías desde tanques hasta vaporizadores **TOTAL**					
	TRATAMIENTO / RECUPERACIÓN BOIL-OFF	Compresor Boil-Off Relicuador Balsas de derrame de GNL Antorcha/venteo **TOTAL**					
	VAPORIZADORES DE AGUA DE MAR	Bomba secundaria GNL					
INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN	VAPORIZADORES DE AGUA DE MAR	Vaporizador de agua de mar Sistema de calentamiento de gas natural Balsas de derrame de GNL Sistema de tuberías desde los vaporizadores hasta la estación de medida y odorización Sistema de alimentación/retorno agua de mar (bombeo + tuberías) Instalaciones subterráneas **TOTAL**					
	VAPORIZADORES DE COMBUSTIÓN SUMERGIDA	Vaporizador de combustión sumergida Balsas de derrame de GNL **TOTAL**					
	MEDIDA Y ODORIZACIÓN	Estación de medida Sistemas de odorización **TOTAL**					
CARGADEROS DE CISTERNAS	CARGADEROS DE CISTERNAS	Bomba GNL Sistema de tuberías hasta los cargaderos Báscula Equipo del cargadero Balsas de derrame de GN **TOTAL** L					
OBRA CIVIL PORTUARIA Y TERRESTRE	OBRA CIVIL	Infraestructura marítima (duques de alba, cabeza de muelle/plataforma de carga, plataforma de acceso) Infraestructura terrestre Edificios Adecuación de terrenos Emisario (obra civil + tubería) **TOTAL**					
	VAPORIZADOTES DE AGUA DE MAR	Cajón de captación					

AUDITORÍA - DESGLOSE DE COSTES EN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN							
			Importe (€)				
COSTES IMPUTABLES DIRECTAMENTE			Ingeniería	Obra civil	Materiales y equipo	Otras actuaciones	Total
PARTIDAS NO IMPUTABLES DIRECTAMENTE			Importe (€)				
			Ingeniería	Obra civil	Materiales y equipo	Otras Actuaciones	Total
COSTES NO IMPUTABLES DIRECTAMENTE	INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL	Instrumentación/electricidad/servicios auxiliares Sistema de DCI Sistema de control distribuido (SDC) Sistema de seguridad de procesos (SSD) Sistema de seguridad activa (SSA) Sistema de seguridad patrimonial **TOTAL**					
	OTROS	Sistema general de alimentación eléctrica Instalaciones temporales Permisos y licencias Seguros Costes medioambientales **TOTAL**					
	TREI	Trabajo realizado por la empresa para el inmovilizado					
	INTERCALARIOS	Gastos financieros activados					

§ 36

Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 55, de 4 de marzo de 2008
Última modificación: 17 de octubre de 2014
Referencia: BOE-A-2008-4144

Téngase en cuenta, en relación con el artículo 3 y las disposiciones adicionales primera y cuarta de este Real Decreto, que la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en sus Anexos X y XI, establece un nuevo sistema retributivo de las actividades reguladas en este sector Ref. BOE-A-2014-10517, por lo que dicho

artículo y disposiciones no se aplican desde el 5 de julio de 2014, fecha de entrada en vigor del Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

El artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en la redacción dada por la Ley 12/2007, de 3 de julio, que la modifica con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece los criterios para determinación de peajes y cánones con cargo a los cuales son retribuidas las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos por canalización. Dicho precepto prevé que el sistema para la determinación de los peajes y cánones se fijará para períodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo período.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y establece un sistema económico integrado del sector del gas natural, determina en su artículo 15, los criterios generales, el sistema de actualización y revisión de las retribuciones del sistema gasista.

La Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, han tenido por objeto la actualización del régimen retributivo aplicable a estas actividades, habiendo transcurrido cuatro años desde que se definiera el sistema de cálculo de sus retribuciones. La complejidad del sistema económico del sector del gas no permitió la simultánea modificación del sistema de retribución de la actividad de transporte.

Mediante el presente real decreto se procede a la adaptación de la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006, reforzando además la convergencia con el sistema retributivo del transporte eléctrico y con los sistemas retributivos existentes, para estas actividades reguladas, en los Estados europeos de nuestro entorno.

El nuevo sistema de retribución del transporte de gas natural será de aplicación a las inversiones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 y se calculará mediante una fórmula similar a las ya existentes para las actividades de regasificación y almacenamiento subterráneo.

La adaptación y homogeneización del marco retributivo que se aprueba resulta de la necesidad de acometer en los próximos diez años fuertes inversiones en instalaciones de transporte, para el nuevo período objeto de planificación que abarca desde 2008 a 2016. Este marco retributivo aporta las condiciones de estabilidad y ausencia de incertidumbre que la captación eficiente de recursos financieros requiere.

Los elementos básicos de la adaptación del marco retributivo, en continuidad a la adaptación iniciada en 2006, son:

a) Tasas de retribución que tienden a homogenizarse entre actividades y que resultan coherentes con los objetivos de rentabilidad y riesgo de las mismas.

b) Bases de activos valoradas, en cada retribución anual, por sus valores netos actualizados.

c) Incentivos a la eficiencia, como principio de buena regulación.

d) Mandato expreso a la Comisión Nacional de Energía para que elabore durante 2008 una propuesta de revisión de los estándares de inversión y de los estándares de operación y mantenimiento, en transporte. La revisión de estos parámetros permite garantizar las rentabilidades objetivo establecidas en la regulación.

En definitiva, para competir adecuadamente en la captación de recursos y obtener las rentabilidades buscadas, el marco retributivo que define el presente real decreto, fundamentado en un modelo de regulación por incentivos y basado en costes, se adapta a las prácticas habituales de regulación y a los niveles de rentabilidad de actividades similares en el entorno de la Unión Europea.

El texto de este real decreto ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, así como de informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros, en su reunión del día 29 de febrero de 2008.

DISPONGO:

Artículo 1. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento del régimen retributivo aplicable a las nuevas instalaciones de transporte de gas natural, enumeradas en el artículo 2, con acta de puesta en servicio desde el 1 de enero de 2008.

2. Este marco retributivo se revisará cada cuatro años.

Artículo 2. *Instalaciones de transporte incluidas en el régimen retributivo.*

1. El régimen retributivo definido en el presente real decreto se aplicará a las siguientes instalaciones planificadas y autorizadas:

a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural cuya presión máxima de diseño, incluida en la autorización de la instalación, sea igual o superior a 60 bares.

b) Los gasoductos de transporte secundario cuya presión máxima de diseño, incluida en la autorización de la instalación, sea inferior a 60 bares y superior a 16 bares.

c) Los gasoductos de conexión internacional, entendiendo como tales los comprendidos en el territorio nacional que conectan la red nacional con las redes de gasoductos de otros países o con yacimientos o almacenamientos existentes en el exterior.

d) Los gasoductos de conexión de los yacimientos y almacenamientos subterráneos con el sistema gasista.

e) Las estaciones de compresión conectadas a los gasoductos de transporte, a los de conexión internacional y a los de conexión con yacimientos y almacenamientos subterráneos.

f) Las estaciones de regulación y medida conectadas a los gasoductos con entrada a presión superior a 16 bares.

g) Aquellas otras instalaciones necesarias para la operación de las instalaciones anteriores.

2. Asimismo, están incluidos en el régimen retributivo todos aquellos centros de mantenimiento, operación y comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones, instalaciones de odorización, instalaciones de conexión y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de transporte.

3. No están incluidos en el régimen retributivo:

a) Las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

b) Modificaciones o variantes a petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.).

c) Cualquier otra inversión que no suponga un incremento de la capacidad de transporte.

4. En el caso de instalaciones autorizadas de forma directa, el órgano competente, previo informe del Gestor Técnico del Sistema Gasista y de la Comisión Nacional de Energía, resolverá expresamente la inclusión de una instalación de transporte de gas en el régimen retributivo establecido en el presente real decreto, todo ello sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

[. . .]

Artículo 4. *Reconocimiento de inversiones.*

1. El valor reconocido definitivo de la inversión del elemento de inmovilizado (VIi), en cada instalación autorizada de forma directa, cuando éste resulte de aplicar los valores unitarios de referencia que el gobierno determine reglamentariamente, se fijará por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Dicho valor se calculará como la suma del valor real de la inversión realizada, debidamente auditado, más el 50 por ciento de la diferencia entre el resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia y dicho valor real. Este cálculo se realizará tanto si la diferencia es positiva como si es negativa. Además, en caso de resultar una diferencia negativa, se deberá aportar una auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios por sus especiales características y/o problemáticas.

Los valores unitarios de referencia se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos del coste de las infraestructuras cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema gasista nacional. Dichos valores serán únicos para todo el territorio nacional.

Para el cálculo de los valores de inversión reales, se descontarán aquellos impuestos indirectos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución. Asimismo se descontarán las subvenciones percibidas de las Administraciones públicas y, en su caso, las instalaciones financiadas y cedidas por terceros.

De lo previsto en el párrafo anterior, se descontará el 90 por ciento del importe percibido de las subvenciones provenientes de organismos de la Unión Europea.

En la aprobación del proyecto de ejecución se especificarán los parámetros necesarios para el cálculo de los valores unitarios de referencia de los costes de inversión y de los costes de operación y mantenimiento fijos.

2. Con carácter excepcional, se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de inversiones singulares con características técnicas especiales. A efectos de calcular el valor reconocido de la inversión, no se tendrán en cuenta los valores unitarios de referencia sino el valor auditado.

Se entenderá por inversiones singulares aquellas que se lleven a cabo en infraestructuras de transporte cuya presión de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas difieran y superen los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como ocurre con los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas. Con carácter general no se considerarán instalaciones singulares aquellas cuyo coste sea superior al que resulta de aplicar los valores unitarios de referencia debido a que los trazados por los que discurran o las ubicaciones de las mismas supongan un coste superior al de referencia.

Tampoco tendrán carácter singular aquellos costes que hayan sido considerados para el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión o de operación y mantenimiento.

El carácter singular de la inversión será aprobado, antes de que se realice la adjudicación, por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio previo informe de la Comisión Nacional de Energía. A estos efectos, el promotor deberá detallar y justificar la singularidad de la inversión, aportando al mismo tiempo una estimación de costes de operación y mantenimiento para la infraestructura en cuestión. Anualmente, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio elevará a la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos un informe en el que se detallen los proyectos que hubieran sido adjudicados como inversiones singulares, incluyendo su alcance, su coste en relación al que hubiera

resultado de la aplicación de los valores estándares de referencia, el procedimiento de adjudicación y su relevancia en relación al conjunto de proyectos adjudicados.

3. En el caso de instalaciones autorizadas mediante procedimiento de concurrencia, la inversión reconocida se calculará conforme a las condiciones de adjudicación del concurso.

Artículo 5. *Inclusión de nuevas instalaciones de transporte en el régimen retributivo.*

1. El titular de una instalación de transporte deberá solicitar, a la Dirección General de Política Energética y Minas, la inclusión definitiva en el régimen retributivo de una nueva instalación o la modificación de la retribución de una instalación existente, cuya capacidad hubiera sido ampliada para lo que se requerirá:

a) Autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y acta de puesta en servicio definitiva.

b) Valor de inversión real realizada, debidamente auditada, desglosada por conceptos de coste y detallando, para cada gasoducto, estación de compresión y estación de regulación y medida, las características técnicas relevantes para el cálculo de la retribución.

c) Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

d) Declaración de instalaciones cedidas y financiadas total o parcialmente por terceros.

2. Con el fin de que los informes de auditoría presenten una información lo más homogénea posible sobre la inversión realizada, incluirán una tabla resumen de auditoría con la información más relevante de cada una de las instalaciones, recogiendo el desglose de las naturalezas de costes (ingeniería, obra civil, materiales y equipos, terrenos, costes financieros, otras actuaciones) para los distintos elementos que componen cada tipo de instalación, de acuerdo con el formato establecido en el anexo II del presente real decreto.

3. En el caso de las inversiones singulares, su reconocimiento deberá ser aprobado por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 6. *Cómputo y cobro de la retribución.*

1. La retribución por costes de inversión será fijada con efectos desde el 1 de enero del año posterior al de la puesta en servicio de la instalación.

2. La retribución por costes de operación y mantenimiento será fijada con efectos desde el primer día del mes posterior a la puesta en servicio de la instalación. Para el año de puesta en servicio, estos costes se calcularán prorrateando el número de meses completos durante los cuales el elemento de inmovilizado «i» haya estado en servicio.

3. A efectos de determinar la retribución a cuenta a pagar desde el uno de enero del año posterior a la puesta en servicio, los titulares remitirán, antes del 15 de septiembre del año de puesta en servicio, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, una memoria que incluya un listado de instalaciones, diferenciando entre las que han obtenido acta de puesta en servicio y las previstas para dicho año, la retribución prevista, aplicando los valores unitarios en vigor, cuando sean de aplicación, así como la retribución por operación y mantenimiento que correspondiera hasta el final de ese mismo año.

Dicha retribución a cuenta será fijada por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

4. Antes del 1 de junio del segundo año posterior al del acta de puesta en servicio, los titulares deberán presentar una memoria que incluya el conjunto de auditorías de las instalaciones de dicho año. En caso contrario, la retribución a cuenta por coste de inversión, del elemento de inmovilizado correspondiente, se reducirá en un 50 por ciento a partir del uno de enero del año siguiente.

5. Una vez aprobada la resolución definitiva de reconocimiento de inversión por la Dirección General de Política Energética y Minas, la Comisión Nacional de Energía, en la liquidación inmediatamente posterior a la fecha de la aprobación, liquidará las diferencias entre las retribuciones a cuenta y definitiva, desde la fecha en que se devengaron. Asimismo incorporará la retribución definitiva en las liquidaciones correspondientes a partir de dicha fecha.

6. Los pagos a cuenta y los pagos por retribución definitiva serán liquidados por la Comisión Nacional de Energía. Los pagos correspondientes al año de la liquidación en curso se ingresarán a lo largo del año, de conformidad con lo establecido en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas, aplicando los porcentajes que se recogen en el anexo III de este real decreto.

[. . .]

Disposición adicional segunda. *Mandatos a la Comisión Nacional de Energía.*

1. En el plazo de nueve meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte que serán aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

En la revisión de los costes unitarios de inversión y operación y mantenimiento se tendrán en cuenta todos los costes que sea necesario realizar para garantizar el correcto funcionamiento de las infraestructuras y del sistema. La Comisión Nacional de Energía detallará explícitamente todos aquellos costes que hayan sido tenidos en cuenta en el cálculo de los valores unitarios de referencia.

2. Antes del 15 de noviembre de cada año la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio las retribuciones del año siguiente, correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución, desglosadas por compañía y concepto retributivo, a efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso.

3. En el plazo de nueve meses, la Comisión Nacional de Energía deberá presentar una propuesta de incentivo retributivo al Gestor Técnico del Sistema, al objeto de promover la eficiencia en la gestión de todo el sistema gasista.

Disposición adicional tercera. *Obligaciones de información.*

1. Con objeto de realizar el cálculo de las retribuciones de las actividades reguladas, todas las empresas o agrupaciones de empresas sometidas al proceso de liquidaciones deberán remitir al Gestor Técnico de Sistema y a la Comisión Nacional de Energía, antes del día 1 de octubre de cada año, los datos relativos a la previsión de demanda de cierre del ejercicio así como las del año siguiente, especificando, entre otros, el consumo y número de consumidores suministrados, la capacidad contratada, las ventas y consumidores incorporados, todo ello por nivel de presión, tipo de suministro y rango de volumen, desagregando el suministro de último recurso.

El Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía, antes del día 1 de noviembre de cada año, los datos de demanda recibidos de las empresas debidamente integrados para el conjunto del sector.

2. Las empresas transportistas deberán comunicar a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas aquellas instalaciones que sean objeto de transmisión o causen baja, a efectos de su consideración en el régimen retributivo. El incumplimiento de esta obligación tendrá la consideración de infracción de acuerdo con lo previsto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

La Comisión Nacional de Energía inspeccionará las instalaciones en servicio, a efectos de lo previsto en el párrafo anterior.

3. Las empresas titulares de instalaciones de transporte deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, debidamente auditados, antes del 30 de junio de cada año, las cuentas anuales, que incluirán información separada por actividades, indicando los criterios utilizados, y el informe de gestión, referidos al ejercicio anterior.

4. Igualmente, antes del 1 de noviembre de cada año, deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía el inventario

debidamente actualizado con altas, bajas y previsiones de las instalaciones que vayan a entrar en servicio en ese año.

5. Asimismo las empresas transportistas deberán llevar una contabilidad individualizada para todas aquellas instalaciones que sean objeto de reconocimiento expreso de retribución.

6. Las empresas o agrupaciones de empresas transportistas estarán obligados a aportar información en las condiciones que se determine con la finalidad de establecer los parámetros que se definen en este real decreto y permitir la adecuada supervisión y control de su actividad por parte de las autoridades regulatorias.

7. La Comisión Nacional de Energía será responsable del desarrollo de la información regulatoria de costes y la relativa a instalaciones de transporte inventariadas. Se habilita a la Comisión Nacional de Energía para dictar las circulares, que se publicarán en el «Boletín Oficial del Estado», necesarias con el fin de obtener esta información.

[. . .]

Disposición transitoria única. *Instalaciones de transporte anteriores al 1 de julio de 2008.*

Sin perjuicio de lo establecido en los artículos 3 y 6 de este real decreto, la retribución por concepto de costes de inversión de las instalaciones con acta de puesta en servicio entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de junio de 2008 se calculará, durante los dos primeros años, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$CI_{i\ 2008} = A_{i\ 2009} + RF_{i\ 2009}$$

$$CI_{i\ 2009} = 0$$

Donde las variables utilizadas son las definidas en el artículo 3 del presente real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Carácter básico.*

El presente real decreto tiene carácter básico de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución.

Disposición final segunda. *Facultades normativas.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar, en el ámbito de sus competencias, las disposiciones que resulten necesarias para asegurar la adecuada aplicación y desarrollo de este real decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Vida útil de las instalaciones de transporte, por elementos de inmovilizado

	Años
Gasoductos	40
Estaciones de compresión	20
Instalaciones de regulación y medida	30

ANEXO II

Tabla resumen de auditoría

TABLA RESUMEN DE AUDITORÍA DE COSTES DE INSTALACIONES DE TRANSPORTE
PROPUESTA CNE

MODELO PARA GASODUCTOS

IDENTIFICACIÓN DEL GASODUCTO

Fecha de Autorización Administrativa

DATOS TÉCNICOS

Características	P Diseño (bar)	Tipo de Línea (*)	D (")	Longitud (km)	Espesor Mín-Máx (mm)	Tipo de material	Provincia	Fecha de puesta en marcha
(Tramo de Gasoducto (1))								
(Tramo de Gasoducto (...))								
(Tramo de Gasoducto (n))								

(*) LP: línea principal RA: ramal

	Identificación	PK	Municipio	Provincia
(Posición de Gasoducto (1))				
(Posición de Gasoducto(...))				
(Posición de Gasoducto ((n))				

DATOS ECONÓMICOS

	Coste (euros)
Ingeniería	
Construcción (incluye mano de obra)	
Supervisión	
Tramitación (Permisos / terrenos / expropiaciones / tasas)	
Materiales:	
Tubería	
Resto	
Equipos	
Costes financieros	
Costes internos activados	
Subvenciones	
Unión Europea	
Estatales	
CC.AA.	
Otras	
Inspecciones	
Instalaciones financiadas por terceros	
Otros	
TOTAL	

MODELO PARA ESTACIONES DE REGULACIÓN Y/O MEDIDA

IDENTIFICACIÓN DE LA ERM

Fecha de Autorización Administrativa

DATOS TÉCNICOS

Características	Tipo (G)	ERM/ EM	P entrada (bar)	P salida (bar)	Caudal $m^3(n)/h$	Provincia	Fecha de puesta en marcha
(Denominación ERM / EM)							

Nº Líneas Operativas	
Nº Líneas Reserva	

	Identificación	PK	Municipio	Provincia
(Posición de Gasoducto)				

	m^2
Superficie Total del Terreno	

DATOS ECONÓMICOS

	Coste (euros)
Ingeniería	
Construcción (incluye mano de obra)	
Supervisión	
Tramitación (Permisos / terrenos / expropiaciones / tasas)	
Materiales:	
Tubería	
Resto	
Equipos	
Equipamiento Telemático	
Sistema de Calentamiento	
Edificios	
Otros	
Costes financieros	
Costes internos activados	
Subvenciones	
Unión Europea	
Estatales	
CC.AA.	
Otras	
Inspecciones	
Instalaciones financiadas por terceros	
Otros	
TOTAL	

MODELO PARA ESTACIONES DE COMPRESIÓN

IDENTIFICACIÓN DE LA EC

Fecha de Autorización Administrativa

DATOS TÉCNICOS

Características	Tipo de Equipo (*)	Potencia unitaria ISO (kW)	Caudal Unititario. m3(n)/h	Provincia	Fecha de puesta en marcha
(Turbocompresor (1))					
(Turbocompresor (...))					
(Turbocompresor (n))					

(*) OP: Operación RE: Reserva

	Presión de Aspiración	Potencia Total ISO (kW)	Caudal Total m3(n)/h	Presión de Emisión
Configuración Serie				
Configuración Paralelo				

	Identificación	PK	Municipio	Provincia
(Posición de Gasoducto)				

	m^2
Superficie Total del Terreno	

DATOS ECONÓMICOS

	Coste (euros)
Ingeniería	
Construcción (incluye mano de obra)	
Supervisión	
Tramitación (Permisos / terrenos / expropiaciones / tasas)	
Materiales:	
Tubería	
Resto	
Equipos	
Turbocompresores	
Aerorefrigeradores o equivalente	
ERM	
Edificios	
Otros	
Costes financieros	
Costes internos activados	
Subvenciones	
Unión Europea	
Estatales	
CC.AA.	
Otras	
Inspecciones	
Instalaciones financiadas por terceros	
Otros	
TOTAL	

MODELO PARA OTRAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE

IDENTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

Fecha de Autorización Administrativa

DATOS TÉCNICOS

Características técnicas de la instalación

DATOS ECONÓMICOS

	Coste (euros)
Ingeniería	
Construcción (incluye mano de obra)	
Supervisión	
Tramitación (Permisos / terrenos / expropiaciones / tasas)	
Materiales:	
...	
Otros	
Equipos	
...	
Otros	
Costes financieros	
Costes internos activados	
Subvenciones	
Unión Europea	
Estatales	
CC.AA.	
Otras	
Inspecciones	
Instalaciones financiadas por terceros	
Otros	
TOTAL	

ANEXO III

Porcentajes a aplicar por la Comisión Nacional de la Energía para la realización de los pagos de la retribución del transporte

Liquidación	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Porcentaje	16.7	16.6	16.7	8.3	8.4	8.3	8.4	8.3	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Estos porcentajes podrán ser modificados por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio.

§ 37

Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 101, de 27 de abril de 2012
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2012-5590

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece en su artículo 92 que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros, estableciendo los valores concretos de dichos peajes o un sistema de determinación y actualización automática de los mismos.

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural determina en su artículo 25.1 que «para los peajes y cánones, se establecerán los valores concretos o un sistema de determinación de los mismos y se modificarán anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen».

En cumplimiento de lo dispuesto en los mencionados preceptos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, el Ministro de Industria, Energía y Turismo dictó la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas a partir del 1 de enero de 2012.

Como se mencionó en la memoria de la orden citada, la elaboración de los peajes y cánones en ella incluidos no tuvo en consideración déficit de ingresos alguno para el año 2011, al considerar el carácter provisional de la cifra proporcionada por la Comisión Nacional de Energía.

Sin embargo, a la vista del «Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 12/2011 de las actividades reguladas del sector del gas y verificaciones practicadas (periodo de liquidación: del 1 de enero al 31 de diciembre de 2011)» de 9 de febrero de 2012 elaborado por la Dirección de Inspección, Liquidaciones y Compensaciones de la Comisión Nacional de Energía, se ratifica la certeza de dicha circunstancia y se considera procedente modificar el importe de los peajes y cánones establecidos en la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, al objeto de asegurar la viabilidad financiera del sistema gasista.

La presente orden incluye además una serie de medidas complementarias para incrementar la recaudación por peajes y cánones al objeto de garantizar el equilibrio financiero del sistema gasista.

En este sentido, se procede a iniciar un proceso de convergencia del peaje transitorio aplicable a los usuarios que destinan el gas a usos como materia prima para fabricación de fertilizantes, reduciendo el diferencial existente con los peajes ordinarios.

A su vez, la orden incluye una modificación del artículo 8 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, al objeto de establecer un mecanismo general para asignar la capacidad que pudiera resultar no adjudicada en el procedimiento de subasta. Para estos casos se abre un plazo de presentación de solicitudes de capacidad, con posibilidad de prorrata en caso de que la demanda supere la capacidad ofertada.

Finalmente, la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, estableció por primera vez un mecanismo específico de retribución para este tipo de infraestructuras basado en la amortización acelerada de las instalaciones en diez años. A lo largo de 2012 se prevé la entrada en operación de nuevas infraestructuras de almacenamiento subterráneo de gas natural cuya retribución supondrá un impacto considerable en el sistema gasista, impacto que se ve aumentado como consecuencia de dicha amortización acelerada.

Se asimila el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos con la del resto de infraestructuras del sistema gasista. En concreto, la medida adoptada aumenta el plazo de amortización de la inversión de diez a veinte años, lo que es más acorde con su vida útil real. Asimismo, tal y como ya establece la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, se refuerza la supervisión del Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre tales proyectos, habilitándole para hacer auditorías técnicas y económicas de la instalación antes de su inclusión en el régimen retributivo definitivo.

La presente orden ha sido objeto del Informe 7/2012 de la Comisión Nacional de Energía, aprobado por su Consejo el 12 de abril de 2012 y para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Mediante Acuerdo de 26 de abril de 2012, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar la presente orden.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden:

1.º La determinación del importe de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas aplicables desde la entrada en vigor de la presente orden.

2.º La modificación del régimen retributivo aplicado a nuevos almacenamientos subterráneos, establecido en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.

3.º La modificación del artículo 8 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, al objeto de establecer un mecanismo general para asignar la capacidad que pudiera resultar no adjudicada en el procedimiento de subasta.

4.º La modificación de la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, con el fin de corregir determinados errores materiales en las retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista.

5.º La redefinición de las condiciones de aplicación de determinados peajes.

Artículo 2. *Peajes y cánones.*

Los importes antes de impuestos de los peajes y cánones asociados al uso de las instalaciones de la red básica, transporte secundario y distribución de gas natural aplicables desde la entrada en vigor de esta orden son los establecidos en su anexo.

Artículo 3. *Modificación de la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.*

La Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, queda modificada como sigue:

Uno. El apartado 3 del artículo 2 pasa a estar redactado en los siguientes términos:

«3. La retribución por amortización anual de la inversión en el almacenamiento subterráneo se obtendrá a partir de los valores de inversión, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$A = VI / VU$$

donde:

VI: Valor reconocido de la inversión en el almacenamiento subterráneo, expresado en euros.

VU: Vida útil expresada en años. Se fija en 20 para todos los casos.»

Dos. Se añaden dos nuevos párrafos al final del apartado 1 del artículo 6 con el siguiente tenor:

«En particular, la Dirección General de Política Energética y Minas, podrá encargar por si misma, o requerir para que lo hagan en su nombre, la realización de auditorías técnicas y económicas independientes para verificar que la documentación suministrada por el promotor refleja una imagen fiel de la realidad, que sus decisiones han estado justificadas por la búsqueda de la solución técnica adecuada, bajo los principios de transparencia, concurrencia y mínimo coste así como para determinar el valor normal de mercado de aquellos conceptos no contratados bajo fórmulas concurrenciales. Los costes de estos estudios y auditorías serán abonados por el promotor en concepto de costes de operación y mantenimiento no recurrentes.

En caso de que se pongan de manifiesto discrepancias sustanciales, se procederá a la minoración de la inversión declarada por el promotor para ajustarla a la inversión prudente necesaria, sin perjuicio de la aplicación de lo establecido en el título VI o en el artículo 34.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.»

Artículo 4. *Modificación de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

Se añade un apartado 5 al artículo 8 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, con la siguiente redacción:

«5. Si como resultado de dicha subasta, no hubiera resultado adjudicada la totalidad de la capacidad ofertada, el remanente será asignado en función de las solicitudes comunicadas al respecto al Gestor Técnico del Sistema. Si las peticiones superasen la capacidad disponible se procederá a un prorrateo entre los solicitantes en función del volumen solicitado por cada uno, que en ningún caso podrá ser superior a la cantidad ofertada disponible.

El plazo de recepción de solicitudes será de 15 días naturales. La fecha de inicio de dicho plazo será publicada por el Gestor Técnico del Sistema y comunicada a los usuarios al menos con una semana de antelación y deberá estar comprendida dentro

de los 15 días naturales posteriores a la comunicación por parte de la entidad organizadora de la subasta del resultado de la misma.

Si una vez realizada esta asignación, quedara todavía capacidad de almacenamiento disponible, esta pasará a disposición del primer usuario que la solicite.

El solicitante abonará el precio de adjudicación de la subasta siempre que éste sea positivo y pagará el canon en vigor durante todo el período de asignación establecido en el artículo 5 de la presente orden. La cantidad devengada desde el 1 de abril hasta la firma del contrato será cargada al usuario junto con el precio de la subasta, en su caso, en la primera factura emitida por el Gestor Técnico del Sistema.»

Artículo 5. *Modificación de la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*

La Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, queda modificada en los siguientes términos:

Uno. El apartado 1 del artículo 11 «Peaje de transporte y distribución interrumpible» pasa a tener la siguiente redacción:

«1. Bajo esta modalidad de contrato, el cliente interrumpirá su consumo de gas ante solicitudes del Gestor Técnico del Sistema en las condiciones que se establecen en el presente artículo.

Para contratar esta modalidad de servicio de acceso, será necesaria la firma de un convenio entre el consumidor, el comercializador en su caso y el Gestor Técnico del Sistema. En el caso de que el consumidor sea un generador eléctrico, deberá firmar igualmente el Operador del Sistema Eléctrico.

Las condiciones para poder acogerse a este peaje son las siguientes:

a) Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día.

b) Presión de suministro superior a 4 bar.

c) Telemedida operativa.

d) Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el Operador del Sistema Eléctrico.

La Dirección General de Política Energética y Minas, a propuesta del Gestor Técnico del Sistema, y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad. A estos efectos, solamente se consideraran las zonas en las que las instalaciones existentes sean incapaces de suministrar la demanda prevista en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal.»

Dos. Se sustituye la tabla incluida en el artículo 13 por la que figura a continuación:

Término de conducción	Coeficiente a aplicar al término de conducción
2.1	66,5 %
2.2 / 2.2 bis	70,9 %
2.3 / 2.3 bis	72,8 %
2.4	74,1 %
2.5	75,9 %
2.6	75,0 %
3.1	65,0 %
3.2	65,4 %
3.3	65,5 %
3.4	66,4 %
3.5	69,8 %

Tres. Se suprimen los apartados 1 al 7, ambos incluidos, del artículo 14, que queda redactado de la siguiente manera:

«Artículo 14. *Retribución específica de instalaciones de distribución.*

Aquellos proyectos que obtuvieron retribución específica en convocatorias pasadas, en las que se ha superado el plazo de finalización de construcción de las instalaciones, y para las que todavía no se ha solicitado el pago de la correspondiente retribución específica, deberán remitir en el plazo de dos meses desde la publicación de la presente disposición, acta de puesta en servicio o certificación de la comunidad autónoma correspondiente a la puesta en gas de las instalaciones objeto de la retribución específica.

En caso de que no se acredite la puesta en gas de la instalación, se considerará automáticamente desistido el derecho de cobro de retribución específica del proyecto afectado y podrá ser solicitado en convocatorias posteriores. A tal efecto, la Dirección General de Política Energética y Minas, en función de la documentación recibida, publicará en la sede electrónica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el listado de aquellos proyectos cuyos derechos de cobro persisten y aquellos proyectos que se consideran desistidos.»

Cuatro. La disposición transitoria única queda redactada de la siguiente manera:

«Disposición transitoria única. *Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima (PA).*

1. Con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2014, los consumidores anteriormente acogidos a la tarifa específica para usos de materia prima se podrán acoger a este peaje que engloba el peaje de transporte y distribución (incluyendo el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación.

2. El valor de este peaje será el siguiente:

Término fijo: 0,3664 cent/kWh/día/mes.
Término variable: 0,0058 cent/kWh.

3. Este peaje será facturado por la empresa titular del punto de salida.

4. Este peaje se incrementará de forma gradual con objeto de igualarlo con los peajes ordinarios una vez finalizado el periodo extraordinario.»

Cinco. Se sustituye la tabla incluida en el apartado 1 «Retribución a las empresas que realizan actividades de distribución» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2012», por la que figura a continuación:

	Actualización 2012 — Euros	Revisión 2010 - 2011 — Euros	Total — Euros
Naturgas Energía Distribución, S.A.	189.031.314	3.700.772	192.732.086
Gas Directo, S.A.	794.828	-131.881	662.947
Distribuidora Regional del Gas, S.A.	8.873.310	-507.286	8.366.024
Endesa Gas Distribución, S.A.	9.442.463	-1.463.392	7.979.071
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	10.904.479	34.169	10.938.648
Gas Aragón, S.A.	36.966.044	761.875	37.727.919
Gesa Gas, S.A.	17.743.789	-173.009	17.570.780
Tolosa Gas, S.A	944.706	26.447	971.153
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	688.918.438	-16.099.545	672.818.893
Gas Natural Andalucía, S.A.	79.239.781	797.422	80.037.203
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	39.410.229	1.499.255	40.909.484
Gas Natural Castilla y León, S.A.	73.640.028	233.654	73.873.682
Gas Natural CEGAS, S.A.	122.482.085	4.029.324	126.511.409
Gas Galicia SDG, S.A.	33.043.765	752.862	33.796.627
Gas Energía Distribución Murcia, S.A.	16.612.225	-929.493	15.682.732
Gas Navarra, S.A.	26.598.208	649.059	27.247.267
Gas Natural Rioja, S.A.	13.767.661	58.693	13.826.354

	Actualización 2012 — Euros	Revisión 2010 - 2011 — Euros	Total — Euros
Gasificadora Canaria, S.A.	446.059	39.021	485.080
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.	146.595	-58.090	88.505
Madrileña Red de Gas I, S.A.	97.243.347	-228.122	97.015.225
Madrileña Red de Gas II, S.A.	55.631.188	705.085	56.336.273
Total	1.521.880.542	-6.303.180	1.515.577.362

Seis. Se sustituye la tabla incluida en el apartado 2 «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte (€)» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2012», por la que figura a continuación:

	Total para aplicar método gral. art. 6.6 ECO/2692/2002	Total para aplicar método art. 6.6 RD 326/2008	Devengada en 2010 Y 2011 por instalaciones a Incluir en reg. retributivo	Correciones retribución años anteriores	Total
CEGAS	1.166.831,29	2.019.926,20	268.778,47	1.023,51	3.456.559,47
ENAGAS, S.A.	479.075.816,30	238.816.666,60	6.590.392,08		724.482.874,98
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.918.302,83	19.742.606,61	408.365,02		23.069.274,46
Gas Aragón, S.A.	3.894.424,75				3.894.424,75
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.561.076,81	976.332,30			3.537.409,11
Gas Natural Andalucfa SDG, S.A.	105.599,52	4.298.675,28			4.404.274,80
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.L.	1.743.049,62	2.509.920,19			4.252.969,81
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.739.858,11	5.830.256,24	511.060,66		28.081.175,01
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.522,92				49.522,92
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	19.001.536,08	9.673.494,12			28.675.030,20
Planta de Regaslficaclón de Sagunto, S.A.	559.568,62				559.568,62
Regaslflcadora del Noroeste, S.A.	5.693.428,11	2.691.021,15			8.384.449,26
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.993.908,44	5.997.382,92	149.044,28		10.140.335,64
Total sector	542.502.923,40	292.556.281,61	7.927.640,51	1.023,51	842.987.869,03

Siete. Se substituye la tabla incluida en el apartado 3 «Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación (€)» del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2012», por la que se inserta a continuación:

Enagas, S.A.	258.600.158,75
Bahía Bizkaia Gas, S.L.	48.272.274,34
Regasificadora de Sagunto, S.A.	69.210.875,08
Regasificadora del Nororeste, S.A.	46.845.759,23
Total	422.929.067,40

Ocho. Se modifica la tabla titulada «Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2010» incluida en el apartado 5 del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2012», substituyendo las filas:

«Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta		
				2010	2011	2012
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR1 en el t.m. de Cenicero (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños del Río Tobía	03/12/2010	252.762,60	0,00	57.625,32	58.166,32
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR2 en el t.m. de Uruñela (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños del Río Tobía	03/12/2010	252.762,60	0,00	57.625,32	58.166,32»

por las siguientes:

«Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta		
				2010	2011	2012
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR1 en el t.m. de Cenicero (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños del Río Tobía	03/12/2010	252.762,60	0,00	57.625,32	58.171,64

«Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta		
				2010	2011	2012
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	ERM tipo G-65 en posición LR2 en el t.m. de Uruñela (La Rioja) del Gasoducto Cenicero-Nájera-Ezcaray-Baños del Río Tobía	03/12/2010	252.762,60	0,00	57.625,32	58.171,64»

Nueve. Se modifica la tabla titulada «Instalaciones de transporte puestas en servicio en 2011» incluida en el apartado 5 del anexo IV «Retribución de las actividades reguladas para el año 2012», añadiendo la fila siguiente:

«Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta	
				2011	2012
Enagás, S.A.	Gasoducto de conexión al Almacenamiento Subterráneo de Cástor. Provincia de Castellón (pk-11,841 a PK-11,947)	19/12/2011	78.304,51	0,00	10.529,24»

En consecuencia, se modifica la fila «total» que ahora pasa a ser:

«Titular	Instalación	Fecha de puesta en marcha	Coste unitario de inversión (VAI) (€)	Retribución a cuenta	
				2011	2012
Total			539.399.064,62	5.817.353,51	79.619.472,64»

Disposición transitoria única. *Aplicación en el año 2012 del artículo 8.5 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

A los efectos de la aplicación en el año 2012 de lo dispuesto en el artículo 8.5 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, se considerará como fecha de comunicación del resultado de la subasta la fecha de entrada en vigor de la presente orden.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Revisión de los peajes y cánones.*

Los peajes y cánones establecidos en la presente orden podrán ser revisados los meses de enero, abril, julio y octubre.

Disposición final segunda. *Aplicación de la orden.*

Por la Dirección General de Política Energética y Minas se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Peajes y cánones de los servicios básicos

Primero. *Peaje de regasificación.*

Los términos fijo (Tfr) y variable (Tvr) del peaje correspondiente al uso de las instalaciones de regasificación, que se definen en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, serán los siguientes:

T_{fr}: Término fijo del peaje regasificación: 1,8981 cent/(kWh/día)/mes.
Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0112 cent/kWh.

Segundo. *Peaje de descarga de buques.*

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación.

Plantas de Huelva, Cartagena y Sagunto:

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL: 32.885 €/buque.
Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0066 cent/kWh.

Plantas de Bilbao, Barcelona y Mugardos:

Tfd: Término fijo del peaje de descarga de GNL: 16.442 €/buque.
Tvd: Término variable del peaje de descarga de GNL: 0,0034 cent/kWh.

Tercero. *Peaje de carga de cisternas.*

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisternas del GNL.

Tfc: Término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas: 2,7879 cent/kWh/día/mes.
Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0165 cent/kWh.

A efectos de facturación del término fijo (Tfc), se considerará como caudal diario el resultado de dividir los kWh cargados en el mes entre 30. Este caudal tendrá la consideración de caudal máximo diario nominado en el mes (Qrn) y le será de aplicación el procedimiento de facturación establecido para el peaje de regasificación incluido en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Cuarto. *Peaje de trasvase de GNL a buques.*

A los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación se le aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 171.153 €/operación.
Término variable: 0,1513 cent/kWh.

Para el trasvase de buque a buque, sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se aplicará un peaje del 80 por ciento del valor anterior.

Las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación. Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

Quinto. *Peaje de transporte y distribución firme.*

El peaje de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término de reserva de capacidad, y un término de conducción. Éste último se diferenciará en función de la presión de diseño, a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

$P_{TD} = T_{rc}+T_c$

Donde:

P_{TD}: Peaje de transporte y distribución.
T_{rc}: Término de reserva de capacidad.
T_c: Término de conducción.

1. El término fijo por reserva de capacidad de entrada al Sistema de Transporte y Distribución (T_{fe}) regulado en el artículo 31 apartado A) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente:

Tfe: Término fijo de reserva de capacidad Trc: 1,0499 cent/(kWh/día)/mes.

2. Los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme para consumidores no alimentados mediante planta satélite, en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final regulados en el artículo 31 apartado B) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los que figuran en los cuadros siguientes:

	Término fijo T_{fij} cent/kWh/día/mes	**Término variable T_{vij} cent/kWh**
Peaje 1 (P>60 bar)		
1.1	3,3449	0,0820
1.2	2,9882	0,0660
1.3	2,7736	0,0595
Peaje 2 (4 bar < P<= 60 bar)		
2.1	24,4917	0,1872
2.2	6,6474	0,1493
2.3	4,3525	0,1209
2.4	3,9884	0,1085
2.5	3,6668	0,0951
2.6	3,3728	0,0825
Peaje 3 (P<= 4 bar)	€/mes	
3.1	2,45	2,7886
3.2	5,60	2,1234
3.3	52,49	1,5140
3.4	78,37	1,2135
	cent/kWh/día/mes	
3.5	5,7352	0,1486

El peaje 3.5 se aplicará exclusivamente a los consumos superiores a 8 GWh/año.

A efectos de facturar el término fijo (T_{fij}) del peaje 3.5, se aplicará lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el término fijo del peaje del Grupo 1.º

En caso de que se realice consumo nocturno se procederá a restar del caudal máximo medido (Q_{mj}) la siguiente cantidad:

(Consumo nocturno mensual/Consumo total mensual) * 0,50 * Q_{mj}

Se considerará como consumo nocturno el realizado entre las 23:00 y las 07:00 horas. Para tener derecho a este descuento será obligatorio disponer de telemedida operativa y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total.

3. Términos de conducción del peaje de transporte y distribución aplicables a los clientes a los que hace referencia el artículo 8 de la presente orden.

Peaje 2 bis (P<= 4 bar)	**Término fijo Tfij cent/kWh/día/mes**	**Término variable Tvij cent/kWh**
2.2 bis	15,43	0,3500
2.3 bis	11,82	0,3300

Sexto. *Canon de almacenamiento subterráneo.*

Los términos fijo y variable del canon correspondiente al almacenamiento subterráneo, regulados en el artículo 32 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los siguientes:

Tf: Término fijo del canon de almacenamiento: 0,0411 cent/kWh/mes.
Tvi: Término de inyección del canon de almacenamiento: 0,0244 cent/kWh.
Tve: Término de extracción del canon de almacenamiento: 0,0131 cent/kWh.

Séptimo. *Canon de almacenamiento de GNL.*

El término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL será el siguiente:

Tv (cent/MWh/día): 3,1672 cent/MWh/día

Este canon será de aplicación para todo el GNL almacenado por el usuario.

Octavo. *Peaje de transporte y distribución interrumpible.*

Tfe: Término fijo de reserva de capacidad: El que esté en vigor.

Término de conducción del peaje de transporte y distribución: Será el resultante de multiplicar el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda según la presión de suministro y volumen de consumo anual por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo «A» y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo «B».

A la facturación del término fijo del término de conducción le será de aplicación lo establecido para el caudal máximo medido en el artículo 31.B del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Noveno. *Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a un año.*

Los coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración menor a un año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la presente orden, son los siguientes:

	Peaje diario	Peaje mensual
Enero	0,10	2,00
Febrero	0,10	2,00
Marzo	0,10	2,00
Abril	0,06	1,00
Mayo	0,06	1,00
Junio	0,06	1,00
Julio	0,06	1,00
Agosto	0,06	1,00
Septiembre	0,06	1,00
Octubre	0,10	2,00
Noviembre	0,10	2,00
Diciembre	0,10	2,00

El término variable (T_{vij}) a aplicar es el del peaje correspondiente.

§ 38

Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 233, de 29 de septiembre de 2021
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2021-15776

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con las modificaciones introducidas por el Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, estableció en su artículo 96 que reglamentariamente se establecerá el procedimiento de reparto de los fondos ingresados por los transportistas y distribuidores entre quienes realicen las actividades incluidas en el sistema gasista, atendiendo a la retribución que le corresponda de conformidad con la ley.

En virtud de lo anterior y conforme con el artículo 35 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural, se aprobó la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas. Dicha orden estableció un procedimiento de liquidaciones único para todas las actividades, que se ha mantenido en vigor durante 18 años con mínimas alteraciones, cumpliendo eficazmente en todo momento con la función de liquidar los ingresos y retribuciones de las empresas que realizan actividades reguladas del sector gasista.

Mediante la disposición adicional octava de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se determinó que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, referencia que en la actualidad debe entenderse referida al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, asumiría la realización de las liquidaciones correspondientes a los ingresos obtenidos por peajes y cánones relativos al uso de las instalaciones de la red básica, transporte secundario y distribución a que hace referencia el artículo 96 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. La misma Ley 3/2013, de 4 de junio, en su disposición transitoria cuarta estableció que en relación con las funciones que debían traspasarse a los ministerios, como es la de liquidaciones, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las desempeñará hasta el momento en el que los departamentos ministeriales dispongan de los medios necesarios para ejercerlas de forma efectiva.

Por otra parte, en la actualidad es necesario modificar el procedimiento de liquidaciones para adaptarlo a lo dispuesto en el artículo 19 del Reglamento 2017/460, de 16 de marzo de

2017, de la Comisión Europea, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, que determina la necesidad de una cuenta regulatoria para la actividad de transporte que refleje la diferencia entre la retribución reconocida y los ingresos realmente obtenidos en el periodo tarifario, principio que, para evitar discriminaciones, debe ser aplicado también al resto de actividades, lo que hace necesario realizar liquidaciones independientes para las cuatro actividades gasistas: transporte, distribución, plantas de gas natural licuado y almacenamiento subterráneo básico, junto con una liquidación adicional de los ingresos y pagos en concepto de cargos.

Por otro lado, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, introdujo el concepto de cargos, que engloban aquellos costes no asociados al uso de instalaciones, y de acuerdo con el principio de liquidaciones independientes, se le debe dotar de un procedimiento de liquidación independiente.

Asimismo, es necesario incorporar cambios para ajustar el calendario de envío de información y aprobación de liquidaciones para adaptarlo al año de gas (de 1 de octubre a 30 de septiembre del año siguiente) que, a partir del 1 de octubre de 2021, será la referencia temporal usada en el cálculo de peajes, cánones, cargos y retribuciones reguladas, tal como se dispone en las circulares aprobadas al respecto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

Por último, se hace necesario incorporar al sistema de liquidaciones a agentes con derechos económicos en el sistema gasista como son los tenedores de los derechos de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 o el responsable del mercado organizado de gas, estableciendo las medidas necesarias para garantizar la prevalencia de sus pagos sobre el resto de costes del sistema, tal como dispone el artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Por lo tanto, se puede concluir que esta orden se dicta ante la necesidad de modificar cuestiones esenciales del sistema de liquidaciones del sector del gas natural, que son competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En relación con el principio de eficacia, esta norma con rango de orden ministerial es el instrumento necesario y adecuado, tal como dispone la disposición adicional octava, apartado 2.c. de la Ley 3/2013, de 4 de junio. Asimismo, la orden cumple el principio de proporcionalidad al limitarse a modificar sólo las cuestiones imprescindibles para alinear la orden con los cambios normativos mencionados. Igualmente se ajusta al principio de seguridad jurídica, toda vez que la orden es de aplicación a las liquidaciones que se efectúen a partir del 1 de octubre de 2021 y respeta el marco legal de las liquidaciones en curso establecido en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, y en las circulares de peajes y retribuciones aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como los derechos de los sujetos obligados por el sistema de liquidaciones establecidos en la normativa nacional y en los reglamentos europeos de aplicación.

Por su parte, con respecto al principio de eficiencia, las medidas reguladas en la presente orden no implican nuevas cargas administrativas, más allá del inevitable incremento de información solicitada para alcanzar los objetivos de la norma y de los cambios procedimentales consecuencia de desglosar la actual liquidación única en cinco independientes. Se ha respetado el calendario de envío de información y de realización de las liquidaciones provisionales y definitivas, con el inevitable desplazamiento de los plazos de envío de información, consecuencia del paso del año natural al año de gas. Asimismo, se cumple el principio de transparencia, ya que la exposición de motivos define claramente los objetivos de la orden y su justificación, por otra parte, la tramitación de la orden mediante el trámite de audiencia e información pública realizado a través de la página web del Ministerio

para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, conforme al artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, ha permitido a los sujetos afectados presentar alegaciones a la propuesta.

En resumen, la concepción y tramitación de la orden cumple los principios de buena regulación enumerados en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas y se adecua al orden competencial, al dictarse al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y de bases del régimen minero y energético respectivamente.

La orden ha sido objeto de informe por parte la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Pleno el 30 de junio de 2021, para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

Mediante Acuerdo de 24 de septiembre de 2021, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar la orden.

En su virtud, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta orden tiene por objeto regular los procedimientos de liquidación de los peajes, cánones y cargos destinados a sufragar los costes del sistema gasista incluidos en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, asimismo, la orden establece el Sistema de Información sobre Liquidaciones del Sector Gasista.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Las actividades reguladas recogidas en el artículo 60.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, estarán sujetas a cuatro procedimientos de liquidación independientes conforme con la clasificación de instalaciones recogida en el artículo 59 de la ley:

a. Liquidación de redes locales, que incluirá las actividades de distribución, transporte secundario y transporte primario de influencia local y cualquiera otra instalación que determine la normativa vigente.

b. Liquidación de transporte troncal.

c. Liquidación de plantas de gas natural licuado.

d. Liquidación de almacenamientos subterráneos básicos.

2. Cada uno de los procedimientos de liquidación anteriores incluirá exclusivamente los ingresos por peajes, cánones y tarifas reguladas correspondientes a cada actividad declarados por los sujetos responsables de su facturación y los costes recogidos en el artículo 59.4.a) de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, sin que puedan producirse pagos o cobros entre las diferentes actividades.

3. Los cargos se liquidarán mediante una liquidación independiente que incluirá los ingresos por aplicación de los cargos unitarios definidos en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso, y los costes enumerados en el artículo 59.4.b) de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

4. La cuota del Gestor Técnico del Sistema y las tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos, referidas en el anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia, serán liquidadas conforme a lo dispuesto en el artículo 12.

5. Serán sujetos obligados del sistema de liquidaciones los titulares de instalaciones con retribución reconocida, los responsables de la facturación de peajes, cánones y cargos, así como los tenedores de derechos de cobro frente al sistema gasista reconocidos por la normativa vigente.

CAPÍTULO II

Procedimiento de liquidación

Artículo 3. *Ingresos y costes del sistema de liquidaciones.*

1. Los ingresos netos liquidables, $INL_{i,t}$, del sujeto i en el período de liquidación t se calcularán como diferencia entre los ingresos liquidables y los importes de las retribuciones y costes liquidables reconocidos a pago único en el período.

2. Con carácter general se considerarán ingresos liquidables:

– La facturación de peajes, cánones y cargos en vigor, que incluirá en su caso las primas de las subastas de contratación de capacidad y las penalizaciones, en su caso.

– Facturación por aplicación de la tarifa regulada en territorios insulares acogidos a lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

– Cantidades recaudadas en concepto de cuota para la financiación de la retribución del Gestor Técnico del Sistema.

– Saldos de inspecciones que resulten en contra del titular de la instalación.

– Cualquier otro ingreso que la normativa vigente determine como liquidable.

3. Con carácter general se considerarán costes liquidables:

– Coste de adquisición del gas de operación destinado a los almacenamientos subterráneos básicos, incluyendo tasas e impuestos no deducibles que deban abonarse como coste liquidable.

– Compensaciones *ex post* abonadas a los usuarios por parte de los titulares de instalaciones como consecuencia de la aplicación de la interrumpibilidad.

– Tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos recogidas en el apartado I.4.1.segundo del anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

– Saldo de inspecciones que resulten a favor del titular de la instalación.

– Coste de adquisición de gas y retribución por suministro a tarifa de las empresas distribuidoras en territorios insulares acogidas a la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

– Cualquier otro coste que la normativa en vigor determine, conforme lo dispuesto el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Artículo 4. *Importe a liquidar.*

1. Para las liquidaciones de peajes y cánones, el importe a liquidar, L_{it}, para el sujeto de liquidaciones i en el período de liquidación t, será el resultado de detraer sus ingresos netos liquidables, $INL_{i,t}$, a sus derechos de cobro sobre los ingresos netos liquidables totales. En la liquidación de cargos, los ingresos netos liquidables se detraerán a los derechos de cobro de déficits y desajustes de ejercicios anteriores.

2. El importe a liquidar se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Lit = \left[\left(K_{i,t} \times \sum_{i=1}^{n} INL_{i,t}\right) - INL_{i,t}\right] \times (1 + TI_t \times \frac{60}{365})$$

Siendo:

– $L_{i,t}$: importe a liquidar por el sujeto de liquidaciones i, en el período de liquidación t.

– $INL_{i,t}$: ingreso neto liquidable del sujeto de liquidaciones i, calculado según lo dispuesto en el artículo 3 de la presente orden.

– TI_t: valor medio correspondiente al último mes del período de liquidación t, redondeado al segundo decimal, de los tipos de interés de las letras del tesoro a un año, considerando a estos efectos el valor medio mensual de las operaciones simples al contado entre titulares de cuenta publicado por el Banco de España.

Para las liquidaciones provisionales números 13 y 14 y para la definitiva se tomará el valor del mes de septiembre. Estos intereses no tendrán la consideración de Ingresos liquidables.

– n: número de los sujetos a liquidaciones.

– $k_{i,t}$: tanto por uno de las retribuciones acreditadas para el sujeto i en el período de liquidación t, sobre el total de las retribuciones de la actividad en el período, expresado con 12 decimales y calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$K_{i,t}=\frac{R_{it}}{\sum_{i=1}^{p} R_{it}}$$

Siendo:

• R_{it}: retribución acreditada del sujeto i en el período de liquidación t, calculada como:

$$R_{it} = R_i * N_t /M$$

Donde:

R_i: retribución acreditada total en el año de liquidación considerado para el sujeto i.

M: número de días naturales del año de liquidación.

N_t: número de días naturales comprendidos en el período de liquidación t. Para las liquidaciones provisionales número 13 y 14 y para la liquidación definitiva tomará el valor de M.

• p: número de sujetos con retribución o derechos de cobro reconocidos.

Artículo 5. *Procedimiento de liquidación.*

1. Los cobros y pagos a los que den lugar las liquidaciones serán calculados por la entidad responsable de su ejecución en la forma y plazos que se establecen en esta orden y conforme a las fórmulas incluidas en el artículo 4.

2. Los procedimientos de liquidación se aplicarán a los ingresos y costes liquidables referidos en el artículo 3 con independencia de su cobro. Estos procedimientos no serán de aplicación cuando los ingresos liquidables sean cero o cuando los ingresos netos liquidables sean negativos, excepto en el procedimiento de liquidación de cargos.

3. Conforme con lo dispuesto en los artículos 61.2 y 66.a) de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, los pagos correspondientes a las anualidades de desajustes entre ingresos y costes y del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 tendrán prioridad de cobro sobre el resto de retribuciones de la liquidación de cargos. A estos efectos, y si los ingresos liquidables de la liquidación de cargos no fueran suficientes para hacer frente a los pagos, las cantidades restantes se podrán abonar con cargo a la liquidación de cargos del ejercicio anterior, siempre que la liquidación de cargos del ejercicio anterior cuente con superávit suficiente para hacer el pago, manteniéndose en superávit.

Si los ingresos de la liquidación de cargos no fueran suficientes para abonar los pagos anteriores, la diferencia tendrá carácter de cargo extraordinario que se repartirá entre todos los sujetos del resto de procedimientos de liquidación de manera proporcional a sus ingresos netos liquidables y la entidad responsable de las liquidaciones incluirá dichas cantidades en

la liquidación de cargos como ingresos liquidables. Estas cantidades se incluirán como coste liquidable en la primera liquidación provisional de cargos que cuente con ingresos suficientes para hacer frente al importe de los pagos con prioridad del periodo de liquidación. Estas cantidades serán reintegradas a cada sujeto antes de la liquidación definitiva del ejercicio.

Artículo 6. *Liquidación de la tarifa regulada.*

1. A la facturación por tarifa regulada aplicada en las distribuciones acogidas a la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se le detraerá el coste de adquisición del gas, calculado como el producto del coste de la materia prima empleado en el cálculo de la tarifa de último recurso en vigor (Cn) por el volumen de gas suministrado.

2. El resto de la facturación de la tarifa regulada se repartirá entre los diferentes procedimientos de liquidación mediante la aplicación de coeficientes de reparto aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas, calculados en base a la proporción de cada peaje, canon y cargo imputado en la tarifa de último recurso. Los coeficientes permanecerán constantes durante todas las liquidaciones del año de gas.

Artículo 7. *Períodos de liquidación.*

1. La liquidación definitiva comprenderá los consumos correspondientes al año de gas facturados durante el mismo y durante los dos primeros meses del año de gas siguiente. Los consumos no facturados en los dos primeros meses del año de gas siguiente se incluirán en la liquidación correspondiente al año de gas en que se facturen.

2. Cada año de gas se efectuarán 14 liquidaciones mensuales provisionales antes de la liquidación definitiva. Éstas incluirán las facturaciones por peajes, cánones, cargos y tarifa regulada en distribuciones insulares acogidas a la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, realizadas desde el primer día del año de gas al último día del mes correspondiente, ambos incluidos, que se denominará período de liquidación t, sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición transitoria cuarta de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.

3. Las variaciones en la facturación debidas a las inspecciones referidas en el artículo 16 se incluirán como ingresos o costes liquidables en la liquidación definitiva del ejercicio al que hagan referencia o en la liquidación en curso en caso de que el citado ejercicio esté cerrado.

Artículo 8. *Cierre de las liquidaciones anuales.*

El cierre de cada procedimiento de liquidación se realizará conforme a lo siguiente:

a. Los ingresos liquidables a computar en cada liquidación serán los correspondientes a los suministros y accesos de terceros del año de gas facturados hasta el 30 de noviembre del año de gas siguiente.

b. Aquellos ingresos liquidables devengados en el año de gas facturados con posterioridad al 30 de noviembre del año de gas siguiente al que se produjeron se incluirán en la liquidación del año en que se facturen.

c. Si en la resolución de reconocimiento de retribución no se estableciese expresamente el ejercicio de liquidación, todas las retribuciones reconocidas con posterioridad al 30 de noviembre del año de gas siguiente se incorporarán a la liquidación en curso.

Artículo 9. *Desajustes entre ingresos y costes del ejercicio.*

1. Para cada procedimiento de liquidación se determinará el desajuste entre ingresos y costes del año de gas que se repartirá entre los sujetos de liquidación de manera proporcional a su retribución.

2. Los desajustes en las liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la definitiva serán repartidos entre los sujetos de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en la liquidación.

3. En la liquidación provisional 14 de cada ejercicio se determinarán los desajustes anuales provisionales entre ingresos y costes del ejercicio para cada procedimiento de liquidación. El desajuste anual provisional de cada sujeto, ya sea positivo o negativo, será

reconocido en forma de pago único en la primera liquidación disponible del año de gas siguiente al de dicha liquidación provisional 14.

4. En la liquidación definitiva se determinará el desajuste anual definitivo entre ingresos y costes de cada sujeto. La diferencia entre el desvío definitivo y el provisional, ya sea positiva o negativa, será liquidada como pago único en la primera liquidación disponible del año de gas siguiente.

Artículo 10. *Cobros y pagos definitivos.*

1. La entidad responsable de las liquidaciones aprobará la liquidación definitiva de cada procedimiento antes del 1 de septiembre del año de gas siguiente al que correspondan. Los cobros y pagos a que den lugar las liquidaciones se notificarán a los interesados.

2. La liquidación definitiva de cada procedimiento, positiva o negativa, de cada sujeto dará lugar a una cantidad a percibir o a pagar, que deberá abonarse en el plazo de quince días desde su notificación.

Artículo 11. *Sistema de pagos e ingresos a cuenta.*

1. Los sujetos de liquidación efectuarán pagos y recibirán ingresos a través de las liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la definitiva, conforme a lo siguiente:

a. Antes del día 25 de cada mes los sujetos obligados por el procedimiento de liquidación comunicarán a la entidad responsable de las liquidaciones la información referida en los artículos 14 y 15 para determinar el importe a liquidar.

b. Si el día 26 del mes alguno de los sujetos no hubiera comunicado la información requerida, la liquidación provisional del mes se realizará con las mejores previsiones de información disponible, sin perjuicio de las sanciones a las que pudiera dar lugar.

c. Para el cálculo de los pagos e ingresos correspondientes a la liquidación provisional de un período t, según se define en el artículo 7, se utilizarán los valores acumulados en el período de liquidación de los ingresos netos liquidables definidos en el artículo 3 así como las retribuciones reconocidas a cada uno de los sujetos.

2. La entidad responsable de las liquidaciones calculará, para cada liquidación y sujeto del sistema de liquidaciones, los pagos e ingresos a cuenta correspondientes al período de liquidación según se define en el artículo 7, utilizando los valores acumulados de los ingresos netos liquidables definidos en el artículo 3, así como las retribuciones reconocidas a cada uno de los sujetos. Los importes a liquidar correspondientes al período de liquidación se calcularán conforme a las fórmulas del artículo 4.

3. Los pagos e ingresos mensuales de la liquidación provisional de cada sujeto se obtendrán por la diferencia de los pagos e ingresos que le correspondan entre el período de liquidación y el inmediatamente anterior.

4. La liquidación provisional deberá ser notificada antes del último día del mes posterior al de remisión de información del período.

5. Los sujetos obligados deberán efectuar los pagos que les correspondan durante los quince días siguientes al de su notificación, comunicándolo al responsable de realizar las liquidaciones antes de transcurridos tres días después de haber efectuado el pago.

6. El incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de los sujetos obligados será constitutivo de infracción en los supuestos previstos en los artículos 109.1.f) y 110.e) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 12. *Cuotas y tasas con destinos específicos.*

1. Conforme lo dispuesto en el artículo 11.3 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, los ingresos liquidables correspondientes a las tasas aplicables por la prestación de servicios y realización de actividades del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en relación con el sector gasista, se calcularán aplicando los coeficientes en vigor a la suma de facturaciones por peajes, cánones y cargos. Las tasas se liquidarán conforme a lo dispuesto en el apartado I.4 del anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

2. Conforme a lo dispuesto en el artículo 11 de la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema gasista, la retribución del Gestor Técnico del Sistema se recuperará mediante una cuota que se aplicará como porcentaje de la facturación de peajes y cánones de acceso.

3. Para efectuar la liquidación de la cuota destinada al Gestor Técnico del Sistema, empresas responsables de la facturación de peajes, cánones deberán comunicar a la entidad responsable de las liquidaciones, antes del día 25 de cada mes, las cantidades recaudadas como cuota del Gestor Técnico del Sistema junto con el resto de información indicada en el capítulo III. La entidad responsable de las liquidaciones adicionará las cantidades mensuales declaradas por cada sujeto de liquidación y notificará el resultado antes del último día del mes posterior al de remisión junto con la liquidación provisional, según lo dispuesto en el artículo 11.

4. Los sujetos obligados deberán hacer el ingreso de la cantidad notificada en la cuenta del Gestor Técnico del Sistema durante los quince días siguientes a su notificación, comunicándolo al responsable de realizar las liquidaciones en el plazo máximo de tres días después de haber efectuado el pago.

Artículo 13. *Amortización del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los desajustes entre ingresos y costes del sistema de liquidación integral.*

1. Conforme a lo dispuesto en el artículo 9 de la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019, el superávit que, en su caso, se apruebe en la liquidación definitiva de cargos se destinará a la amortización de los desajustes entre ingresos y costes del sistema integral que hubiera pendientes de amortizar y del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 en la siguiente liquidación, según las prioridades establecidas en el citado artículo.

2. Una vez realizada la amortización la entidad responsable de las liquidaciones calculará una nueva anualidad que será aplicada en la siguiente liquidación.

CAPÍTULO III

Sistema de Información de Liquidaciones del Sector Gasista

Artículo 14. *Información a aportar por los sujetos.*

1. Antes del día 25 de cada mes, los sujetos del sistema de liquidaciones deberán presentar a la entidad responsable de las liquidaciones la información sobre facturación conforme con lo dispuesto en el artículo 15.

2. La entidad responsable de las liquidaciones podrá establecer un modelo de remisión mensual de datos informatizado.

Artículo 15. *Sistema de Información de Liquidaciones del Sector Gasista.*

1. La entidad responsable de las liquidaciones dispondrá de un sistema de información de liquidaciones con los datos necesarios para realizar las liquidaciones, inspecciones y verificaciones de las declaraciones de ingresos y gastos liquidables. Los sujetos obligados tendrán derecho a acceso a la información agregada que sea relevante para la verificación de los cálculos realizados, siempre que no afecten a la confidencialidad de la información.

2. Dicha información afectará, al menos, a las siguientes materias:

a. Resúmenes mensuales de la facturación por peajes, cánones y cargos, con el desglose que se establezca, así como de gastos liquidables.

b. Resúmenes mensuales de los abonos por cuotas y tasas, con el desglose que se establezca.

c. Información detallada de la facturación por peajes, cánones, cargos y tarifas reguladas efectuadas a usuarios y consumidores, en función de sus características.

d. Cualquier otra información que fuese precisa para la liquidación, verificación y control de las actividades reguladas y de la evolución del mercado.

3. Todos los sujetos responsables de la facturación de peajes, cánones, cargos y tarifas reguladas estarán obligados a remitir la información en tiempo y forma que determinen las instrucciones del Sistema de Información de Liquidaciones del Sector Gasista.

4. Toda la información incluida en el Sistema de Información de Liquidaciones del Sector Gasista estará sujeta a las siguientes normas de confidencialidad, sin perjuicio de lo dispuesto en la normativa de aplicación:

a. Con carácter general, toda la información recibida tendrá carácter confidencial, salvo aquellos datos que figuren agregados.

b. La Dirección General de Política Energética y Minas y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrán difundir la información que tenga carácter confidencial, una vez agregada y a efectos estadísticos, de forma que no sea posible la identificación de los sujetos a quienes se refiere la información.

c. El personal que tenga conocimiento de la información contenida en las bases de datos y que tenga carácter confidencial estará obligado a guardar secreto respecto de la misma.

CAPÍTULO IV

Inspección y comprobación

Artículo 16. *Actuaciones de inspección y comprobación.*

1. La entidad responsable de las liquidaciones realizará inspecciones periódicas de las condiciones de la facturación de los ingresos liquidables y demás aspectos que resulten de lo previsto en la presente orden.

2. Los resultados de estas actuaciones se comunicarán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluyendo, cuando proceda, la propuesta de incorporación de los resultados de la inspección como ingreso o coste liquidable conforme con lo dispuesto en el artículo 7.3.

Disposición adicional única. *Aplicación de la orden.*

Por la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se dictarán las resoluciones precisas para la correcta aplicación de esta orden.

Se habilita a la entidad responsable de las liquidaciones a establecer y modificar el Sistema de Información de Liquidaciones de Gas Natural para la adaptación del mismo a las modificaciones normativas y cambios tecnológicos, siempre que dichas modificaciones no se opongan a lo dispuesto en esta orden.

Disposición transitoria primera. *Procedimientos de liquidación en vigor.*

1. Las liquidaciones abiertas en el momento de la entrada vigor de la presente orden se sustanciarán conforme al procedimiento con el que se iniciaron. La liquidación definitiva de los ingresos y costes del sistema gasista correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 se aprobará con anterioridad al 1 de septiembre de 2022.

2. En caso de que la liquidación definitiva del año de gas 2021 genere un superávit, éste se destinará a la amortización del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. Si dicha liquidación definitiva produjese un déficit, este se tratará conforme a lo dispuesto en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y en el artículo 13 de esta orden.

Disposición transitoria segunda. *Declaración de ingresos por facturación de consumos anteriores al 1 de octubre de 2021.*

1. Los ingresos correspondientes a consumos anteriores al 1 de octubre de 2021 serán asignados al procedimiento de liquidación al que corresponda el peaje o canon equivalente definido en la Circular 6/2020, de 22 de julio, o en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

2. En el caso de ingresos procedentes de la facturación del término de conducción del peaje de transporte y distribución, definido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3

de agosto, se llevará a cabo un reparto del ingreso entre los procedimientos de liquidación de forma proporcional a la retribución a recuperar por cada uno de los peajes y cargos aplicables en el punto de suministro según la Circular 6/2020, de 22 de julio, y el artículo 8.1.b) del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre. Los valores de las retribuciones a recuperar serán los utilizados en la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establezcan los peajes de acceso y en la orden ministerial en la que se establezcan los cargos del sistema para el año de gas al que corresponda el ejercicio de la liquidación.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogada la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas, así como cualquier disposición de igual o menor rango que se oponga a los dispuesto en la presente orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.*

1. Se modifica el apartado 1 del artículo 5 «Determinación de la tarifa de último recurso», que pasa a tener la siguiente redacción:

> «1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 93.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el artículo 26.2 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del gas natural, el sistema de cálculo de la tarifa de último recurso incluirá de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes, cánones y cargos en vigor, los costes de comercialización, los costes derivados de la seguridad de suministro, el coste del Gestor Técnico del Sistema y las tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos conforme el anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.»

2. Se modifica el artículo 7 «Costes de comercialización», que pasa a tener la siguiente redacción:

> «Los términos fijo y variable del coste de comercialización aplicable a todas las tarifas de último recurso se establecen en 1,42 €/mes y 0,083 cts/kWh, respectivamente.»

3. Se modifican las siguientes definiciones incluidas en el apartado 5 del artículo 6 «Metodología de cálculo de los peajes y cánones imputados»:

> «Tf, Tvi, Tve: término fijo, término de inyección y el término de extracción, respectivamente, del canon de almacenamiento subterráneo, expresados en cts/kWh/mes, cts/kWh/día y cts/kWh/dia.»

4. Se modifica la disposición adicional única «Tarifas de gases manufacturados por canalización en territorios insulares»:

> «1. Las tarifas a aplicar por las empresas distribuidoras de gases manufacturados por canalización en territorios insulares seguirán la estructura de los peajes de red local definidos en la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.
>
> 2. Las tarifas se determinarán por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas conforme con la metodología establecida en la presente orden, aplicándose a los clientes con consumo anual superior a 50.000 kWh/año los parámetros GNd, Emax, ni y Cmi siguientes:

	GNd (MWh)	Emax (MWh/dia)	ni	Cmi (kWh/año)
RL.4	8.063	12.625	54.243	112.240,80
RL.5	14.244	22.305	22.296	566.984,40
RL.6	6.229	9.753	3.276	2.408.509,80
RL.7	9.181	14.376	1.179	8.471.416,50
RL.8	19.215	30.087	712	25.385.287,90
RL.9	26.669	41.760	328	79.223.170,70
RL.10	49.221	77.074	170	301.804.941,20
RL.11	173.878	272.270	100	2.062.650.930,00

En los escalones en que sea necesario se sustituirá el término fijo expresado en caudal por el equivalente en €/cliente/año que garantice ingresos equivalentes de acuerdo a las previsiones de demanda.

3. La empresa distribuidora responsable del suministro de gas manufacturado remitirá a los clientes a los que vaya a comenzar a suministrar gas natural la carta que se indica en el anexo de la presente orden, con una antelación mínima de dos meses respecto al momento en que sea efectivo el suministro de gas natural en una determinada zona».

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*

Los apartados 2, 4 y 5 del artículo 9 «Telemedida» de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, pasan a tener la siguiente redacción:

«2. Las empresas distribuidoras y transportistas notificarán dicha obligación a los usuarios que no dispongan de equipos de telemedida operativos y que superen el umbral establecido en el apartado anterior. Los consumidores que superen por primera vez este límite, deberán instalar equipos con telemedida en el plazo de seis meses, a contar a partir del momento en que se supere el umbral indicado en el apartado anterior. En el caso de nuevos puntos de conexión, las empresas distribuidoras y transportistas verificarán el cumplimiento de esta obligación.

4. En el caso de consumidores que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida, o cuando estos se encuentren fuera de servicio más de 30 días naturales consecutivos, además de la facturación por capacidad contratada y facturación por volumen de sus contratos vigentes, durante el período sin telemedida será aplicada diariamente la fórmula de facturación por capacidad demandada establecida en el artículo 16.d) de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, aplicando como capacidad máxima demandada diaria, QMd, el consumo promedio durante el periodo sin telemedida multiplicado por 2,5.

Cuando la telemedida se encuentre fuera de servicio por un periodo inferior o igual a 30 días naturales consecutivos, el caudal demandado a facturar durante el periodo afectado se calculará aplicando como capacidad máxima demandada diaria, QMd, el consumo promedio durante el periodo sin telemedida minorado por la capacidad contratada para cada día.

En ambos casos, si la fórmula de capacidad demanda produjese un valor negativo, el valor a considerar en la facturación sería nulo.

En el caso de que el consumidor cuente con varios contratos sobre el mismo punto de suministro se considerará que el exceso se ha producido durante todos los días del periodo de facturación.

5. Los distribuidores informarán diariamente, con la periodicidad aprobada en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de aplicación, de los consumos telemedidos por cada consumidor especificando para cada día: comercializador vigente, peaje, PCTD/PCDD, CUPS y consumo, dentro de los plazos correspondientes marcados en las Normas de Gestión Técnica del Sistema de aplicación. Los distribuidores facilitarán el código CNAE de cada consumidor con telemedida.

Antes del 1 de marzo de cada año, los distribuidores remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe sobre el año de gas anterior detallando los consumidores que no hayan cumplido con la obligación de instalación de telemedida y de aquellos que hubieran tenido inaccesibles los datos de consumo diario durante más de 30 días en el año de gas.»

Disposición final tercera. *Modificación de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.*

1. El apartado 2 de la disposición transitoria cuarta de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, pasa a tener la siguiente redacción:

«Los nueve primeros pagos de la anualidad del año 2021 correspondientes al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 se abonarán con cargo a la liquidación del periodo de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021. En el caso de que exista insuficiencia de ingresos en alguna de las dos primeras liquidaciones de cargos del año de gas 2022, y siempre y cuando el desajuste entre ingresos y costes que resulte en el ejercicio 2021 sea positivo en un importe suficiente, los pagos 10 y 11 se realizarán con cargo a las liquidaciones del ejercicio 2021, mientras que los pagos restantes se realizarán con cargo a las liquidaciones del año de gas 2022.»

2. El apartado 2 del anexo I «Retribuciones reguladas para el año 2021 y ajustes de retribuciones de ejercicios anteriores», pasa a tener la siguiente redacción:

«2. Revisión de la retribución de la actividad de distribución del año 2019.

	Retribución 2019		Desvío – Euros
	Cálculo 2020 – Euros	Cálculo 2019 – Euros	
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	104.081.429	104.715.420	–633.991
NED España Distribución Gas, S.A.U.	71.262.144	71.395.183	–133.039
Redexis Gas, S.A.	90.170.545	88.045.292	2.125.253
DC Gas Extremadura, S.A.	12.884.722	13.010.501	–125.779
Tolosa Gasa S.A.	777.893	768.564	9.329
Nedgia Catalunya, S.A.	401.176.228	403.922.069	–2.745.841
Nedgia Andalucía, S.A.	64.677.594	64.621.506	56.088
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.949.187	48.889.518	59.669
Nedgia Castilla y León, S.A.	79.446.012	79.456.550	–10.538
Nedgia Cegás, S.A.	122.489.339	123.786.959	–1.297.620
Nedgia Galicia, S.A.	41.159.819	40.851.123	308.696
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.696.650	16.480.102	216.548
Nedgia Navarra, S.A.	35.015.307	34.813.381	201.926
Nedgia Rioja, S.A.	15.459.174	15.431.023	28.151
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.051.921	1.167.192	–115.271
Madrileña Red de Gas, S.A.	143.611.411	146.438.646	–2.827.235
Nedgia Madrid,S.A.	151.377.961	153.500.237	–2.122.276
Nedgia Aragon, S.A.	6.631.096	6.979.708	–348.612
Nedgia, S.A.	15.807.360	16.361.950	–554.590
Domus Mil Natural, S.A.	47.493	119.533	–72.040
Total	1.422.773.285	1.430.754.457	–7.981.172

Nota:

Las retribuciones de las empresas distribuidoras del Grupo NEDGIA son provisionales hasta que se disponga de la información necesaria de ventas y clientes de las zonas escindidas que permita la aplicación completa del procedimiento descrito en el artículo 2 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014.»

Disposición final cuarta. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético.

Disposición final quinta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el 1 de octubre de 2021, excepto el apartado 2 de la disposición final tercera que entrarán en vigor en el momento de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 39

Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 312, de 30 de diciembre de 2013
Última modificación: 29 de septiembre de 2022
Referencia: BOE-A-2013-13768

[. . .]

ANEXO I

Peajes y cánones de los servicios básicos

Primero. *Peaje de regasificación.*

Los términos fijo (Tfr) y variable (Tvr) del peaje correspondiente al uso de las instalaciones de regasificación, que se definen en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, serán los siguientes:

Tfr: Término fijo del peaje regasificación: 1,9612 cent/(kWh/día)/mes.
Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,0116 cent/kWh.

Segundo. *Peaje de descarga de buques.*

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación.

Tfd: Término fijo del peaje descarga de GNL 33.978 €/buque.
Tvd: Término variable de peaje de descarga de GNL: 0,0069 cent/kWh.
*Este peaje estará en vigor hasta que se publiquen nuevos valores de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia conforme a lo dispuesto en el artículo 2 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

Tercero. *Peaje de carga de cisternas.*

El peaje del servicio de descarga de GNL incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga en vehículos cisternas del GNL.

Tfc: Término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas: 2,8806 cent/kWh/día/mes.

Tvc: Término variable del peaje de carga de GNL en cisternas: 0,0171 cent/kWh.

A efectos de facturación del término fijo (Tfc), se considerará como caudal diario el resultado de dividir los kWh cargados en el mes entre 30. Este caudal tendrá la consideración de caudal máximo diario nominado en el mes (Qrn) y le será de aplicación el procedimiento de facturación establecido para el peaje de regasificación incluido en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Cuarto. *Peaje de trasvase de GNL a buques.*

a) Servicios de carga en buques a partir de plantas de regasificación para volúmenes superiores a 9.000 m^3 de GNL:

Término fijo: 176.841 €/operación.
Término variable: 0,1563 cent/kWh

b) Servicios de carga en buques a partir de plantas de regasificación para volúmenes iguales o inferiores a 9.000 m^3 de GNL:

Término fijo: 87.978 €/operación.
Término variable: 0,0521 cent/kWh.

c) Servicio de trasvase de buque a buque sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se aplicará un peaje del 80 por ciento del valor anterior.

d) Para las operaciones de puesta en frío de buques a partir de plantas de regasificación se aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 71.610 €/operación.
Término variable: 0,1563 cent/kWh.

Se considerará puesta en frío cuando el barco metanero atraque en la planta sin carga alguna de GNL y cargue una cantidad no superior a su talón. En el caso de que se cargue una cantidad de GNL superior se considerará que se realizan dos operaciones diferentes: puesta en frío y transvase de GNL a buque, aplicándose los peajes asociados a cada una de ellas.

En todos los casos anteriores, las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación. Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

Quinto. *Peaje de transporte y distribución firme.*

El peaje de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término de reserva de capacidad, y un término de conducción. Éste último se diferenciará en función de la presión de diseño, a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

$$PTD = Trc+Tc$$

Donde:

PTD: Peaje de transporte y distribución.
Trc: Término de reserva de capacidad.
Tc: Término de conducción.

1. El término fijo por reserva de capacidad de entrada al Sistema de Transporte y Distribución (Tfe) regulado en el artículo 31 apartado A) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente:

Tfe: 1,0848 kWh/día/mes.

2. Los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme para consumidores no alimentados mediante planta satélite, en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final, regulados en el artículo 31

apartado B) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los que figuran en los cuadros siguientes:

	Término fijo Tfij cent/kwh/día/mes	Término variable Tvij cent/kwh
Peaje 1 (P>60 bar)		
1.1	3,4560	0,0847
1.2	3,0875	0,0682
1.3	2,8657	0,0615
Peaje 2 (4 bar < P<= 60 bar)		
2.1	25,3055	0,1934
2.2	6,8683	0,1543
2.3	4,4971	0,1249
2.4	4,1210	0,1121
2.5	3,7887	0,0983
2.6	3,4848	0,0852
Peaje 3 (P<= 4 bar)		
	€/mes	
3.1	2,53	2,8813
3.2	5,79	2,1939
3.3	54,22	1,5643
3.4	80,97	1,2538
	cent/kwh/día/mes	
3.5	5,9258	0,1536

El peaje 3.5 se aplicará exclusivamente a los consumos superiores a 8 GWh/año.

A efectos de facturar el término fijo (T_{fij}) del peaje 3.5, se aplicará lo establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el término fijo del peaje del Grupo 1.°

En caso de que se realice consumo nocturno se procederá a restar del caudal máximo medido (Qmj) la siguiente cantidad:

(Consumo nocturno mensual/Consumo total mensual)*0,50*Qmj

Se considerará como consumo nocturno el realizado entre las 23:00 y las 07:00 horas. Para tener derecho a este descuento será obligatorio disponer de telemedida operativa y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total.

Sexto. *Canon de almacenamiento subterráneo.*

Los términos fijo y variable del canon correspondiente al almacenamiento subterráneo, regulados en el artículo 32 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los siguientes:

Tf: Término fijo del canon de almacenamiento: 0,0411 cent/kWh/mes.
Tvi: Término de inyección del canon de almacenamiento: 0,0244 cent/kWh.
Tve: Término de extracción del canon de almacenamiento: 0,0131 cent/kWh.

Séptimo. *Canon de almacenamiento de GNL.*

El término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL será el siguiente:

Tv (cent/MWh/día): 3,2400 cent/MWh/día

Este canon será de aplicación para todo el GNL almacenado por el usuario.

Octavo. *Peaje de transporte y distribución interrumpible.*

Tfe: Término fijo de reserva de capacidad: El que esté en vigor.

Término de conducción del peaje de transporte y distribución: Será el resultante de multiplicar el término de conducción del peaje de transporte y distribución firme en vigor que corresponda según la presión de suministro y volumen de consumo anual por 0,7 en el caso de la interrumpibilidad tipo «A» y por 0,5 en el caso de la interrumpibilidad tipo «B».

A la facturación del término fijo del término de conducción le será de aplicación lo establecido para el caudal máximo medido en el artículo 31.B del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Noveno. *Peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a un año.*

Los coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración menor al año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la presente orden, son los siguientes:

	Producto intradiario	Producto diario	Producto mensual	Producto trimestral
Enero	0,25	0,15	2,30	
Febrero	0,22	0,13	2,00	1,91
Marzo	0,21	0,13	1,90	
Abril	0,16	0,09	1,40	
Mayo	0,16	0,09	1,20	1,21
Junio	0,13	0,08	1,00	
Julio	0,14	0,08	1,20	
Agosto	0,11	0,07	1,00	1,08
Septiembre	0,13	0,08	1,20	
Octubre	0,15	0,09	1,30	
Noviembre	0,16	0,09	1,40	1,36
Diciembre	0,18	0,11	1,60	

El termino variable Tvij a aplicar es el del peaje correspondiente.

Décimo. *Peaje de Acceso al Punto Virtual de Balance desde red de distribución.*

Término fijo Tfr = 0 €/kWh/dia/mes

A estos usuarios les será aplicable toda la normativa de contratación y facturación en vigor, debiéndose emitir las correspondientes facturas, aunque su importe sea cero.

*Este peaje estará en vigor hasta que se publiquen los valores definitivos de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia conforme a lo dispuesto en el artículo 2 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

[. . .]

§ 40

Orden TED/627/2020, de 3 de julio, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 188, de 9 de julio de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-7509

El artículo 1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009173/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural (en adelante, el «Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero»), establece en su apartado primero que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias de regulación, deberá tener en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializarán en unas orientaciones de política energética adoptadas por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica, referencia que debe entenderse dirigida al actual Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Estas orientaciones podrán adoptarse en relación con las Circulares de carácter normativo en materia energética que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tenga previsto aprobar y que puedan incidir sobre aspectos y prioridades de política energética en los que el Gobierno ostente la competencia. En concreto, las orientaciones de política energética, de conformidad con lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 1 citado, podrán referirse a aspectos tales como «la seguridad de suministro, la seguridad pública, la sostenibilidad económica y financiera de los sistemas eléctrico y gasista, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el cambio climático y respeto al medio ambiente, la gestión óptima y el desarrollo de los recursos nacionales, la gestión de la demanda, la gestión de las elecciones tecnológicas futuras, la utilización racional de la energía, así como cualesquiera otros que guarden relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética». Ello, no obstante, este listado no tiene carácter exhaustivo pues como señala el mismo apartado las orientaciones pueden abarcar cualquier aspecto que guarde relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética.

A tal efecto, el artículo 1.3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que antes del 1 de octubre de cada año, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia enviará al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico una previsión de las circulares de carácter normativo en materia de energía cuya tramitación tenga previsto iniciar dicho organismo durante el año siguiente (en adelante, el «Plan Normativo»).

El mismo artículo establece que para aquellas propuestas de circulares de carácter normativo que puedan incidir en los aspectos de política energética, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá adoptar las orientaciones de política energética que deberá tener en cuenta la regulación que apruebe la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La disposición transitoria primera del citado Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico podrá adoptar y remitir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con al menos un mes de antelación a la fecha prevista para el inicio de la tramitación, aquellas orientaciones de política energética que considere que dicha Comisión debe tener en cuenta en la regulación que contenga la circular de carácter normativo, y ello con objeto de asegurar la coherencia entre la actuación normativa de la Autoridad Reguladora y las prioridades de la política energética del Gobierno.

Sin embargo, el ante citado Plan Normativo de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia para el año 2020 no fue remitido el pasado 1 de octubre de 2019, recibiéndose aquel, por el contrario, el pasado 26 de febrero de 2020 mediante comunicación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al citado Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico bajo el título de «Acuerdo por el que se informa al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico acerca de las circulares de carácter normativo que puedan incidir en los aspectos de política energética cuya tramitación se tiene previsto iniciar en 2020» y que incluye el Plan Normativo al que se refiere el artículo 1.3 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. Igualmente, de manera posterior, el 20 de mayo de 2020, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha remitido al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el «Acuerdo por el que se revisa la información del Acuerdo de 19 de febrero de 2020 por el que se informa al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico acerca de las Circulares de carácter normativo que puedan incidir en los aspectos de política energética cuya tramitación se tiene previsto iniciar en 2020».

Con base en lo anterior, considerando que las circulares incluidas en el Plan Normativo notificado y cuya aprobación está prevista para el año 2020 afectan a aspectos y prioridades de política energética de competencia del Gobierno, por economía procesal, se adopta una única orden en la que se incluyen las orientaciones de política energética para todas ellas sin perjuicio de las ulteriores orientaciones de política energética que resultaran necesarias con base en el artículo primero del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

Mediante acuerdo de 2 de julio de 2020, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Ministra para la Transición Ecológica a dictar esta orden.

En su virtud, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Primero. *Objeto.*

El objeto de esta Orden es adoptar las orientaciones de política energética que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo uno del Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá tener en consideración para la aprobación de las circulares que se especifican en los artículos siguientes y que se contienen en el plan normativo aprobado por su Consejo el 26 de febrero de 2020 y revisado el 19 de mayo de 2020.

Segundo. *Circular que establece los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento para instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, para el periodo 2021-2026, de acuerdo con la Circular 9/2019, de 12 de diciembre.*

1. Los valores unitarios se calcularán bajo los principios de sostenibilidad económica y financiera según los costes reales incurridos por una empresa eficiente y bien gestionada que permitan una rentabilidad suficiente y adecuada a una actividad de bajo riesgo, pudiendo tener en consideración las mejores prácticas en otros sistemas gasistas europeos.

2. Los valores unitarios tanto de inversión como de operación y mantenimiento contemplarán las diferentes posibilidades tecnológicas de las futuras instalaciones e

incentivarán al promotor para adoptar la solución tecnológica más costo-eficiente en el largo plazo, incluyendo el cumplimiento de objetivos medioambientales.

3. Los valores unitarios de aplicación para el periodo regulatorio comprendido entre los años 2021 y 2026 deberán ser metodológicamente coherentes con la propuesta de valores unitarios para los años 2017 a 2020, cuya remisión por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico continúa pendiente conforme al mandato establecido en la disposición adicional única de la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización.

Tercero. *Circular que establece la metodología de cálculo y liquidación de mermas en el sistema gasista.*

1. La metodología incentivará la reducción de mermas reales en todas las instalaciones del sistema mediante el uso de la tecnología más eficiente y las mejores prácticas de operación. En particular, la metodología contemplará la reducción gradual de los coeficientes máximos de mermas según se incremente la eficiencia de las instalaciones.

2. El cálculo de los coeficientes máximos de mermas para los titulares de las redes de distribución y el reparto de las mermas reales entre los usuarios de las mismas deberá seguir criterios objetivos y razonables evitando penalizar a los titulares y usuarios de unas instalaciones respecto a otros según los patrones de consumo de sus clientes.

3. La metodología de liquidación de mermas debería permitir alcanzar la precisión indispensable mediante fórmulas sencillas, que eviten complejidad innecesaria y retrasos en la liquidación. Los datos empleados en los cálculos deberán ser públicos y conocidos por los usuarios con la antelación suficiente para poder reproducir los cálculos realizados.

4. Cualquier incentivo a la reducción de mermas deberá adecuarse al principio de proporcionalidad y eficiencia, evitando costes injustificados al sistema gasista en aras de su sostenibilidad económica y financiera.

Cuarto. *Circular que determina los incentivos del gestor técnico del sistema y la afección a su retribución.*

La metodología de cálculo de los indicadores de eficiencia destinados a determinar los incentivos del gestor técnico del sistema debería basarse en el principio de transparencia, empleando información públicamente accesible que permita que el cálculo sea reproducible por terceros.

Los indicadores de eficiencia deberían tener en cuenta los siguientes aspectos:

a) La óptima operación y gestión técnica del sistema gasista en su conjunto y la correcta coordinación entre las distintas infraestructuras con objeto de maximizar la capacidad ofertada, así como la correcta gestión de las herramientas de balance operativo y la disminución de los costes de operación.

b) La continuidad y seguridad del suministro de gas natural, en cumplimiento de la normativa comunitaria y nacional y, en particular, del Reglamento 2017/1938/UE, el Real Decreto 1716/2004, de 7 de julio, y las normas de gestión técnica del sistema en materia de seguridad de seguridad de suministro, diferenciando entre la responsabilidad del Gestor Técnico del Sistema y la de otros agentes del sistema.

c) El correcto desarrollo y aplicación de la normativa vigente en relación con los mecanismos de acceso de terceros a las instalaciones del sistema gasista, el óptimo uso de las mismas y la gestión de los procedimientos definidos en la normativa de gestión técnica del sistema, en especial la normativa relacionada con el balance de los usuarios, así como la gestión de los sistemas informáticos que permitan a los usuarios el máximo aprovechamiento de la capacidad disponible de las instalaciones.

Asimismo, se tendrá en cuenta el diseño e implementación de herramientas de apoyo a los usuarios del sistema a través de documentación y herramientas informáticas específicas de formación y simulación, con especial atención a la eliminación de barreras de acceso a los nuevos usuarios.

d) El desarrollo de procedimientos de supervisión y seguimiento para la detección temprana de posibles actuaciones fraudulentas en las instalaciones del sistema y la correcta aplicación de los procedimientos destinados a minimizar el perjuicio económico para el sistema.

Quinto. *Remisión a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 1.1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la presente Orden se remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para que, en el ámbito de sus competencias de regulación, tenga en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno en las presentes orientaciones de política energética.

§ 41

Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 340, de 30 de diciembre de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-17279

[. . .]

TÍTULO II

Retribución de los almacenamientos subterráneos básicos

Artículo 13. *Objeto.*

El presente título tiene como objeto establecer la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico, así como determinar el procedimiento de reconocimiento de la retribución de nuevas instalaciones, y de las modificaciones, transformaciones, sustituciones y ampliaciones de instalaciones existentes, conforme con lo dispuesto en el artículo 59.8 de la Ley 18/2014 de 15 de octubre.

Artículo 14. *Principios generales.*

La retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico atenderá a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación, así como el de sostenibilidad económica y financiera, establecidos en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, con los siguientes objetivos:

a. Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos necesarios para realizar la actividad por parte de una empresa eficiente y bien gestionada, conforme a los principios de actividad de bajo riesgo y de menor coste para el sistema gasista, aplicando criterios homogéneos en todo el territorio español.

b. Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.

c. Incentivar la gestión eficaz y la mejora de la productividad, repercutiendo en los usuarios parte de los ahorros obtenidos.

d. Garantizar la realización de la actividad con seguridad, eficiencia y sostenibilidad ambiental.

Artículo 15. *Retribución anual.*

1. La retribución de los titulares de almacenamientos subterráneo básicos se determinará por año de gas mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, con anterioridad al inicio del año de gas y conforme a la metodología establecida en este real decreto, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

2. La retribución anual de cada sociedad se obtendrá como suma de las retribuciones individuales de todos los almacenamientos de los que sea titular.

3. La orden será publicada en el «Boletín Oficial del Estado» e incluirá, al menos, las retribuciones concretas de cada uno de los activos reconocidos, desglosadas de acuerdo a los conceptos definidos en el presente real decreto. Asimismo, se publicarán los parámetros empleados en el cálculo, los valores reconocidos de inversión de los activos retribuidos y su vida útil. También se publicará el escenario de demanda considerado para el cálculo de los costes de operación y mantenimiento provisionales.

Artículo 16. *Conceptos retributivos.*

1. Los titulares de instalaciones de almacenamiento subterráneo básico tendrán derecho a las siguientes retribuciones:

a. Retribución a la inversión en instalaciones con retribución individualizada y en la adquisición de gas destinado a gas colchón.

b. Retribución provisional por costes de operación y mantenimiento.

c. Retribución por extensión de vida útil.

d. Retribución por mejoras de productividad.

e. Retribución transitoria por continuidad de suministro, conforme con la disposición transitoria segunda.

f. Revisión, en su caso, de las retribuciones provisionales de operación y mantenimiento.

2. La retribución de cada titular será minorada en función de los ingresos conexos obtenidos, conforme lo dispuesto en el artículo 23, y por aplicación de la penalización por insuficiente prudencia financiera, calculada conforme al artículo 27 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

3. Las compensaciones abonadas por el Gestor Técnico del Sistema a los usuarios en concepto de interrumpibilidad abonadas serán declaradas por el responsable de facturar los cánones como gasto liquidable.

4. Las empresas titulares de almacenamientos a las que se apliquen normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñan, podrán suscribir convenios, conciertos u otras formas de relación con las Administraciones Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. Conforme con lo dispuesto en el artículo 59.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la retribución reconocida a estas empresas, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema gasista.

5. En virtud de lo establecido en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, cada año de gas y hasta el año natural 2039 inclusive, la retribución anual de las instalaciones de almacenamiento titularidad de Enagás Transporte, S.A.U. se minorará en 705.329 €.

Artículo 17. *Retribución a la inversión de una instalación con retribución individualizada.*

1. Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se establecerá la retribución anual de una instalación con retribución individualizada, que incluirá amortización y retribución financiera calculadas a partir del valor de inversión reconocido. En particular, la retribución financiera se calculará a partir del valor de inversión neto de amortizaciones.

2. Conforme a lo dispuesto en el artículo 14 del Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, en su redacción dada por la Ley 8/2015, de 21 de mayo, el inicio del devengo de la retribución regulada de una inversión con retribución individualizada comenzará el día siguiente al de puesta en servicio de la instalación de que se trate. Si la inversión no requiere acta de puesta en servicio, esta fecha se sustituye por la de recepción de la obra, o en su defecto, por la de abono de la factura

3. El listado de instalaciones con retribución individualizada figura en el anexo I, mientras que la vida útil regulatoria de cada elemento está incluida en el anexo II.

4. Como valor de inversión se considerará el que resulte de la correspondiente auditoría, después de realizar, en su caso, los ajustes derivados de la aplicación de los criterios y principios expuestos en el presente real decreto.

5. Del valor de inversión de una nueva instalación o equipo se descontarán en su caso:

a. El 100% de los impuestos para los que la normativa fiscal prevea su exención o devolución.

b. El 100% de las subvenciones no reintegrables procedentes de cualquier administración u organismo público español y el 90% de las subvenciones otorgadas por organismos de la Unión Europea.

c. El 90% de los ingresos procedentes de la venta de equipos o elementos sustituidos y/o desmantelados, incluido cualquier material o subproducto asociado a ellos.

6. La amortización anual se calculará dividiendo el valor reconocido de la inversión entre sus años de vida útil regulatoria.

7. La retribución financiera anual se calculará multiplicando el valor neto de la instalación al principio del año de gas por la tasa de retribución financiera de las instalaciones de transporte y regasificación que resulte de la aplicación de la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

8. Para calcular la amortización y la retribución financiera del año de puesta en servicio se multiplicará la amortización anual por los días transcurridos desde la fecha de puesta en servicio hasta la finalización del año de gas y se dividirá entre 365 o 366 en el caso de años bisiestos. El mismo procedimiento se aplicará también el año en que la inversión alcance el final de su vida útil o cuando se produzca una transmisión de titularidad.

Artículo 18. *Retribución a la inversión en gas colchón.*

1. La inyección de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos para su uso como gas colchón será autorizada mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Gestor Técnico del Sistema. La Resolución será dictada y notificada en un plazo de seis meses desde la recepción de la solicitud de inyección por parte del titular. En el caso de que no se dicte resolución, el sentido del silencio administrativo será desestimatorio de la solicitud.

2. El gas colchón será adquirido en el mercado organizado de gas o mediante procedimientos competitivos y se valorará a precio de adquisición, incluyendo tasas, impuestos no reintegrables y se le adicionará el coste de los peajes de acceso necesarios para su traslado e inyección en los almacenamientos.

3. La inversión realizada devengará retribución a la inversión, incluyendo amortización y retribución financiera, aplicándose la misma tasa de rentabilidad que al resto de instalaciones. La vida útil será la establecida en el anexo II. El gas colchón no devengará retribución por extensión de vida útil.

4. Para el gas colchón de un nuevo almacenamiento subterráneo, el inicio de devengo de la retribución será el día siguiente a la puesta en servicio del almacenamiento, conforme a lo dispuesto en el artículo 14.1 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. En el caso de

gas colchón adicional que se incorpore a almacenamientos existentes se considerará la fecha de incorporación del gas a la instalación o, en su defecto, la fecha que se produzca más tarde entre la fecha de adquisición del gas y la fecha del acta de puesta en servicio de la instalación a la que se destina el gas.

Artículo 19. *Retribución por costes de operación y mantenimiento.*

1. La retribución anual por costes de operación y mantenimiento incluirán costes fijos, ya sean directos o indirectos, y costes variables.

2. Como costes variables se considerarán aquellos gastos recurrentes directamente relacionados con la inyección y extracción de gas, incluyendo, al menos, el coste del odorizante, la electricidad y cualquier otro combustible necesario para el funcionamiento de los compresores, así como cualquier otro insumo o producto consumido durante los procesos de inyección o extracción de gas, incluyendo los impuestos no deducible asociados, y excluyendo aquellos que se abonen como gasto liquidable.

3. La valoración de los costes directos se realizará aplicando los criterios de admisibilidad de costes incluidos en el artículo 27 a las auditorías del año natural que los titulares de los almacenamientos remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas. Dichas auditorías incluirán la justificación de los costes mencionados en los apartados 1 y 2, incluyendo los que se abonen como gasto liquidable e incluirán información desglosada y clasificada por su naturaleza directa o indirecta, de acuerdo con el formato establecido en el anexo III.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá recabar de los sujetos obligados cualesquiera informaciones que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las informaciones remitidas.

5. Se habilita al titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a establecer los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías relativas a los costes de operación y mantenimiento.

6. La retribución por costes indirectos se calculará empleando los criterios expuestos en la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad siempre que sea posible.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuanta información precise para calcular los costes indirectos.

7. Los costes de operación y mantenimiento no recurrentes activados con importe superior a 250.000 € seguirán los criterios expuestos en el artículo 20.

8. En la orden ministerial que publique las retribuciones del año de gas se reconocerá una retribución provisional por costes de operación y mantenimiento en función de las previsiones de utilización de los almacenamientos, del coste de consumo de energía eléctrica, de odorizante y de cualquier otro combustible o insumo directamente relacionado con la inyección y extracción de gas en el almacenamiento, así como una previsión de gastos fijos recurrentes en base a valores históricos, y de gastos de operación y mantenimiento activados.

9. Una vez se disponga de la correspondiente auditoría, mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se determinará la retribución definitiva por costes de operación y mantenimiento junto con los saldos que resulten en relación con los valores provisionales. Dichos saldos serán aplicados como cobro o pago único en la primera liquidación disponible.

Artículo 20. *Costes de operación y mantenimiento activados.*

1. Los costes de operación y mantenimiento no recurrentes, con importe superior a 250.000 €, que cumplan con los requisitos establecidos en el artículo 27, que hayan sido acometidos con posterioridad a la fecha de entrada en servicio de la instalación y que hayan sido activados por el titular del almacenamiento como mayor valor de inversión, se tratarán

como inversión con una vida útil de 2 años y se retribuirán mediante amortización y retribución financiera desde el 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio o de incorporación al inmovilizado. Estos costes no devengarán costes de operación y mantenimiento, ni retribución por mejoras de productividad ni retribución por extensión de vida útil.

2. El titular de la instalación informará a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes del 1 de julio de cada año, sobre los costes activados incurridos en el año de gas anterior, adjuntando la correspondiente auditoría, el proyecto técnico de las instalaciones y trabajos realizados suscrito por técnico competente y el acta de puesta en servicio, cuando proceda.

3. Una vez recibido el Plan Anual y Plurianual de Inversiones conforme con el artículo 25, mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y audiencia del interesado, se determinarán los costes activados que se incluirán en el régimen retributivo, conforme a los criterios de admisibilidad de costes enumerados en el artículo 27.

Artículo 21. *Retribución anual por extensión de vida útil.*

1. Las instalaciones que hayan superado su vida útil regulatoria y que acrediten su uso efectivo recibirán una retribución por extensión de vida útil desde el día posterior al que finalice la vida útil regulatoria siempre que se acredite su uso efectivo, aplicándose en el primer año de gas en que la instalación entre en extensión de vida útil el correspondiente prorrateo en función del número de días transcurridos.

2. El uso efectivo de las instalaciones se acreditará mediante informe del Gestor Técnico del Sistema, que será remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas antes del 1 de julio de cada año en relación a los doce meses anteriores.

3. Esta retribución adicional será el resultado de multiplicar la retribución anual por costes de operación y mantenimiento fijos y variables, neto de los costes de operación y mantenimiento activados, por los siguientes coeficientes:

a. Durante los cinco primeros años de gas: 0,15.

b. Entre el 6.º y 10.º año, inclusive: el resultante de aplicar la fórmula 0,15+0,01·(X−5).

c. Entre el 11.º y 15.º año, inclusive: el resultante de aplicar la fórmula 0,20+0,02·(X−10).

d. A partir del 15.º año: el resultante de aplicar la fórmula, 0,30+0,03·(X−15), no pudiendo tomar un valor superior a 1.

Donde X es el número de años de gas enteros transcurridos desde el año en que la instalación finalizó la vida útil regulatoria. En el año de gas en que se alcance el fin de la vida útil regulatoria, el coeficiente se reducirá proporcionalmente al número de días del año transcurridos desde que se superó la fecha de fin de la vida útil regulatoria.

4. A los efectos del cálculo de este concepto de un almacenamiento se prorrateará el coeficiente de cada una de las instalaciones en él incluidas en función de su valor reconocido de inversión. En el caso de instalaciones que no hubieran llegado al final de su vida útil el coeficiente a aplicar será 0. Se excluirá del cálculo del coeficiente el gas colchón y los costes de operación y mantenimiento activados.

5. Una vez se reconozcan los costes de operación y mantenimiento definitivos, en la siguiente orden ministerial por la que se determinen las retribuciones de los almacenamientos se procederá a recalcular la retribución definitiva por extensión de vida útil y se reconocerá la diferencia.

Artículo 22. *Retribución por mejoras de productividad.*

1. Anualmente a cada empresa «e» titular de instalaciones de almacenamiento se le reconocerá en concepto de mejoras de productividad del año de gas «a», RMP_a^e, un porcentaje de la disminución de los costes de operación y mantenimiento fijos, aplicando la siguiente fórmula:

$$RMP_a^e = R * [ROMF_r^e - ROMF_a^e]$$

Donde:

– R: porcentaje de las mejoras de productividad a repercutir en las empresas.

– $ROMF^e_r$: promedio de la retribución por costes de operación y mantenimiento fijos durante el período referencia «r» del conjunto de almacenamientos de la empresa «e» excluidos aquellos reconocidos como costes de operación y mantenimiento activados.

– $ROMF^e_a$: retribución por costes de operación y mantenimiento fijos del año de gas «a» del conjunto de almacenamientos de la empresa «e» excluidos aquellos reconocidos como costes de operación y mantenimiento activados.

2. Como período de referencia, «r», de un período regulatorio se emplearán los años de gas cuarto, quinto y sexto del período inmediatamente anterior.

3. El coeficiente R permanecerá invariable durante todo el periodo regulatorio. Mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se podrá modificar dicho valor con anterioridad al inicio del siguiente periodo, en caso contrario se considerará prorrogado el valor del periodo.

4. Con carácter provisional, en la orden ministerial que apruebe las retribuciones del año de gas se incluirá la retribución por mejoras de productividad calculada a partir de los valores provisionales de costes de operación y mantenimiento reconocidos en la orden. Esta cifra será actualizada una vez se disponga de los costes de operación y mantenimiento reales y se liquidará la diferencia.

5. En el caso de que la fórmula proporcione un valor negativo, este se descontará de la retribución reconocida.

Artículo 23. *Productos y servicios conexos.*

1. Se considerarán ingresos procedentes de productos y servicios conexos aquellos obtenidos por los titulares de los almacenamientos, diferentes de la facturación de los cánones en vigor, y que se hayan alcanzado mediante el empleo de medios materiales o personales adscritos a la actividad, incluyendo, al menos:

a. Los procedentes de la venta de energía eléctrica, frío o calor o cualquier producto o subproducto con valor comercial generado por instalaciones o terrenos donde se ubiquen los almacenamientos e incluidos en el régimen retributivo.

b. Los obtenidos mediante cualquier aprovechamiento de las instalaciones, edificaciones o terrenos adscritos a la actividad.

c. Los servicios de consultoría o asistencia técnica a terceros.

2. Las empresas que proporcionen a terceros productos o servicios conexos para cuya prestación utilicen las instalaciones y recursos retribuidos con cargo al régimen económico establecido en este Real Decreto, declararán a la Secretaría de Estado de Energía antes del 1 de julio de cada año, los productos y servicios conexos correspondientes al año natural anterior y su previsión para el año en curso, con detalle individualizado, indicando su alcance, empresa o entidad compradora o beneficiaria, ingresos percibidos, costes e instalaciones asociados, beneficios obtenidos, fechas de inicio y fin de la prestación y adjuntarán los contratos firmados relativos a dichas prestaciones. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá requerir la información adicional que resulte necesaria.

3. De la cifra de ingresos conexos se podrán descontar los gastos incurridos que no estén cubiertos por retribuciones reguladas. En ningún caso la realización de estos productos o servicios podrá resultar gravosa para el sistema gasista.

4. En la retribución anual del año de gas se descontará un porcentaje de los ingresos obtenidos por la producción de productos y servicios conexos durante el último año natural disponible.

5. Antes del inicio del periodo regulatorio, mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se determinarán los porcentajes de los ingresos conexos que se descontarán de las retribuciones reguladas En el cálculo de dichos

porcentajes se tendrá en cuenta, en todo caso, los costes directos e indirectos de los activos empleados, así como el coste en que, de no mediar el empleo de estos activos, se habría incurrido para poder realizar esas otras actividades y las circunstancias que puedan concurrir respecto de las cesiones del uso de los activos entre sociedades de un mismo grupo o terceras sociedades.

6. Estos coeficientes permanecerán invariables durante el periodo regulatorio y se considerarán prorrogados para el siguiente en caso de no ser publicados nuevos valores.

Artículo 24. *Penalización por insuficiente prudencia financiera.*

1. A los titulares de almacenamientos cuyos ratios de endeudamiento y económico-financiero se encuentren fuera de los rangos de valores recomendables enunciados en el apartado quinto de la Comunicación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 1/2019, de 23 de octubre de 2019, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas y de rangos de valores recomendables de los mismos, se les aplicará la fórmula de penalización establecida en el artículo 28 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sustituyendo los términos que hacen referencia a la retribución de transporte y plantas de gas natural licuado, por la retribución de los almacenamientos subterráneos.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá en la Resolución del Índice Global de Ratios a la que se refiere el artículo 28.5 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a las empresas que realizan la actividad de almacenamiento subterráneo. Asimismo, serán de aplicación a las empresas que realizan la actividad los apartados 3 y 4 del artículo 28 de la citada circular.

Artículo 25. *Plan anual y plurianual de inversión.*

1. Salvo las actuaciones imprevistas que sea necesario acometer con carácter urgente por motivos de seguridad de las personas e instalaciones o protección medioambiental, cualquier inversión o coste de operación y mantenimiento no recurrente con un presupuesto superior a 250.000 € deberá figurar en el Plan Anual y Plurianual de inversiones. La información aportada en el Plan Anual y Plurianual de inversiones o en comunicaciones precedentes solo habrá que enviarla de nuevo si se produce una actualización de la misma.

2. Antes del 1 de julio de cada año, los titulares de almacenamientos subterráneos básicos presentarán a la Secretaría de Estado de Energía, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al Gestor Técnico del Sistema y a los órganos competentes de las comunidades autónomas afectadas, el Plan Anual y Plurianual de Inversiones que contendrá la información de las actuaciones, previstas para los 10 años de gas siguientes a partir del 1 de octubre de ese año, incluyendo nuevas instalaciones y bajas o modificaciones de instalaciones existentes, así como cualquier otra inversión o gasto de operación y mantenimiento no recurrente que se prevea acometer conforme al artículo 20 y a los criterios de admisibilidad de costes incluidos en el artículo 27.

3. El Plan incluirá, al menos, la siguiente información:

a. Justificación de la inversión, precisando si es por gestión técnica del sistema, por mejoras técnicas, de seguridad y calidad industrial, o por cuestiones medioambientales.

b. Ubicación de cada inversión, características técnicas relevantes y esquemas descriptivos de la misma.

c. Presupuesto estimado, importes ya abonados, declaración de ayudas públicas o medidas de efecto equivalente de la sostenibilidad económica y financiera de la misma, incluyendo un análisis coste-beneficio.

d. Fases de ejecución y fecha prevista de puesta en servicio y estado de las diversas tramitaciones administrativas.

e. Declaración de ayudas públicas y medidas de efecto equivalente.

f. Estado de las diversas tramitaciones administrativas en su caso.

4. En relación con el presupuesto estimado de la inversión y las ayudas públicas y medidas de efecto equivalente, se facilitarán, en miles de euros, los importes totales

previstos, importes ejecutados o percibidos hasta la fecha de remisión del Plan, y detalle anual previsto de los mismos en el horizonte de 10 años.

5. En relación con la justificación de necesidad de la inversión habrá que indicar si es por razones de gestión técnica del sistema, por motivos técnicos, de seguridad y calidad industrial, o por cuestiones medioambientales, así como justificar la sostenibilidad económica y financiera de la misma y, en su caso, aportar los análisis coste-beneficio pertinentes.

6. En el caso de que la inversión implique ampliación de capacidad, ya sea de almacenamiento, de inyección o de extracción, esta deberá ser compatible con la capacidad de la red existente y, en su caso, con los desarrollos previstos.

Artículo 26. *Censo de instalaciones con retribución individualizada y base de datos de otros activos y costes significativos.*

1. La Dirección General de Política Energética y Minas mantendrá un censo con las instalaciones con retribución individualizada adscritas a la actividad de almacenamiento subterráneo incluidas en el régimen retributivo.

2. Asimismo, mantendrá una base de datos de otros activos y costes significativos, donde se incluirán, al menos, otras inversiones en inmovilizado material, aplicaciones informáticas y gastos de operación y mantenimiento no recurrentes, activados o no, con un importe superior a 250.000 € adscritos a la actividad y que estén incluidos en el régimen retributivo.

Por cada elemento del censo y de la base de datos se incluirá, al menos, la siguiente información:

a. Titular.
b. Autorización y acta de puesta en servicio, en su caso.
c. Ubicación, descripción y características técnicas principales.
d. Valor reconocido de la inversión o del coste de operación no recurrente.
e. Valor neto de inversión a 30 de septiembre del año anterior.
f. Fecha de inicio de cobro de la retribución.
g. Vida útil.

3. Los elementos del censo y de la base de datos que dejen de prestar servicio al almacenamiento deberán darse de baja en el censo o en la base de datos.

Artículo 27. *Criterios de admisibilidad de costes.*

1. Solo se incluirán en el régimen retributivo las inversiones y los costes de operación y mantenimiento que cumplan todos los siguientes requisitos:

a. Que estén relacionados, directa o indirectamente, con la prestación del servicio de almacenamiento subterráneo.

b. Que pueda establecerse una relación causal entre el coste y la actividad de almacenamiento. Se considerará que tal relación existe si concurren todas las siguientes circunstancias:

i) Que haya sido incurrido específicamente para la misma.

ii) Que sea necesario para las operaciones generales del negocio que resulten precisas para el desarrollo de la actividad.

c. Que sea cierto y se encuentre registrado en la contabilidad financiera de la sociedad.

d. Que sea acorde con los precios de mercado e históricos. Los costes del bien o servicio, en tanto tengan el mismo alcance o similar, han de ser acordes con los registrados en años anteriores y con la evolución del mercado.

e. Que el coste sea necesario para cumplir con las características definidas en la autorización de la instalación, con las exigencias impuestas por la normativa técnica de aplicación o que aporte valor a la actividad conforme al apartado 2.

2. Se considerará que aportan valor a la actividad al menos las siguientes actuaciones:

a. Las que aumenten la capacidad de almacenamiento, de extracción o de inyección.

b. Las que sean necesarias para garantizar la seguridad del personal, de las instalaciones y del medio ambiente.

c. Las que mejoren la eficiencia de la instalación, aumenten su vida útil o disminuyan los costes de operación y mantenimiento.

d. Las inversiones que contribuyan al ahorro energético, al empleo de energías y gases renovables, a la descarbonización, a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero y a la digitalización de operaciones.

e. Gastos en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i), con un límite del 0,5% de la retribución anual del titular del almacenamiento.

f. Las que sean necesarias para dar cumplimiento a la normativa industrial.

La solicitud de autorización administrativa previa, en su caso, de las inversiones referidas en los apartados c, d y e deberá ir acompañada de un análisis coste-beneficio de la inversión.

3. En ningún caso serán admisibles los siguientes conceptos:

a. El inmovilizado intangible a excepción de las cantidades que correspondan a las aplicaciones informáticas.

b. Los márgenes en operaciones con empresas del grupo, asociadas y con otras partes vinculadas.

c. Inversiones en curso e intereses intercalarios.

d. Costes directos o indirectos empleados exclusivamente en la realización de productos y servicios conexos u otras actividades distintas de las reguladas.

e. El impuesto sobre beneficios y cualquier otro impuesto en el que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución.

f. Multas, sanciones y resto de gastos excepcionales, así como indemnizaciones judiciales para resarcir a terceros.

g. Estimaciones/valoraciones de gastos e ingresos que den lugar al registro de una provisión de acuerdo con las obligaciones establecidas en el Plan General Contable.

h. Los gastos de personal por indemnizaciones y retribuciones a largo plazo por prestaciones post-empleo.

i. Pérdidas de créditos comerciales incobrables, resultados de operaciones en común y otras pérdidas en gestión corriente.

j. Los costes de publicidad y de relaciones públicas que no sean estrictamente necesarios para el desempeño de la actividad.

k. Gastos financieros, pérdidas procedentes de activos no corrientes, gastos excepcionales, pérdidas por deterioro de activos y previsiones u otras dotaciones que correspondan, recogidas en las cuentas 66, 67 y 69 del Plan General Contable.

l. El coste de cierre, desmantelamiento o retiro de la instalación y la rehabilitación del terreno donde se ubique, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 31.

m. El sobrecoste de normativas específicas que difieran de la normativa estatal y que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, así como los ingresos que dichas empresas puedan obtener al establecer convenios u otros mecanismos con las administraciones públicas implicadas para cubrir el sobrecoste ocasionado.

n. El coste de las modificaciones realizadas en almacenamientos existentes a petición de particulares o administraciones públicas.

ñ. Cualquier coste repercutido por la sociedad matriz que no resulte necesario para desarrollar su actividad, que resulte desproporcionado en relación con la utilidad obtenida o en los que no se incurrirían en caso de no formar parte del mismo grupo empresarial.

o. Aquellos otros costes e inversiones reguladas del sistema gasista, que no estén asociados al uso de las instalaciones y que sean cubiertos mediante cargos.

p. Los costes directos o indirectos que correspondan al uso de las instalaciones de transporte, plantas de gas natural licuado y distribución, y a la Gestión Técnica del Sistema u otras actividades con régimen económico regulado distinto al de la actividad de almacenamiento subterráneo básico.

q. Cualquier coste relacionado con mayores prestaciones de las exigidas legalmente o relacionado con elementos específicamente excluidos por la legislación.

Artículo 28. *Procedimiento de inclusión en el régimen retributivo de las inversiones con retribución individualizada.*

1. Toda instalación de almacenamiento subterráneo con retribución individualizada se incluirá en el régimen retributivo.

2. La solicitud de inclusión en el régimen retributivo será presentada por el titular de la instalación a la Dirección General de Política Energética y Minas y contendrá:

a. Autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución y acta de puesta en servicio definitiva.

b. Auditoría externa del valor de la inversión realizada, detallada por conceptos de coste.

c. Procedimiento de concurrencia empleado en la adquisición del activo, con declaración expresa de no tener intereses directa o indirectamente en las empresas adjudicatarias de servicios, instalaciones o suministros. Este procedimiento deberá ser conforme con lo dispuesto en la Directiva 2014/25/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, relativa a la contratación por entidades que operan en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales y por la que se deroga la Directiva 2004/17/CE y en la Directiva 2014/23/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014, relativa a la adjudicación de contratos de concesión.

d. Declaración expresa de ayudas y aportaciones de fondos públicos o medidas de efecto equivalente.

e. Declaración de instalaciones cedidas o financiadas total o parcialmente por terceros.

f. Declaración expresa de ingresos procedentes de la venta de elementos, equipos o instalaciones desmanteladas, reemplazadas o dadas de baja, o por la venta de cualquier subproducto asociada a ellas, como consecuencia de la modificación, ampliación, sustitución de instalaciones existentes, o por la construcción de nuevas instalaciones.

3. De conformidad con el artículo 69 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, si la solicitud no reúne los requisitos expuestos en el apartado anterior, se requerirá al interesado para que, en un plazo de diez días, subsane la falta o acompañe los documentos preceptivos, con indicación de que, si así no lo hiciera, se le tendrá por desistido de su petición, previa resolución.

4. La inclusión se aprobará mediante resolución del titular de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia del titular de la inversión e informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. La resolución incluirá el valor de inversión reconocido de la instalación, vida útil regulatoria, retribución anual, fecha de inicio de devengo de la retribución y la retribución anual por inversión desde el primer año de operación hasta el año en el que se dicta la resolución, calculada conforme con lo previsto en este real decreto.

6. La Resolución será dictada y notificada en un plazo de seis meses desde la recepción de la solicitud de inclusión por parte del titular. En el caso de que no se dicte resolución, el sentido del silencio administrativo será desestimatorio de la solicitud.

7. Contra la resolución de inclusión en el régimen retributivo, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, podrá interponerse recurso de alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la notificación de la resolución. Transcurrido dicho plazo sin haberse interpuesto el recurso, la resolución será firme a todos los efectos.

Artículo 29. *Obligaciones de información de los titulares de almacenamientos básicos.*

1. Las empresas titulares de instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural incluidas en la red básica deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia debidamente auditadas, antes del 1 de julio de cada año, las cuentas anuales y el informe de gestión del ejercicio anterior, así como la desagregación de las cuentas anuales para la actividad de almacenamiento, indicando los criterios utilizados.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar a las empresas titulares de instalaciones de almacenamiento subterráneo básico cualquier otra información necesaria para poder fijar la retribución anual de la actividad.

Artículo 30. *Tratamiento retributivo de la transmisión de titularidad.*

1. En el año de gas de transmisión, el transmitente tendrá derecho a recibir la retribución del almacenamiento transmitido hasta el día anterior a la fecha efectiva de transmisión, mientras que el nuevo titular tendrá derecho a recibir la retribución desde la fecha de transmisión hasta el final del año.

2. En el caso de una transmisión parcial. Mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y audiencia de los interesados, se establecerá el reparto de la retribución anual entre los titulares.

3. Los ajustes en la retribución por operación y mantenimiento del año de gas de transmisión, derivados de la auditoría anual del almacenamiento subterráneo básico, se repartirán entre los titulares implicados de forma proporcional a sus días de titularidad.

Artículo 31. *Retribución de instalaciones de almacenamientos con cierre temporal o definitivo.*

1. En caso de cierre temporal de un almacenamiento o de alguna instalación incluida en él, durante la duración del mismo:

a. Si el cierre fue a instancias del titular, el almacenamiento no devengará retribución.

b. Si el cierre fue a instancias de la administración, salvo que la causa de cierre fuera por responsabilidad o negligencia del titular, el almacenamiento devengará retribución financiera y por costes de operación y mantenimiento mientras dure el cierre temporal.

En ambos casos, la instalación sujeta al cierre temporal no se tendrá en consideración a efectos del reparto de la retribución transitoria por continuidad de suministro, retribución por mejoras de productividad y retribución por extensión de vida útil.

2. En caso de cierre definitivo total o parcial de un almacenamiento:

a. Se detraerá de la retribución del año de gas en que tenga lugar la baja, la parte proporcional correspondiente al número de días que ha estado cerrado.

b. El titular percibirá las cantidades que correspondan por la parte del Valor de Inversión Reconocido que esté pendiente de amortizar a la fecha de cierre considerada, salvo que:

i. La causa de cierre fuera por responsabilidad o negligencia del titular.

ii. La instalación objeto de cierre sea sustituida por otra instalación del mismo tipo, en cuyo caso la cantidad abonada en concepto de Valor de Inversión Reconocido pendiente de amortizar se detraerá del Valor de Inversión de la nueva instalación.

3. El gas colchón recuperado pasará a ser titularidad del Gestor Técnico del Sistema que podrá venderlo en el mercado organizado o venderlo a distribuidores o transportistas para su uso como gas de operación o gas talón/colchón. Estos ingresos tendrán carácter liquidable.

4. El 90% de los ingresos procedentes de la venta de elementos, subproductos o material de desecho del almacenamiento tendrán consideración de ingresos liquidables y se declararán como tales en el sistema de liquidaciones.

5. La retribución del año de gas en que tenga lugar la baja se calculará prorrateando la retribución anual en función del número de días durante los cuales el elemento ha pertenecido a la base de activos.

6. En caso de imponer la obligación de desmantelamiento de un almacenamiento se estará a lo dispuesto en el real decreto de otorgamiento de la concesión de explotación y en el artículo 90.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, o normativa que lo sustituya.

[. . .]

Disposición adicional tercera. *Reintegro de retribuciones provisionales del Operador del Mercado Organizado de gas natural.*

Si, como consecuencia de fijarse una retribución definitiva al Operador del Mercado Organizado de Gas inferior a las retribuciones provisionales reconocidas, se estableciese el

reintegro de parte de las mismas, estas se aplicarán a la cantidad a recaudar en concepto de cargos.

Disposición transitoria primera. *Periodo transitorio.*

1. Antes del 1 de enero de 2021, mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se determinará la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico, así como los cánones de acceso para el primer año de gas del periodo regulatorio, que incluirá exclusivamente el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021.

2. Antes del 1 de octubre de 2021 se deberá aprobar la orden ministerial con la retribución anual y los cánones de acceso correspondiente al año de gas comprendido entre el 1 de octubre de 2021 y el 30 de septiembre de 2022.

Disposición transitoria segunda. *Retribución transitoria por continuidad de suministro.*

1. La retribución anual transitoria por continuidad de suministro de cada empresa se calculará a partir de la retribución por continuidad de suministro del año 2020, RCS2020, definida en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, reduciéndose gradualmente, conforme la siguiente tabla:

2021 (ene 21–sept 21)	2022 (oct 21-sep 22)	2023 (oct 22-sep 23)	2024 (oct 23-sep 24)	2025 (oct 24-sep 25)	2026 (oct 25-sep 26)
3/4*95% RCS_{2020}	80% RCS_{2020}	65% RCS_{2020}	50% RCS_{2020}	35% RCS_{2020}	20% RCS_{2020}

2. A partir del 1 de octubre de 2026 la retribución transitoria será 0 €.

[. . .]

Disposición transitoria cuarta. *Retribución por mejoras de productividad.*

Para el periodo regulatorio que comience el 1 de enero de 2021, el término R a emplear en la fórmula de la retribución por mejoras de productividad tendrá un valor de 0,5. Asimismo, para dicho periodo regulatorio y para el cálculo de los valores de referencia a aplicar en la fórmula de retribución, se aplicará la media aritmética de los valores de los años 2018, 2019 y 2020.

[. . .]

ANEXO I

Instalaciones con retribución individualizada

1. Instalaciones susceptibles de retribución individualizada:

a. Instalaciones de subsuelo

i. Pozos de inyección/producción.
ii. Pozos de control.
iii. Árboles de producción.

b. Gasoductos/Oleoductos internos del almacenamiento.
c. Plataforma *off-shore* y/o estructura marina
d. Instalaciones de obra civil terrestre del almacenamiento subterráneo, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la adquisición/concesión de terrenos, los accesos, las infraestructuras terrestres, el edificio principal y los edificios auxiliares e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento, la seguridad, y el buen estado de los equipos e instalaciones del almacenamiento subterráneo.
e. Instalaciones Industriales en superficie o en plataforma *off-shore* necesarias para la gestión, operación y control del almacenamiento subterráneo. Dichas instalaciones incluirán todos aquellos equipamientos y servicios auxiliares necesarios para la operación,

comunicación, protección, control y suministro eléctrico de las mismas, así como las edificaciones, equipos informáticos, instalaciones de odorización y control de calidad de gas, instalaciones de conexión y otros elementos auxiliares necesarios para su adecuado funcionamiento en el momento de su puesta en servicio. Dentro de estas instalaciones se identifican, sin efecto limitativo:

i. Separadores gas-agua en alta presión.
ii. Distribuidores producción/inyección en alta presión.
iii. Compresores para la inyección de gas.
iv. Sistemas reductores de presión.
v. Bombas para la inyección de metanol.
vi. Unidades de secado con regeneradores de trietilenglicol.
vii. Sistema de medida en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, las líneas de medida individuales, y las estaciones de regulación y/o medida.
viii. Servicios auxiliares del almacenamiento subterráneo, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: las instalaciones de odorización y control de calidad de gas, el sistema de aire comprimido, el sistema de nitrógeno, el sistema de agua, el sistema de detección y control de incendios (DCI).
ix. Sistema de suministro eléctrico del almacenamiento subterráneo, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: las acometidas eléctricas externas, los transformadores, las instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.), el sistema de alimentación ininterrumpible, el sistema de gestión eléctrica, y el sistema de generación autónomo.
x. Sistema de gestión y control del almacenamiento subterráneo en los que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento del almacenamiento subterráneo, entre los que destacan: la instrumentación general de la planta, el sistema de control distribuido (SCD), el sistema de seguridad de procesos (SSD), el sistema de seguridad activa (SSA) y el sistema de gestión de seguridad patrimonial (SGSP).
xi. Otras instalaciones o servicios necesarios para gestión, operación y control del almacenamiento subterráneo.

2. También serán susceptibles de ser reconocidos como instalaciones con retribución individualizada en los almacenamientos subterráneos las siguientes inversiones:

a. Sustituciones, o renovaciones, integrales con autorización administrativa previa de las instalaciones referidas en el apartado anterior cuando hayan finalizado su vida útil retributiva.
b. Ampliación o transformaciones con autorización administrativa previa de las instalaciones referidas en el apartado anterior que hacen posible que el almacenamiento subterráneo aumente su capacidad de almacenamiento, de extracción o de inyección de gas.
c. Inversiones en investigación y exploración con autorización administrativa previa que sean realizadas en la concesión de explotación de almacenamiento.
d. Buques y helicópteros que sean adecuados y necesarios para dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento, la seguridad, y el buen estado de los equipos e instalaciones de las instalaciones *off-shore* del almacenamiento subterráneo.
e. Vehículos terrestres que, de acuerdo con el anexo II del Real Decreto 2822/1998, de 23 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Vehículos, sean adecuados y necesarios para dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento, la seguridad y el buen estado de los equipos e instalaciones terrestres del almacenamiento subterráneo.

[. . .]

§ 42

Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 279, de 20 de noviembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-16639

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.g) y h) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer, mediante circulares, la tasa de retribución financiera de las instalaciones con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico de las empresas de transporte y distribución para cada periodo regulatorio, así como la tasa de retribución financiera de los activos de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución a cargo del sistema gasista, para cada periodo regulatorio.

Según lo establecido en el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la tasa de retribución con cargo al sistema eléctrico y gasista no podrá exceder de lo que resulte de conformidad con lo establecido en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, respectivamente, y demás normativa de aplicación.

Excepcionalmente, los referidos valores podrán superarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este caso, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

En lo relativo al sector eléctrico, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, dispone, en su artículo 14, que la retribución de las actividades se establecerá con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios, que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico.

Para el cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución, gestión técnica y económica del sistema, y producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, se considerarán los costes necesarios para

realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, de la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

Estos parámetros retributivos podrán revisarse antes del comienzo del periodo regulatorio. Si no se llevara a cabo esta revisión se entenderán prorrogados para todo el periodo regulatorio siguiente.

Para las actividades de transporte y distribución las tasas de retribución financiera aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte y distribución. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario entre titulares de cuentas no segregados de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del año anterior al inicio del nuevo periodo regulatorio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación del límite máximo, se entenderá prorrogado el límite máximo fijado para el periodo regulatorio anterior. Si este último no existiera, el límite máximo para el nuevo periodo tomará el valor de la tasa de retribución financiera del periodo anterior.

En lo relativo al sector del gas natural, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en su artículo 60, establece que en la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

Los parámetros de retribución de las actividades de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el equilibrio económico y financiero del sistema y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas natural regulado.

Para las actividades de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado con derecho a retribución, las tasas de retribución financieras aplicables serán fijadas, para cada periodo regulatorio, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

No obstante lo anterior, para cada periodo regulatorio se establecerá por ley el límite máximo de las tasas de retribución financiera aplicables a las actividades de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado. Este límite máximo estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a 10 años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado, que se determinará para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo esta determinación del diferencial, se entenderá prorrogada la tasa máxima de retribución financiera fijada para el periodo regulatorio anterior.

Excepcionalmente, el referido valor podrá superarse por la Comisión, de forma motivada y previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica, en casos debidamente justificados. En este supuesto, la Comisión hará constar el impacto de su propuesta en

términos de costes para el sistema respecto del que se derivaría de aplicar el valor anteriormente resultante.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que las metodologías, parámetros y la base de activos de la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural y de las plantas de gas natural licuado aprobados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resultarán de aplicación una vez finalizado el primer periodo regulatorio.

La disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la CNMC aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías de las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad y de gas. Asimismo, establece que las metodologías garantizarán que el impacto de su aplicación en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual.

La presente circular se aprueba considerando el «Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025» (INF/DE/044/18), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 30 de octubre de 2018. Dicha propuesta fue sometida previamente a consulta pública, a través de la página web de la CNMC, informando asimismo de dicho trámite a los miembros de los Consejos Consultivos de Electricidad y de Hidrocarburos. Aunque la propuesta concreta se realizaba respecto de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, se analizaba asimismo la aplicabilidad de la misma a la actividad de transporte de gas natural.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la tasa de retribución financiera, las cuales, de acuerdo con el dictamen emitido por el Consejo de Estado, devienen ahora inaplicables conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. En línea con lo dicho en el mencionado dictamen y dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones asignadas en el artículo 7.1, letras g) y f), de la Ley 3/2013 de 4 de junio, y previo trámite de audiencia, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 12 de noviembre de 2019, ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente circular:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto y ámbito de aplicación.*

1. Esta circular tiene por objeto establecer la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera, así como los valores que resultan de dicha metodología.

2. Resulta aplicable:

A las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
A las actividades de transporte y regasificación de gas natural.
A la actividad de distribución de gas natural.

3. La tasa de retribución financiera se aplicará en el cálculo de la retribución de las actividades reguladas en los términos que se establezcan en las circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que regulen la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, la metodología de retribución de las actividades reguladas de transporte y de regasificación de gas natural, y la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural.

CAPÍTULO II

Metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera

Artículo 2. *Tasa de retribución financiera y WACC.*

1. La tasa de retribución financiera se calculará en términos nominales antes de impuestos, con dos decimales, a partir de la siguiente fórmula:

$$\text{Tasa de retribución financiera} = \frac{\text{WACC}}{1 - \text{T}}$$

Donde:

T: Tasa impositiva aplicable en España obtenida de acuerdo al artículo 6, en tanto por uno.

WACC: Coste medio ponderado del capital en términos nominales y después de impuestos, en porcentaje (%), obtenido de acuerdo con el apartado siguiente.

2. El coste medio ponderado del capital o WACC de la actividad se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{WACC} = \text{RA} \cdot \text{R}_\text{D} \cdot (1 - \text{T}) + (1 - \text{RA}) \cdot \text{R}_\text{FP}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento regulatorio, en tanto por uno, obtenido de acuerdo con el artículo 5.

R_D: Coste de la deuda, en porcentaje (%), obtenido de acuerdo con el artículo 10.

R_{FP}: Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el apartado siguiente.

3. La rentabilidad esperada de los fondos propios se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\text{R}_\text{FP} = \text{R}_\text{LR} + \beta \cdot \text{PRM}$$

Donde:

R_{FP}: Rentabilidad esperada de los fondos propios, en porcentaje (%).

R_{LR}: Tasa libre de riesgo, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el artículo 7.

β: Coeficiente beta, en número adimensional, obtenido de acuerdo con el artículo 8.

PRM: Prima de riesgo de mercado, en porcentaje (%), obtenida de acuerdo con el artículo 9.

Artículo 3. *Periodo de cálculo y fecha de cierre de los cálculos.*

1. El periodo de cálculo será de seis años, consistente con la duración de los periodos regulatorios.

2. Para el periodo regulatorio que transcurre del año n al año n+5, la fecha de cierre de los cálculos será el 31 de diciembre del año n-3, y el periodo de cálculo abarcará del año n-8 al año n-3, ambos inclusive.

Artículo 4. *Selección del grupo de comparadores.*

1. Se seleccionarán como comparadores empresas cotizadas que realizan actividades de redes, tanto de transporte como de distribución, de los sectores eléctrico y gasista a nivel europeo, independientemente de su tamaño. Se incluirán empresas que consolidan grupos de sociedades que realizan diversas actividades, con un peso relativo elevado de actividades de redes.

2. Los comparadores pertenecerán a países de Europa Occidental con un tamaño relevante (superficie superior a 20.000 km^2), y cuya deuda soberana posea una calificación crediticia superior a BB-/Ba3. Se excluirá Suiza, por no ser miembro de la Unión Europea y no serle de aplicación las directivas, mientras que se incluirá Noruega, a pesar de no ser miembro de la Unión Europea, ya que este país sigue las directivas europeas en materia energética.

3. La búsqueda de comparadores se realizará a la fecha de cierre de los cálculos de la siguiente manera:

3.1 En primer lugar, se empleará el índice STOXX® Europe TMI Utilities BUTP, compuesto por *utilities* de servicios de Europa Occidental. Del conjunto de empresas que componen este índice STOXX, se tomarán únicamente aquellas que realizan por sí mismas o por su grupo de sociedades, actividades en el sector eléctrico y/o gasista y que, además, realicen actividades reguladas dentro de dicho sector.

3.2 Adicionalmente, se realizará una búsqueda de empresas cotizadas de Europa Occidental que realicen actividades de transporte o distribución de energía eléctrica y/o de gas natural en países con un tamaño relevante en la Unión Europea y en Noruega.

4. Las sociedades que no dispongan de suficiente información de mercado en relación a deuda, efectivo y capitalización, necesarias para calcular el apalancamiento y el coeficiente beta, serán excluidas.

Artículo 5. *Ratio de apalancamiento regulatorio RA.*

1. El ratio de apalancamiento regulatorio se establecerá tomando en consideración tanto el resultado, calculado a través de dos métodos, del ratio de apalancamiento observado de los comparadores seleccionados según el artículo 4, como los ratios de apalancamiento regulatorios que consideran otros reguladores europeos.

1.1 Método uno: el ratio de apalancamiento se calcula como el promedio de los ratios de apalancamiento de cada uno de los comparadores. Para realizar el promedio se eliminan los valores atípicos, considerando únicamente los ratios de apalancamiento incluidos en el rango comprendido entre dos desviaciones estándar con respecto a la media.

$$\mathrm{RA}^{\text{método 1}} = \frac{\sum_{i=1}^{m_1} \mathrm{RA}_i}{m_1}$$

Donde:

$\mathrm{RA}^{\text{método 1}}$: Ratio de apalancamiento calculado con el método uno.

i: Comparadores seleccionados según el artículo 4.

m_1: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4, excluidos aquellos cuyo ratio de apalancamiento quede fuera del rango comprendido entre dos desviaciones estándar con respecto a la media.

RA_i: Ratio de apalancamiento de cada comparador i, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\mathrm{RA}_i = \frac{D_i}{D_i + FP_i}$$

Donde:

D_i: Deuda neta de cada comparador i, calculada como la diferencia entre el promedio de los valores diarios de la deuda (incluyendo la deuda a corto y a largo plazo) y el promedio de los valores diarios de la partida de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del periodo de cálculo, según la fórmula:

$$D_i = \frac{\sum_{j_1} \text{Deuda corto y largo plazo } i_{j_1}}{\sum j_1} - \frac{\sum_{j_2} \text{Efectivo y otros activos líquidos equivalentes } i_{j_2}}{\sum j_2}$$

Donde:

j_1: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la deuda del comparador i, incluyendo la deuda a corto y largo plazo.

j_2: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato de efectivo y otros activos líquidos equivalentes del comparador i.

FP_i: Fondos propios de cada comparador i, calculados como el promedio de los valores diarios de la capitalización en el mercado de ese comparador i, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$FP_i = \frac{\sum_{j_3} \text{Capitalización en el mercado } i_{j_3}}{\sum j_3}$$

Donde:

j_3: días, entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 (siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio), en los que existe dato para la capitalización de mercado del comparador i.

1.2 Método dos: el ratio de apalancamiento se calcula como el ratio entre el sumatorio de la deuda neta y el sumatorio de la deuda neta y los fondos propios de todos los comparadores, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RA^{\text{método 2}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} D_i}{\sum_{i=1}^{m} D_i + \sum_{i=1}^{m} FP_i}$$

Donde:

$RA^{\text{método 2}}$: Ratio de apalancamiento calculado con el método dos.

m: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4.

Artículo 6. *Tasa impositiva.*

1. Se considerará para cada país la tasa impositiva estatutaria publicada por la OCDE del año n-3, siendo n el año de inicio del segundo periodo regulatorio, a la fecha de cierre de los cálculos.

2. En el caso de que la OCDE distinga entre la tasa impositiva del gobierno central y las aplicables a nivel regional, se empleará la tasa impositiva total.

Artículo 7. *Tasa libre de riesgo RLR.*

1. La tasa libre de riesgo se calculará como el promedio de las cotizaciones diarias entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3 del Bono del Estado español a 10 años.

2. Se podrá realizar un ajuste sobre la tasa libre de riesgo para corregir el efecto del mecanismo de compra de deuda llevado a cabo por el Banco Central Europeo en la deuda soberana («Expansión cuantitativa»), en el caso de que el periodo de cálculo haya sido significativamente afectado por este efecto, y en ausencia de efectos contrarios derivados de la crisis de la deuda soberana. En caso de aplicarse, se denominará ajuste por QE.

Artículo 8. *Coeficiente beta.*

1. El coeficiente beta representa el riesgo sistemático o no diversificable de las actividades reguladas de redes.

2. Se estimará a través de comparadores, seleccionados según el artículo 4, salvo para la retribución de los activos de distribución de gas natural con fecha de puesta en servicio anterior al 31 de diciembre de 2020, en que tomará un valor igual al promedio entre la beta de los comparadores y 1.

3. El coeficiente beta que se incorpora en la fórmula del WACC corresponde a una beta reapalancada que se calculará siguiendo la fórmula:

$$\beta = \beta_U \cdot \left[1 + \left(\frac{D}{FP}\right)^{reg} \cdot (1 - T)\right]$$

Donde:

β_U: Beta desapalancada de las actividades reguladas de redes, en número adimensional.

$\left(\frac{D}{FP}\right)^{reg}$

Ratio regulatorio entre la deuda neta y los fondos propios, en tanto por uno. Se calculará a partir del ratio de apalancamiento regulatorio con la fórmula siguiente:

$$\left(\frac{D}{FP}\right)^{reg} = \frac{RA}{1 - RA}$$

Donde:

RA: Ratio de apalancamiento regulatorio, obtenido según el artículo 5.

4. El valor de la beta desapalancada de las actividades reguladas de redes, β_U, será el promedio de la beta desapalancada de los comparadores que hayan superado el test de liquidez durante el periodo comprendido entre el año n-8 y el año n-3, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\beta_U = \frac{\sum_{i=1}^{m_2} \beta_{Ui}}{m_2}$$

Donde:

β_{Ui}: Beta desapalancada por comparador i, en número adimensional. Únicamente se considerarán las betas desapalancadas de los comparadores que hayan superado el test de liquidez.

m_2: Número de comparadores seleccionados según el artículo 4 que hayan superado el test de liquidez.

Se considera que los comparadores cuyo diferencial medio de compra-venta, o *bid-ask spread*, entre los años n-8 a n-3 sea superior a un 1 % no superan el test de liquidez. Este diferencial se obtendrá como un promedio entre los años n-8 a n-3 del diferencial mensual de compra-venta para cada sociedad, siendo el valor mensual un promedio del diferencial de compra-venta de los días bursátiles en el mes correspondiente.

5. La beta desapalancada para cada comparador i, β_{Ui}, se calculará aplicando la siguiente fórmula:

$$\beta_{Ui} = \frac{\beta_{Li}}{\left[1 + \frac{Di}{FPi} \cdot (1 - Ti)\right]}$$

Donde:

β_{Li}: Beta apalancada del comparador i en número adimensional. Cuantifica la volatilidad de su cotización bursátil con respecto a la volatilidad del índice bursátil local. Su valor resulta de un cálculo de regresión estadística, considerando observaciones semanales del valor de las acciones de cada comparador con respecto al correspondiente índice bursátil local para un periodo comprendido entre el 1 de enero del año n-8 y el 31 de diciembre del año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio.

$\frac{Di}{FPi}$

Ratio entre la deuda neta y los fondos propios del comparador i para el periodo del 1 enero del año n-8 al 31 de diciembre del año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio. La deuda neta y los fondos propios se calcularán de la misma forma que en el artículo 5.

T_i: Tasa impositiva aplicable al comparador i según su país, obtenida de acuerdo con el artículo 6, en tanto por uno.

Artículo 9. *Prima de riesgo de mercado.*

1. Se calcula a través del método de análisis histórico, que consiste en el análisis estadístico de los datos observados de rentabilidad del mercado con respecto a la tasa libre de riesgo. Para ello, se utilizará la información incluida en el informe anual de Dimson, Marsh y Staunton (DMS) *Global Investment Returns Yearbook*, o aquel que lo sustituya.

2. La prima de riesgo de mercado se calculará como la prima de riesgo de mercado de cada país, ponderada por su capitalización bursátil.

3. Se considerarán los países enunciados en el artículo 4 en los que se realiza la búsqueda de comparadores para los que existan datos en dicho informe.

4. La prima de riesgo de mercado de cada país será el promedio entre los valores correspondientes a la media geométrica y a la media aritmética de la diferencia entre la rentabilidad del mercado y los bonos soberanos de dicho país, para el periodo comprendido entre 1900 y el año n-3, siendo n el primer año del segundo periodo regulatorio.

Artículo 10. *Coste de la deuda RD.*

1. El coste de la deuda de cada año k y cada comparador i se calcula como el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Interest Rate Swap* IRS a diez años más el promedio de las cotizaciones diarias del año k del *Credit Default Swap CDS* a 10 años del comparador i, según la siguiente fórmula:

$$R_{Dik} = IRS_{10A\ k} + CDS_{10A\ ik}$$

R_{Dik}: Coste de la deuda del comparador i en el año k, en porcentaje (%).

$IRS_{10A\ k}$: Promedio de las cotizaciones diarias del *Interest Rate Swap* a 10 años en el año k, en porcentaje (%).

$CDS_{10A\ ik}$: Promedio de las cotizaciones diarias del *Credit Default Swap* a 10 años del comparador i en el año k, en porcentaje (%).

k: Cada uno de los 6 años comprendidos en el período (n-8, n-3).

2. Para aquellos comparadores de los que no se disponga de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, en un año determinado, se buscarán datos de emisiones de deuda de plazo equivalente efectuadas durante ese año, por el comparador o por sociedades de su grupo, utilizándose, en caso de que estén disponibles, el promedio de las TIR de dichas emisiones como representativo del coste de la deuda del comparador para el año correspondiente. Se tendrán en cuenta las emisiones de deuda efectuadas en euros y vencimiento de 8 a 12 años desde la fecha de emisión, según la siguiente fórmula:

$$R_{Dik} = \frac{\sum_{e_{ik}=1}^{e_{ik}=t_{ik}} TIR_{8A-12A\ ik}}{t_{ik}}$$

Donde:

$TIR_{8A\text{-}12Aik}$: TIR de las emisiones de deuda del comparador i en el año k a un plazo de 8 a 12 años, en porcentaje (%).

e_{ik}: Cada una de las emisiones de deuda del comparador i en el año k.

t_{ik}: Número de emisiones de deuda del comparador i en el año k.

3. No se considerarán los datos del coste de la deuda de los comparadores que tengan un nivel de calificación crediticia especulativo o *non investment grade* según al menos una de las principales agencias de calificación crediticia. Es decir, si tienen una calificación inferior a Baa3 o BBB-.

4. El coste de la deuda se calculará, para cada uno de los años del periodo de cálculo (n-8, n-3), como el promedio del coste de la deuda de dicho año de los comparadores que dispongan de datos.

$$R_{Dk} = \frac{\sum_{i=1}^{i=m_{3k}} R_{Dik}}{m_{3k}}$$

Donde:

R_{Dk}: Coste de la deuda promedio de todos los comparadores en el año k, en porcentaje (%).

m_{3k}: Número de comparadores, seleccionados según el artículo 4, que disponen de datos de deuda (CDS o emisiones) en el año k.

5. El coste de la deuda R_D a incluir en la fórmula del WACC se calculará como el promedio de los 6 datos anuales obtenidos.

$$R_D = \frac{\sum_{k=n-8}^{k=n-3} R_{Dk}}{6}$$

Disposición adicional primera. *Tasa de retribución financiera para transporte y distribución de energía eléctrica para el período regulatorio 2020-2025.*

1. Los parámetros para transporte y distribución de energía eléctrica son los siguientes:

R_{FP}: 6,40 %.
RA: 50 %.
R_{LR}: 2,97 %.
β_U: 0,41.
β: 0,72.
PRM: 4,75 %.
R_D: 2,63 %.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2 será la siguiente: 4,19 %.

3. La tasa de retribución financiera para el transporte y distribución de energía eléctrica, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será la siguiente: 5,58 %.

Disposición adicional segunda. *Tasa de retribución financiera para transporte y regasificación de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.*

1. Los parámetros para transporte y regasificación de gas natural son los siguientes:

R_{FP}: 6,48 %.
RA: 50 %.
R_{LR}: *3,03* %, que incluye ajuste por QE de 80 p.b.
β_U: 0,42.
β: 0,74.
PRM: 4,64 %.
R_D:2,24 %.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2, será la siguiente: 4,08 %v.

3. La tasa de retribución financiera para el transporte y regasificación de gas natural, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será: 5,44 %.

Disposición adicional tercera. *Tasa de retribución financiera para distribución de gas natural para el período regulatorio 2021-2026.*

1. Los parámetros para distribución de gas natural son los mismos que los establecidos para las actividades de transporte y regasificación de gas natural en la disposición adicional segunda, salvo por los siguientes:

R_{FP}: 7,07 %.
β: 0,87.

2. La tasa WACC nominal después de impuestos, calculada según la fórmula del apartado 2 del artículo 2, será la siguiente: 4,38 %.

3. La tasa de retribución financiera para la distribución de gas natural, obtenida de la fórmula del apartado 1 del artículo 2, será: 5,83 %.

Disposición transitoria única.

Excepcionalmente para el año 2020, se aplicará lo previsto en el último párrafo del artículo 8.3 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía

eléctrica, y lo previsto en el último párrafo del artículo 14.3 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, para, respectivamente, la tasa de retribución financiera del transporte y la distribución eléctrica. En consecuencia, la tasa de retribución financiera para el transporte eléctrico en 2020 y la tasa de retribución financiera para la distribución eléctrica en 2020 será de 6,003 %.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente Circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 43

Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 307, de 23 de diciembre de 2019
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2019-18398

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

A través de dicha modificación se asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de establecer para el sector del gas natural, y mediante circular, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme a las orientaciones de política energética, según dispone el artículo 7.1 h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio. Por otro lado, el artículo 69 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sobre derechos de los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, establece que estos tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el capítulo VII, del título IV, de dicha Ley. Asimismo, el artículo 7.1 bis de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, establece la función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución de las actividades de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

Para el año 2020, dicha retribución habrá de atenerse a la metodología de cálculo establecida en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La metodología de retribución establecida por la presente circular será de aplicación a partir del 1 de enero de 2021.

Mediante Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, se establecieron las orientaciones de política energética. El apartado octavo indica, en particular, las orientaciones relativas a la retribución del transporte y regasificación de gas natural.

Se considera que el desarrollo de una nueva metodología retributiva es un instrumento eficaz para reconducir los desequilibrios observados en el modelo retributivo vigente de

forma que se cumplan más fielmente los principios retributivos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre y en la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

La circular se ajusta a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia que establece el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, sobre principios de buena regulación.

La necesidad de la circular viene determinada por el hecho de que el desarrollo de una nueva metodología retributiva es el instrumento más eficaz para adaptar el modelo retributivo vigente al objeto de reconducir los desequilibrios observados en el mismo.

La proporcionalidad de la circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la retribución anual de los titulares por los costes de sus instalaciones de transporte y plantas de gas natural licuado. Esto es, establece las fórmulas para determinar la retribución de las instalaciones y empresas; recoge los procedimientos que han de seguir y la información que han de aportar para su inclusión y baja en el sistema retributivo, así como para registrar cambios tras operaciones de compra venta de instalaciones; y define los principios, instalaciones, tipos de costes e ingresos considerados en la metodología.

La circular se aprueba de acuerdo con el nuevo marco competencial definido en la normativa europea y que fue transpuesto por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, según lo ya indicado. Por su parte, la circular establece un marco normativo estable para el periodo 2021-2026, en consonancia con lo dispuesto en la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La circular es predecible porque está basada en los principios que emanan de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, preserva los aspectos recogidos en metodologías anteriores, adaptándolas al mercado de gas, siempre siguiendo los conceptos establecidos por esta Comisión en sus informes de análisis del sector. Por último, la circular integra los nuevos desarrollos con la normativa vigente, lo que genera un marco normativo coherente, claro y cierto, que facilita su conocimiento y comprensión, para vertebrar la actuación y toma de decisiones por los interesados.

El principio de transparencia se cumple al definir claramente los objetivos de la circular y su justificación. Durante la tramitación se han cumplido todas las exigencias normativas en materia de participación y audiencia de interesados.

El principio de eficiencia se respeta porque la circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos necesarios. Para ello, se ha determinado y analizado cuáles eran los procedimientos administrativos explícitos e implícitos resultantes de la aplicación de la metodología retributiva vigente con objeto de dar coherencia con otros procesos y procedimientos administrativos recogidos en la normativa sectorial (planificación de instalaciones, autorización de instalaciones, cierre de instalaciones, liquidación de ingresos generados contra retribución reconocida de las empresas, etc.).

Se opta para los próximos periodos regulatorios, tal y como se ha indicado anteriormente, por el desarrollo de un modelo de retribución que aplique los principios establecidos para el modelo retributivo vigente, junto con aquellas adaptaciones y modificaciones que permitan, en la práctica, cumplir más fielmente con los principios retributivos establecidos en dicha regulación; todo ello mediante una transición entre ambos modelos progresiva, ordenada y transparente.

El modelo retributivo propuesto recoge medidas que, con diferente nivel de calado, se corresponden con recomendaciones de mejoras realizadas por esta Comisión en diversos informes sobre los diferentes modelos retributivos establecidos por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

En particular, la circular se fundamenta en el establecimiento de la rentabilidad de los recursos financieros invertidos (actual tasa de retribución financiera) mediante la metodología WACC, aplicable a todo el periodo regulatorio, según se establece en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural. Junto a ello, la determinación de la retribución por costes de operación y mantenimiento tendrá lugar mediante valores unitarios de referencia para todo el

periodo, salvo la retribución de aquellos costes variables que, siendo asignables y trazables, tienen una gestión limitada por el transportista, y se realizan a valor auditado.

En lo que respecta a la Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU) prevista en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, se ha mejorado dicho incentivo.

Asimismo, la circular incluye una Retribución anual por Mejoras de Productividad en los costes de operación y mantenimiento con respecto al período anterior, que da lugar a un reparto equitativo entre consumidores y empresas.

Se introducen incentivos para la promoción del uso de gas natural en el transporte marítimo y terrestre con el propósito de fomentar su uso frente a otros hidrocarburos más contaminantes.

Por lo que se refiere a la retribución por continuidad de suministro (RCS) para el transporte y la regasificación de gas natural, tiene lugar una reducción progresiva de dicho concepto retributivo en el periodo regulatorio 2021-2026.

Otra novedad consiste en la determinación del valor de inversión a valores unitarios, que se utiliza para el cálculo del Valor de Inversión Reconocido, con los valores unitarios vigentes a la fecha de obtención de la autorización administrativa previa de la instalación, en vez de utilizar los valores vigentes al obtener el acta de puesta en servicio según la práctica actual.

A fin de introducir el incentivo a construir solo inversiones justificadas por su previsión de demanda, la obtención de la retribución por inversión para las nuevas instalaciones no troncales (gasoductos de atención zonal y nuevas plantas de gas natural licuado) tendrá lugar a partir del gas realmente procesado/vehiculado.

La circular incluye asimismo un tratamiento del concepto de actividad conexa a efectos retributivos, entendida como aquella actividad distinta de las actividades con régimen económico regulado cuya prestación conlleva el uso o consumo de recursos de las actividades con régimen económico regulado.

Otra novedad de la misma consiste en la inclusión de un principio de prudencia financiera requerido a los titulares de activos de transporte y plantas de gas natural licuado.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la metodología retributiva de la actividad de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación en esta circular, devienen ahora inaplicables, conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria. Este efecto se produce sin perjuicio de que, a través, en su caso, de mecanismos de cooperación, se pueda articular una tabla de vigencias para facilitar el conocimiento de las normas aplicables en estas materias, así como que se dé publicidad, a través de las oportunas páginas web, al compendio de normas aplicables, estructurado por materias.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1 h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, según las conclusiones alcanzadas a este respecto en la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 12 de diciembre de 2019, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1. *Objeto.*

La presente circular establece la metodología para determinar la retribución anual de los titulares de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, por los costes de dichas instalaciones financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas. La presente metodología será aplicable a partir de 1 de enero de 2021.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular será de aplicación a los gasoductos y resto de instalaciones de transporte primario de gas natural a alta presión y a las plantas de regasificación y de licuefacción de gas natural definidas en el artículo 59.2 a) y b) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. Asimismo se aplicará a las instalaciones de transporte secundario que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, dispusieran de proyecto de ejecución aprobado.

Artículo 3. *Principios y criterios generales.*

1. La metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado atenderá a criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, siendo de aplicación los principios generales siguientes:

a) Establecer una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
b) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
c) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
d) Determinar un sistema de retribución de los costes de explotación que incentive una gestión eficaz y la mejora de la productividad, que deberán repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.
e) Contribuir a la sostenibilidad económica y financiera del sistema de gas natural.
f) Considerar los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares y extra-peninsulares.

2. Los parámetros utilizados en la metodología de retribución que desarrolla esta circular deberán ser determinados teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, el equilibrio económico y financiero del sistema gasista, la demanda de gas, la competitividad de los precios finales del suministro de gas a los consumidores, la evolución de los costes de las empresas reguladas y las mejoras de eficiencia y de productividad.
3. Durante cada periodo regulatorio no se aplicarán fórmulas de actualización automática a los valores de inversión reconocidos, a las retribuciones a percibir, a los valores unitarios de referencia, a la tasa de retribución financiera o a cualquier otro parámetro utilizado para calcular la retribución de las instalaciones y/o empresas.
4. Los parámetros de retribución establecidos en esta circular podrán revisarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio y, en particular, como consecuencia de la aprobación de orientaciones de política energética por parte del Ministerio para la Transición Ecológica, de acuerdo con lo previsto en el artículo 1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, para su aplicación al siguiente periodo regulatorio.
Si no se llevase a cabo esta revisión, se entenderán prorrogados para el periodo regulatorio siguiente, de conformidad con lo establecido en el artículo 63.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
5. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría externa, todo ello sin perjuicio de requerimientos de información adicional, de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

Artículo 4. *Periodos regulatorios.*

1. Los períodos regulatorios se sucederán de forma consecutiva con una vigencia de seis años, de conformidad con el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.
2. El periodo regulatorio se descompondrá en años de gas completos, o sus fracciones, para permitir la coordinación temporal de la retribución con los periodos de aplicación de peajes y cánones de transporte que se determinen de acuerdo con el Reglamento (UE)

2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

3. Se considera que el año de gas «a» para el que se determina la retribución de las instalaciones de una empresa tiene la duración comprendida entre el 1 de octubre del año «a-1» y el 30 de septiembre del año «a», ambos incluidos.

CAPÍTULO II

Instalaciones y costes admisibles

Artículo 5. *Instalaciones incluidas en la metodología retributiva.*

1. La metodología retributiva definida en la presente circular se aplicará a las siguientes instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado con retribución por inversión individualizada, necesarias para la correcta realización de las actividades de transporte de gas natural y de regasificación:

a) Las instalaciones con retribución por inversión individualizada cuyos costes de inversión hayan sido incorporados en el inmovilizado material de las empresas, que dispongan de acta de puesta en servicio anterior al 13 de enero de 2019 y que sean incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por el Ministerio para la Transición Ecológica.

b) Las siguientes instalaciones cuyos costes de inversión hayan sido incorporados en el inmovilizado material de las empresas, dispongan de acta de puesta en servicio de fecha 13 de enero de 2019 o posterior y que, según lo establecido en esta circular, sean incluidas de forma definitiva en el régimen retributivo por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con retribución por inversión individualizada:

i. Las instalaciones de los gasoductos y estaciones de compresión de transporte primario de gas natural recogidas en la planificación aprobada, según el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

ii. Las instalaciones de las plantas de gas natural licuado recogidas en la planificación aprobada, según el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

iii. Aquellas otras instalaciones que, como resultado del proceso de planificación de la red de transporte de gas natural, se determine que cumplen funciones de transporte primario.

iv. Las instalaciones de los gasoductos de transporte secundario de gas natural recogidos en la planificación aprobada, según el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, dispusieran de aprobación del proyecto de ejecución.

v. Los centros de mantenimiento en servicio de las instalaciones de transporte de gas natural.

vi. Las posiciones y estaciones de regulación y/o medida (ERM/EMs) conectadas a gasoductos con retribución de inversión individualizada reconocida o planificados siempre y cuando no pertenezcan a ningún tipo de instalación recogida en el apartado 2 de este artículo.

vii. Las instalaciones singulares según se definen en el artículo 23.

viii. Las instalaciones de las plantas de gas natural licuado necesarias o que complementen el funcionamiento de las instalaciones existentes o planificadas de las plantas de gas natural licuado, siempre y cuando haya definidos unos valores unitarios de referencia de inversión o fórmula para determinar el valor de inversión reconocido de dicha instalación.

ix. Aquellas modificaciones de instalaciones con retribución por inversión individualizada que impliquen una ampliación de su capacidad, o una transformación del tipo de instalación.

Junto a las instalaciones anteriores, se consideran incluidos todos aquellos equipamientos y servicios auxiliares necesarios para la operación, comunicación, protección, control y suministro eléctrico de las mismas, así como los terrenos, edificaciones, equipos informáticos, instalaciones de odorización y control de calidad de gas, instalaciones de conexión y otros elementos auxiliares necesarios para su adecuado funcionamiento en el momento de su puesta en servicio.

2. La metodología retributiva definida en la presente circular se aplicará asimismo a las siguientes instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado que no tienen retribución por inversión individualizada, necesarias para la correcta realización de las actividades de transporte de gas natural y de regasificación:

a) Las siguientes instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado o equipamiento de las mismas, que dispongan de proyecto técnico de las instalaciones y trabajos a realizar, suscrito por técnico competente, y cuyos costes de inversión hayan sido incorporados en el inmovilizado material de las empresas, no tendrán retribución por inversión individualizada porque sus costes, o bien estarán considerados para determinar los valores unitarios de referencia de inversión y/o de operación y mantenimiento, por lo que serán retribuidas con los importes reconocidos a las instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada de los apartados 1.a) y 1.b), o bien serán retribuidos como gastos de explotación activados dentro de la retribución por operación y mantenimiento:

i. Instalaciones, incluidos sus equipamientos y servicios auxiliares, cuya resolución de inclusión definitiva en el régimen retributivo haya determinado que no tienen derecho a retribución individualizada, y no sean instalaciones recogidas en el apartado 2 de este artículo.

ii. Todos aquellos equipamientos y servicios auxiliares necesarios para cumplir con las normas técnicas, de seguridad y calidad industriales, de conformidad a lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, con la normativa ambiental, con las normas de gestión técnica del sistema, o con cualquier otra de carácter estatal que les sea de aplicación, que son destinados a la actualización de equipos, la mejora de la disponibilidad, la operación, el mantenimiento y/o la seguridad de las instalaciones de transporte de gas natural o de plantas de gas natural licuado recogidas en los apartados 1.a) y 1.b), cuyo costes han sido incorporados al inmovilizado material, y que han sido construidos/instalados con posterioridad a la fecha del acta de puesta en servicio de las instalaciones actualizadas/mejoradas.

iii. Cualquier otra modificación de las instalaciones recogidas en los apartados 1.a) y 1.b) que no implique una ampliación de su capacidad o una transformación del tipo de instalación, y que sirvan para mejorar la eficiencia, productividad y optimización de las instalaciones.

iv. Resto de edificios o inmuebles, vehículos, equipos informáticos, equipamientos y servicios auxiliares, incluidos los de atención de urgencias, necesarios para el ejercicio de las funciones asignadas al titular en la parte que corresponda a las actividades de transporte de gas natural y de regasificación.

b) Las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado o equipamiento de las mismas que dispongan de proyecto técnico de las instalaciones y trabajos a realizar suscrito por técnico competente y cuyo valor de inversión no esté incorporado en el inmovilizado material de las empresas, entre las que se encontrarían, al menos, las aplicaciones informáticas y los arrendamientos financieros de instalaciones, o similares, no tendrán retribución por inversión individualizada porque, o bien sus costes están considerados para determinar los valores unitarios de referencia de inversión y/o de operación y mantenimiento, por lo que son retribuidas con los importes reconocidos a las instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada del apartado 1.a) y 1.b), o bien son retribuidos como gastos de explotación activados dentro de la retribución por operación y mantenimiento.

3. No están incluidas en la metodología retributiva definida en la presente circular las siguientes instalaciones:

a) Aquellas instalaciones, incluidos sus equipamientos y servicios auxiliares, retribuidas económicamente por otra actividad con régimen económico regulado o a través de los cargos que defina el Ministerio para la Transición Ecológica u otros precios regulados diferentes de los peajes y cánones de transporte y regasificación que resulten de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo. Entre ellas se encontrarán, al menos, las siguientes:

i. Las instalaciones de los gasoductos y ERM/EMs de transporte secundario de gas natural cuyo proyecto de ejecución se apruebe tras la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio.

ii. Las instalaciones de conexión, incluidas las ERM/EMs, de transporte-distribución y de transporte primario-transporte secundario, o sus ampliaciones, puestas en servicio desde el 1 de noviembre de 2015.

iii. Las acometidas y las instalaciones necesarias para su conexión a las instalaciones de transporte y plantas de regasificación.

iv. Los contadores de gas y equipos de telemedida para alquiler.

b) Aquellas instalaciones, incluidos sus equipamientos y servicios auxiliares, no sujetas a régimen económico regulado o cuyos costes se soporten por terceros. Entre ellas se encontrarán, al menos, las siguientes:

i. Las instalaciones necesarias para las conexiones a la red básica o a la red de transporte secundario de los yacimientos, de las plantas de fabricación de gases combustibles, de los almacenamientos subterráneos no-básicos de gas natural y de las instalaciones exentas de acceso de terceros a la red.

ii. Las líneas directas y las instalaciones necesarias para su conexión a las instalaciones del sistema gasista.

iii. Las modificaciones o variantes a petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.).

iv. Las instalaciones diferentes a las recogidas en el apartado 1 utilizadas para la realización de productos y servicios conexos.

v. Las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo.

4. Las instalaciones descritas en los apartados anteriores constituyen el Censo de Instalaciones, donde se distinguirá entre:

a) La Base de Instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada que agrupa las instalaciones descritas en los apartados 1.a) y 1.b).

b) La Base de Instalaciones sin Retribución Individualizada que agrupa las instalaciones descritas en los apartados 2.a) y 2.b).

c) Las instalaciones descritas en el apartado 2 que permitan delimitar e identificar la red de transporte y las plantas de GNL, así como aquellas que se usen para la realización de productos y servicios conexos.

Todas las instalaciones de los apartados 1.a), 1.b), 2.a).i, 3.a), 3.b).i y 3.b).ii tendrán asignado un Código Único de Activo Regulado (Código CUAR), según las instrucciones recogidas en la Circular 1/2015, de 22 julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por su parte, las instalaciones de los apartados 2.a).ii, 2.a).iii, 2.a).iv, 2.b), 3.b).iii y 3.b).iv se agruparán por proyectos o actuaciones a los que se les asignará un código identificativo, según determine la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y deberán estar asociados a uno de los CUAR u Objeto Final de Coste (OFC) declarados/definidos de acuerdo con la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 6. *Costes e ingresos considerados en la metodología retributiva de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.*

1. La metodología retributiva requiere que las sociedades titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, de acuerdo con el artículo 62 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, lleven en su contabilidad cuentas separadas para las actividades que desarrollan, de manera que se diferencien los ingresos y los gastos estrictamente imputables a cada una ellas.

Asimismo, los titulares de instalaciones deberán llevar una contabilidad individualizada de los costes de inversión para todas aquellas instalaciones que sean objeto de reconocimiento de retribución individualizada.

Las empresas titulares de instalaciones también deberán contabilizar de forma separada el ingreso o gasto anual correspondiente al incentivo por la liquidación de las mermas de gas.

En su caso, las empresas también llevarán detalle de las cuentas, separando los ingresos y gastos (costes e inversiones) anualmente realizados para cada uno de los productos o servicios conexos realizados.

2. La metodología retributiva tendrá en cuenta todos los costes directos e indirectos necesarios para la construcción, el adecuado mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la realización de las funciones correspondientes, así como aquellos ingresos que puedan disminuir los costes anteriores.

Para determinar los costes de inversión de las instalaciones se considerará el valor de los costes que fueron incorporados por primera vez al inmovilizado material de la empresa titular que la puso en servicio, denominado coste a valor histórico regulatorio, con independencia de que con posterioridad se reflejen o contabilicen actualizaciones de dicho valor o el valor de compra-venta de las instalaciones.

3. Los costes e ingresos estarán recogidos en el libro de Inventarios y Cuentas anuales de cada empresa, previsto en el artículo 28 del Código de Comercio, en particular, en el balance de sumas y saldos. También deberán estar recogidos en las cuentas anuales auditadas depositadas en el Registro Mercantil. La empresa deberá declarar asimismo tales costes e ingresos en el Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, e informar de los mismos, a fin de que consten en el Sistema de Información Contable del Sector Energético, en los términos de la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, y ello sin perjuicio de las auditorías que correspondan y de las peticiones de información o aclaraciones que pudieran requerirse.

4. En concreto, se tomarán en consideración para determinar la retribución reconocida de cada actividad, al menos, las siguientes cuentas y valores:

a) Las cuentas del inmovilizado material. De ellas, deberán distinguirse el valor histórico regulatorio, neto de subvenciones, donaciones y legados de capital, actualizaciones de valor e importes en curso y anticipos, del valor total de la cuenta.

b) Las cuentas de aplicaciones informáticas del inmovilizado intangible. De ellas, deberán distinguirse el valor histórico regulatorio, neto de subvenciones, donaciones y legados de capital, actualizaciones de valor e importes en curso y anticipos, del valor total de la cuenta.

c) Los gastos anuales incluidos en las cuentas del grupo 6 del Plan General de Contabilidad netos de subvenciones a la explotación.

d) Los ingresos anuales incluidos en las cuentas del grupo 7 del Plan General de Contabilidad, distintos de los peajes, cánones y cargos u otros precios regulados que resulten de la aplicación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo, que puedan disminuir los costes de la letra c) al ser generados directa o indirectamente en el ejercicio de la actividad regulada.

e) Aquella parte del beneficio procedente de la venta de productos y servicios conexos que se establezca por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. En ningún caso formarán parte de la retribución reconocida, al menos, los siguientes conceptos:

a) Las amortizaciones de las instalaciones con retribución individualizada o tenidas en cuenta en los valores unitarios de referencia.

b) Los márgenes en operaciones con empresas del grupo, asociadas y con otras partes vinculadas.

c) Las inversiones en curso e intereses intercalarios.

d) Los costes directos o indirectos empleados en la realización de productos y servicios conexos, u otras actividades distintas de las reguladas.

e) El inmovilizado intangible a excepción de las cantidades que correspondan a las aplicaciones informáticas.

f) Aquellos impuestos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución.

g) Multas, sanciones y resto de gastos excepcionales, así como indemnizaciones judiciales para resarcir a terceros.

h) Aquellas estimaciones/valoraciones de gastos e ingresos que den lugar al registro de una provisión de acuerdo con las obligaciones establecidas en el Plan General de Contabilidad.

i) Los gastos (costes e inversiones) en investigación, desarrollo e innovación (I+D+i).

j) Los gastos de personal por indemnizaciones y retribuciones a largo plazo por prestaciones post empleo.

k) Pérdidas de créditos comerciales incobrables, resultados de operaciones en común y otras pérdidas en gestión corriente.

l) Los costes de publicidad y de relaciones públicas que no sean estrictamente necesarios para el desempeño de las actividades de transporte o regasificación.

m) Otros gastos financieros, perdidas procedentes de activos no corrientes y gastos excepcionales y perdidas por deterioro y otras dotaciones que correspondan, recogidas en las cuentas 66, 67 y 69 del Plan General de Contabilidad.

n) Aquellos gastos (costes e inversiones) asociados al cierre, el desmantelamiento o el retiro de la instalación y la rehabilitación del lugar donde se ubica.

o) El sobrecoste causado, según el artículo 59.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, por aplicación, en alguna de sus áreas, de normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad regulada.

p) El gasto (coste e inversión) de variantes realizadas por petición de particulares o Administraciones (carreteras, ferrocarril, telefonía, líneas eléctricas, etc.) al trazado de una canalización de gas ya existente.

q) Los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión transporte-distribución o transporte primario-transporte secundario, o su ampliación, desde el 1 de noviembre de 2015.

r) Aquellos otros costes e inversiones regulados del sistema gasista, directos o indirectos, que no estén asociados al uso de las instalaciones de transporte de gas y plantas de gas natural licuado, y que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, sean cubiertos por los cargos que defina el Ministerio para la Transición Ecológica.

s) Los costes directos o indirectos que correspondan al uso de las instalaciones de distribución y de almacenamiento subterráneo básico, y a la Gestión Técnica del Sistema u otras actividades con régimen económico regulado distinto al de las actividades de transporte y regasificación.

t) Aquellos costes e inversiones que, en aplicación del artículo 91.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se tengan en consideración para establecer el régimen económico de los derechos por acometidas, alquiler de contadores y otros costes necesarios vinculados a las instalaciones.

Artículo 7. *Admisibilidad de los costes.*

1. La admisibilidad de los costes directos e indirectos de construcción, mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la realización de las funciones correspondientes, se determinará con arreglo a los siguientes factores:

a) Que sea necesario. Solo tendrán la calificación de costes necesarios aquellos relacionados, directa o indirectamente, con la actividad.

Se considera que un coste está directamente relacionado con la actividad cuando sea necesario para la obtención de un producto o servicio final de la misma y se pueda asignar de manera inequívoca al mismo; considerándose indirecto cuando no pueda asignarse de manera inequívoca.

b) Que sea asignable. Un coste es asignable a una actividad siempre que pueda establecerse una relación causal entre el coste y el bien o servicio que constituye el objeto

de la actividad. En todo caso, un coste será asignable a una actividad regulada cuando se dé alguno de los siguientes requisitos:

i. Haya sido incurrido específicamente para la misma.
ii. Aporte valor a la actividad.
iii. Sea necesario para las operaciones generales del negocio que resulten precisas para el desarrollo de la actividad.

c) Que sea cierto y estuviera registrado en la contabilidad financiera al objeto de garantizar la trazabilidad de los costes con los estados financieros auditados de la empresa y, en concreto, con el balance de sumas y saldos.

d) Que haya concordancia con las disposiciones y estándares reconocidos aplicables a la actividad regulada. El coste se limitará a los costes necesarios para cumplir con las características definidas en la legislación vigente y los estándares técnicos reconocidos aplicables, por lo que no serán admisibles costes relacionados con mayores prestaciones de las exigidas, ni relacionados con elementos específicamente excluidos por la legislación.

e) Que sean acordes con los precios de mercado e históricos. Los costes del bien o servicio, en tanto tengan el mismo alcance o similar, han de ser acordes con los registrados en años anteriores y la evolución del mercado.

2. Se acreditará, ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la sostenibilidad económica y financiera de la inversión, la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa y los estandares técnicos, de seguridad, de calidad industrial, medioambiental o de las normas de gestión técnica del sistema para su inclusión en el sistema retributivo.

Artículo 8. *Productos y servicios conexos.*

1. Las empresas que proporcionen a terceros productos o servicios conexos para cuya prestación utilicen las instalaciones y recursos retribuidos con cargo al régimen económico establecido en esta circular declararán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 1 de julio de cada año, los productos y servicios conexos correspondientes al año natural anterior y su previsión para el año en curso, con detalle individualizado, indicando su alcance, empresa o entidad compradora o beneficiaria, ingresos percibidos, costes e instalaciones asociados, beneficios obtenidos, fechas de inicio y fin de la prestación y adjuntarán los contratos firmados relativos a dichas prestaciones.

2. En ningún caso la realización de un producto o servicio conexo puede suponer un coste adicional para las actividades con metodología retributiva regulada.

3. Para cada producto o servicio conexo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución, previo trámite de audiencia, la metodología de ajuste retributivo a realizar. Esta metodología tendrá en cuenta, en todo caso, los costes directos e indirectos de los activos empleados, así como el coste en que, de no mediar el empleo de estos activos, se habría incurrido para poder realizar esas otras actividades. Asimismo, podrán tenerse en cuenta, entre otros factores, el ingreso por las actividades diferentes al transporte y la regasificación, la contribución a dicho ingreso realizada por los activos regulados o las circunstancias que puedan concurrir respecto de las cesiones del uso de los activos entre sociedades de un mismo grupo o terceras sociedades.

4. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá por resolución el importe a considerar como menor retribución a soportar por el sistema gasista en el año de gas «a+1», para cada empresa y para cada producto y/o servicio conexo efectuado durante el año natural anterior.

CAPÍTULO III

Retribución de instalaciones

Artículo 9. *Retribución anual de un titular por las instalaciones de transporte de gas natural y las plantas de gas natural licuado.*

1. La retribución devengada para el año de gas «a» de una empresa «e» (R_a^e) titular de instalaciones de transporte de gas natural y/o de plantas de gas natural licuado será la resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$R_a^e = RInv_a^e + RO\&M_a^e + ARPE_a^e + RSAE_a^e + RIIT_a^e$$

Donde,

$RInv_a^e$ es la retribución para el año «a» de la empresa «e» por inversión en instalaciones.

$RO\&M_a^e$ es la retribución para el año «a» de la empresa «e» por operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones.

$ARPE_a^e$ son los ajustes a la retribución para el año «a» de la empresa «e» por productividad y eficiencia.

$RSAE_a^e$ es la retribución para el año «a» de la empresa «e» por instalaciones en situación administrativa especial.

$RIIT_a^e$ es la retribución para el año «a» de la empresa «e» por inversiones con impactos transfronterizos derivados de la aplicación del artículo 12 del Reglamento (UE) n.º 347/2013, o disposición que lo sustituya.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previo trámite de audiencia, las resoluciones que establezcan la retribución devengada para el año de gas «a» de las empresas titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado.

3. Cuando se detecten errores materiales, de hecho o aritméticos, derivados de las declaraciones efectuadas por las empresas transportistas, de los informes de auditoría aportados, los cálculos llevados a cabo por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o las inspecciones y comprobaciones realizadas por esta Comisión, la retribución que corresponda será modificada justificadamente, a través del correspondiente procedimiento.

Artículo 10. *Retribución por inversión en instalaciones.*

1. La retribución devengada para el año de gas «a» de la empresa «e» por inversión en instalaciones se determinará agregando las cantidades a retribuir por cada una de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada de dicha empresa en las actividades de transporte y/o plantas de gas natural licuado, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$RInv_a^e = RInv_a^{e,Transporte} + RInv_a^{e,Planta\ de\ GNL}$$

$$RInv_a^{e,A} = \sum_{i=1}^{n} A_a^i + \sum_{i=1}^{n} RF_a^i + \sum_{j=1}^{n} RGV_a^i + \sum_{k=1}^{n} RFNMLL_a^i$$

Donde,

$RInv_a^{e,A}$ es la retribución para el año de gas «a» de la empresa «e» por inversión en instalaciones de la actividad «A».

A_a^i es la retribución por Amortización para el año «a» de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» que pertenezca a la red troncal. Además, se aplicará a las instalaciones «i» pertenecientes a plantas de gas natural licuado construidas antes del 1 de enero de 2021, y a aquellas instalaciones «i» de transporte primario de influencia local con autorización administrativa previa anterior a 1 de enero de 2021 que fueran adjudicadas de forma directa. Esta retribución tendrá efectos desde la fecha de puesta en servicio hasta el fin de su vida útil regulatoria, el cierre o cuando el valor neto de inversión sea nulo. A partir de dicho momento, el valor por amortización será nulo. Esta retribución se obtendrá por aplicación de la siguiente fórmula:

$$A_a^i = DVR_a^i \times A_d^i = DVR_a^i \times \frac{VI_R^i}{VU_{dias}^i}$$

Donde,

DVR_a^i son los días de vida regulatoria durante el año de gas «a» de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e».

Se considera que, en el año de puesta en servicio, los días de vida regulatoria son los días transcurridos desde la fecha del acta de puesta en servicio, incluida esta. Por su parte, en el año en que finaliza la vida útil regulatoria, son los días transcurridos hasta la fecha de fin de la vida útil regulatoria o, en su caso, la fecha de cierre, incluida esta.

Durante el resto de años de la vida útil regulatoria, se considera que los días de vida regulatoria coinciden con los días del año (*días del año a*).

A_d^i es la retribución por Amortización Diaria de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e».

VI_R^i es el Valor de Inversión Reconocido de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e».

VU^i_{dias} es la Vida útil regulatoria de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada, expresada en días, calculada como los días transcurridos entre la fecha del acta de puesta en servicio $(fecha_{pem})$ y la fecha de fin de la vida útil $(fecha_{fvu})$, ambas incluidas.

Donde $fecha_{fvu} = (fecha_{pem} + VU_{años} - 1día)$, siendo $VU_{años}$ la vidal útil regulatoria en años de las instalaciones, de acuerdo con el siguiente cuadro:

Instalaciones	Vida útil regulatoria
Gasoductos.	40 años
Estaciones de Regulación y/o Medida.	30 años
Estaciones de Compresión.	20 años
Centros de mantenimiento.	20 años
Sistema de Bombas Secundarias de GNL.	10 años
Vaporizadores de GNL.	10 años
Tanques de GNL.	20 años
Cargaderos de Cisternas de GNL.	20 años
Relicuador de Boil-off.	20 años
Sistema de Compresión de Boil-off.	20 años
Sist. de Antorcha/Combustor Planta de GNL.	20 años
Instalaciones carga/descarga GNL en muelles.	20 años
Cimentaciones y Obra Civil asociada a Tanques de GNL.	50 años
Muelles y otras instalaciones de la Planta de GNL.	50 años

RF^i_a es la Retribución Financiera para el año de gas «a» de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» con derecho a retribución por amortización A^i_a, y con efectos desde la fecha de puesta en servicio hasta el fin de su vida útil regulatoria o el cierre, momento a partir del cual será nula. Esta retribución se obtendrá por aplicación de la siguiente fórmula:

$$RF^i_a = VNI^i_{R,a} \times TR_p \times \frac{DVR^i_a}{Dias\ Año\ a}$$

Donde,

$VNI^i_{R,a}$ es el valor neto de inversión reconocido al inicio del año de gas «a» de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» que se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VNI^i_{R,a} = VI^i_R - A^i_a \times \sum_{Año_{pem}}^{a-1} DVR^i_{año}$$

TR_p es la tasa de retribución financiera a aplicar en el periodo regulatorio «p» para las actividades de transporte y regasificación, según lo dispuesto en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

$\sum_{j=1}^{n} RGV_a^i$ es la retribución para el año de gas «a» del conjunto de instalaciones «j» de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» que se obtiene a partir del gas procesado o vehiculado por ellas de forma que el riesgo de su desarrollo corresponde al titular de las instalaciones. Su valor se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\sum_{j=1}^{n} RGV_a^i = \sum_{P_{AC}=1}^{n} RGV_a^{P_{AC}} + \sum_{P_{AD}=1}^{n} RGV_a^{P_{AD}}$$

Donde,

$RGV_a^{P_{AC}}$ es la Retribución para el año «a» del conjunto de instalaciones «i» pertenecientes a un mismo proyecto de transporte primario de influencia local adjudicado a una empresa «e» en un procedimiento de concurrencia «P_{AC}».

A estos efectos, se consideran instalaciones «j» pertenecientes a un mismo proyecto «P_{AC}» tanto las que se adjudicaron inicialmente a la empresa «e» como todas aquellas que, con posterioridad, le son adjudicadas de forma directa para conectarse, ampliar la capacidad o modificar la tipología de las instalaciones existentes previamente.

Esta retribución se obtendrá a partir del gas vehiculado por las instalaciones mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$RGV_a^{P_{AC}} = CGV_a^{P_{AC}} \times ROC^{P_{AC}}$$

Donde,

$CGV_a^{P_{AC}}$ es la cantidad de gas vehiculado real por el conjunto de instalaciones en el año de gas «a», en unidades energéticas, medido en los puntos, de conexión con los gasoductos de aguas arriba.

$ROC^{P_{AC}}$ es la retribución unitaria ofertada por la empresa «e» adjudicataria para construir las instalaciones adjudicadas en el procedimiento de concurrencia.

$RGV_a^{P_{AD}}$ es la Retribución para el año de gas «a» del conjunto de instalaciones «j» pertenecientes a un mismo proyecto de transporte primario de influencia local, o de una planta de gas natural licuado de nueva construcción, adjudicado a una empresa «e» de forma directa «P_{AD}», y cuya autorización administrativa previa sea posterior al 31 de diciembre de 2020.

A estos efectos, se considera conjunto de instalaciones «j» pertenecientes a un mismo proyecto «P_{AD}» tanto a las instalaciones que se adjudicaron inicialmente a la empresa «e» como todas aquellas que, con posterioridad, le son adjudicadas de forma directa para conectarse, ampliar la capacidad o modificar la tipología de las instalaciones existentes previamente.

Esta retribución se obtendrá a partir del gas vehiculado por las instalaciones mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$RGV_a^{P_{AD}} = CGV_a^{P_{AD}} \times RUM^{P_{AD}}$$

Donde,

$CGV_a^{P_{AD}}$ es la cantidad de gas vehiculado real por el conjunto de instalaciones en el año de gas «a», en unidades energéticas, medido en los puntos de conexión con los gasoductos de aguas arriba cuando se trate de un proyecto de transporte primario de influencia local.

Para las instalaciones de una planta de gas natural licuado de nueva construcción será la cantidad de gas, en unidades energéticas, resultante de sumar el gas facturado regasificado desde la planta a la red de transporte de distribución, el gas natural licuado cargado en camiones cisternas o en buques desde la planta, y el gas trasvasado en operaciones de buque a buque con ayuda de la planta.

$RUM^{P_{AD}}$ es la retribución unitaria media para el proyecto «P_{AD}» que se obtiene al dividir la retribución por amortización y retribución financiera a percibir durante la vida útil regulatoria del conjunto de instalaciones «j» adjudicadas inicialmente, entre la cantidad de gas considerado por la empresa «e» en la justificación de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión. Esta retribución unitaria será calculada de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RUM^{P_{AD}} = \frac{\sum_j (VI_R^j + \sum_{t=0}^{VU_{años}^j} \left((VI_R^j - \sum_t^{VU_{años}^j - 1} A_j) \times (TR_o + \text{XX ppb}) \right)}{\sum_{t=0}^{VU_{P_{AD}}} CGP_t^{JSEF}}$$

Donde,

t es el número de años contados desde la fecha del acta de puesta en servicio más temprana de las instalaciones construidas.

TR_o es la tasa de retribución financiera para las actividades de transporte y regasificación, según lo dispuesto en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural, que se aplique durante el periodo regulatorio en el que se pone en servicio la primera instalación construida del proyecto «P_{AD}».

$XXppb_0$ Diferencial con la tasa de retribución financiera que se aplica a las actividades de transporte y regasificación durante el periodo regulatorio en el que se pone en servicio la primera instalación construida del proyecto «P_{AD}» que se defina mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CGP_t^{JSEF} es la cantidad, en unidades energéticas, de gas vehiculado, regasificado, almacenado, procesado considerada por el titular para la justificación de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión en el proyecto «P_{AD}» para el año «t».

$VU_{P_{AD}}$ es la vida útil en años de la instalación «j» más longeva de las que forman el proyecto «P_{AD}» adjudicado inicialmente.

Los importes a percibir por $RGV_a^{P_{AC}}$ y $RGV_a^{P_{AD}}$ en ningún caso podrán ser superiores a los importes facturados por peajes y cánones en el año de gas «a» asociados al uso de las instalaciones del proyecto, o instalaciones aguas abajo cuando se trate de instalaciones de transporte primario de influencia local.

A efectos de cómputo y cobro, la retribución por los conceptos $RGV_a^{P_{AC}}$ y $RGV_a^{P_{AD}}$ será fijada con efectos desde la fecha del acta de puesta en servicio más temprana de las instalaciones construidas. Dichas retribuciones serán nulas cuando su valor actual (VA_{RGV}) sea igual al valor actual acumulado de los valores de inversión reconocidos (VA_{VI_R}) de las instalaciones de proyecto «P_{AC}» o «P_{AD}». Dichos valores se calcularán de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$VA_{RGV} = \sum_{t=0}^{n} \frac{RGV_t^P}{(1 + (TR_t + XXppb_t))^t}$$

$$VA_{VI_R} = \sum_{j=1}^{m} \sum_{t=0}^{n} \frac{VI_R^j}{(1 + (TR_t + XXppb_t))^t}$$

Cuando se igualen los valores o el VA_{RGV} sea superior al VA_{VI_R}, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá por resolución la fecha a partir de la cual las instalaciones afectadas dejarán de percibir retribución por el concepto RGV, y, en su caso, la retribución cobrada en exceso que ha de devolverse a través del Sistema de Liquidaciones como ingreso liquidable. Esta fecha se corresponderá con el fin de la vida útil regulatoria a los efectos de cálculo de la Retribución por Extensión de Vida útil.

$RFNMLL_a^k$ Retribución financiera para el año de gas «a», por las adquisiciones de gas para el nivel mínimo de llenado o gas talón de la instalación «k» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e», que se obtendrá por aplicación de la siguiente fórmula:

$$RFNMLL_a^k = TR_p \times \sum VAG_{NMLL,fecha}^k$$

Donde,

$VAG^{k}_{NMLL,fecha}$ es el valor de cada una de las adquisiciones de gas para nivel mínimo de llenado realizadas en una fecha determinada para la instalación «k», calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VAG^{k}_{NMLL,fecha} = P^{k}_{fecha} \times Q^{k}_{NMLL,fecha}$$

Donde,

P^{k}_{fecha} es el precio de adquisición en una fecha determinada.

$Q^{k}_{NMLL,fecha}$ es la cantidad de gas adquirida en dicha fecha en unidades energéticas.

La fecha de inicio de devengo de la $RFNMLL^{k}_{a}$ será la fecha de incorporación fehaciente del gas a la instalación, o en su defecto, la fecha que se produzca más tarde entre la fecha de adquisición del gas y la fecha del acta de puesta en servicio de la instalación a la que se destina el gas. Por su parte la $RFNMLL^{k}_{a}$ será nula desde la primera de las siguientes fechas: la fecha de cierre de la instalación que contiene el gas, o la fecha de entrega al Gestor Técnico del Sistema del gas, si este fuera recuperable, para su uso como gas de operación.

2. Las instalaciones «i» o «j» que hayan sido cedidas o financiadas por terceros en su totalidad, solo percibirán, si les corresponde, retribución por las adquisiciones de gas para el nivel mínimo de llenado o gas talón.

Artículo 11. *Valor de Inversión Reconocido de una instalación con Retribución Individualizada.*

1. El Valor de Inversión Reconocido de una instalación «i» puesta en marcha en el año de gas «a» $(VI^{i,a}_{R})$ que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada, se obtendrá por aplicación de la siguiente fórmula:

$$VI^{i,a}_{R} = \frac{VI^{i,a}_{VU} + VI^{i,a}_{aud}}{2} - 0{,}9 \times Des - Ced - Fin - SuB - OAcc$$

Donde,

$VI^{i,a}_{VU}$ es el valor de la inversión resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de inversión vigentes cuando la instalación «i» obtuvo la autorización administrativa previa.

$VI_{aud}^{i,a}$ es el valor de inversión auditado admitido de la instalación «i» puesta en marcha en el año de gas «a», descontados aquellos costes que no son considerados por esta metodología retributiva. El valor de inversión auditado admitido en los términos que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia puede ser igual o menor al VI activado auditado presentado por la empresa en función de los ajustes que se apliquen a los costes presentados por no considerarlos justificados.

Des es el importe obtenido por la venta de equipos desmantelados o convertidos en chatarra para la construcción de la nueva instalación.

Ced es el valor de los servicios, equipos y materiales que forman parte de la instalación que han sido cedidas por terceros.

Fin es el valor de los servicios, equipos y materiales que forman parte de la instalación que han sido financiados por terceros.

SuB es el valor a minorar correspondiente a las subvenciones para el desarrollo de la instalación, que se determina de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$SuB = 0{,}9 \times SuB_{UE} + SuB_{AGE} + SuB_{CCAA} + SuB_{AALL} + SuB_{OAP}$$

Donde SuB_{UE}, SuB_{AGE}, SuB_{CCAA}, SuB_{AALL} SuB_{OAP} son las subvenciones, respectivamente, de cualquier organismo de la Unión Europea, Administración General del Estado, Comunidades Autónomas, Administraciones Locales, así como de cualquier otra Administración u Organismo Público.

El importe a retener por la empresa transportista de las subvenciones de la Unión Europea, *SuBUE*, para el conjunto de instalaciones de un proyecto subvencionado, en ningún caso podrá superar los 10 millones de euros.

OAcc el valor económico de otras acciones equivalentes a las anteriores relacionadas con la construcción de la instalación.

En ningún caso, el Valor de Inversión Reconocido podrá ser negativo.

2. Cuando la instalación «i» a incluir en el régimen retributivo tenga reconocido el carácter singular de la inversión, a efectos de calcular el valor reconocido de la inversión solo se tendrá en cuenta el valor de inversión auditado admitido de la instalación y las posibles deducciones por subvenciones, por cesiones y financiaciones de terceros, por venta de equipos desmantelados o convertidos en chatarra para la construcción de la nueva instalación u otras acciones equivalentes relacionadas con el desarrollo de la instalación.

3. El valor de inversión reconocido para determinar la retribución provisional a cuenta de la definitiva de una instalación «i», con independencia de que tengan carácter singular reconocido o no, será el resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de inversión vigentes cuando obtuvo la autorización administrativa previa.

Artículo 12. *Retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones.*

1. La retribución devengada para el año de gas «a» de la empresa «e» por la operación y mantenimiento de las instalaciones $(RO\&M_a^e)$ se determinará por aplicación de las siguientes fórmulas:

$$RO\&M_a^e = RO\&M_a^{e,Transporte} + RO\&M_a^{e,Planta\ de\ GNL}$$

$$RO\&M_a^{e,A} = \frac{3}{12} \times RO\&M_{n-1}^{e,\mathrm{A}} + \frac{9}{12} \times RO\&M_n^{e,\mathrm{A}}$$

$$RO\&M_n^{e,A} = \sum_{i=1}^{n} COM_{VU,n}^{i,A} + \sum_{i=1}^{n} COM_{sing,n}^{i,A} + OCOM_n^A$$

Donde,

$RO\&M_a^{e,A}$ es la retribución para el año de gas «a» de la empresa «e» por operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones de la actividad «A».

$RO\&M_n^{e,A}$ es la retribución para el año natural «n» de la empresa «e» por O&M de las instalaciones de la actividad «A».

$COM_{VU,n}^{i,A}$ es la retribución para el año natural «n» por O&M de la instalación «i» de la actividad «A» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de O&M vigentes en el año natural «n».

$COM_{sing,n}^{i,A}$ es la retribución para el año natural «n» por los costes O&M directos auditados y admitidos de la instalación «i» singular de la actividad «A» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e», descontados aquellos costes no considerados por esta metodología retributiva, y en particular los costes de estructura, corporativos y cualquier otro coste que haya sido tenido en cuenta al determinar los valores unitarios de referencia de O&M.

$OCOM_n^A$ es la retribución para el año natural «n» de la empresa «e» por otros costes de O&M que no están incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M, descontados aquellos costes que no son considerados por esta metodología retributiva, y siempre y cuando sean acreditados mediante la auditoría correspondiente según establezca la Comisión Nacional de los Mercados la Competencia. Dentro de este concepto retributivo se agruparían, al menos, los siguientes costes:

i. Los gastos de explotación activados, según lo dispuesto en el artículo 13, auditados y admitidos con la cuantía máxima de inversión realizable en cada año que informe la Comisión Nacional de los Mercados la Competencia al transportista de acuerdo con el apartado 3 del artículo 22 de esta Circular.

ii. Coste de adquisición del gas de operación para transporte, excluido aquel consumo realizado en instalaciones de cogeneración eléctrica que viertan a la red y que sea imputable a la producción eléctrica exportada.

iii. Coste de adquisición de odorante neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la prestación del servicio de odorización a otros transportistas, distribuidores u otros agentes.

iv. Coste por el suministro eléctrico para plantas de gas natural licuado y para motores eléctricos de estaciones de compresión, neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la venta de electricidad.

v. Los incrementos de coste incurridos a partir del 1 de enero de 2021 por tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local en la actividad de transporte debido a la publicación posterior al año 2020 de nuevas Ordenanzas Fiscales del Municipio que determinen un cambio de criterio de valoración, o método de cálculo, de las tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local de las instalaciones.

vi. Los incrementos de costes incurridos por la actualización, a partir del 1 de enero de 2021, de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables.

2. Los valores de coste de O&M auditados admitidos para $COM_{sing,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$ pueden ser iguales o menores al valor de coste auditado presentado por la empresa en función de los ajustes que se apliquen a los costes presentados por no considerarlos justificados.

3. La empresa «e» tendrá una retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones $(RO\&M_a^e)$ provisional a cuenta de la definitiva para el año de gas «a» hasta disponer de los costes auditados y admitidos de $COM_{singular,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$.

.

La retribución provisional a cuenta de la definitiva de la empresa «e» se calculará con los últimos valores auditados admitidos definitivos disponibles de $COM_{singular,n}^{i,A}$ y $OCOM_n^A$, y con el valor $COM_{VU,\mathrm{n}}^{i,A}$ resultante de aplicar los valores unitarios de O&M vigentes a las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de las empresas.

Cuando se apruebe la retribución definitiva por O&M de las instalaciones, se determinará la diferencia entre la retribución provisional a cuenta y la definitiva.

Artículo 13. *Gastos de explotación activados.*

1. Los gastos de explotación activados pueden ser directos o indirectos.

2. Los gastos de explotación activados directos son aquellos gastos incurridos en la actualización de equipos de las instalaciones en servicio por motivos de obsolescencia o por mejora de las condiciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento, incluidas en los apartados 1.c) y 1.d) del artículo 5, que se caracterizan por lo siguiente:

a) Su devengo es posterior a la fecha del acta de puesta en servicio de las instalaciones de los apartados 1.a) y 1.b) del artículo 5 que se actualizan.

b) Son activados por el transportista como mayor valor de la inversión.

c) No son recurrentes en el tiempo.

3. Los gastos de explotación activados indirectos son aquellos otros costes activados (tangibles o intangibles) que son necesarios para el desempeño por el transportista de las funciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento de las instalaciones que no tienen retribución reconocida explícita bajo el régimen retributivo de la actividad, como el *hardware* y *software* informático de gestión y operación, los vehículos usados directamente en O&M o el mobiliario necesario.

4. La empresa transportista informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 1 de julio de cada año, sobre los gastos de explotación activados

directos e indirectos incurridos el año natural anterior, así como aquellos en los que tenga previsto incurrir en los dos años siguientes.

La información presentada por la empresa incluirá un listado con la descripción de cada una de las actuaciones realizadas, o que tenga previsto realizar, cuyos costes se han considerado, o se considerarán, gastos de explotación activados y donde, al menos, se indique:

a) El Código de Actuación, que será único para cada actuación o proyecto, y constará de una letra y dos cifras, todas ellas separadas por una «/».

La letra será T o R según la actividad. La primera cifra hará referencia al año en el que se propone por primera vez la actuación o proyecto con el formato (AAAA); y la segunda cifra será un secuencial numérico asignado por la empresa a la actuación/proyecto dentro del conjunto de actuaciones y proyectos propuestos en un año. Los secuenciales que se generen por primera vez en un año de declaración, deberán iniciarse por la unidad y tener continuidad entre ellos.

b) Los CUAR de cada instalación afectada o OFC afectado, según proceda, definidos de acuerdo con la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

c) Fechas e importes del gasto incurrido activado, o en que se tenga previsto incurrir, con desglose anual cuando la duración de la actuación haya sido, o se prevea, superior a un año.

d) Fechas de puesta en servicio cuando proceda.

El gasto incurrido deberá estar auditado y se deberá aportar tanto el proyecto técnico de las instalaciones y trabajos realizados suscrito por técnico competente y el acta de puesta en servicio, cuando procedan, como una declaración sobre la necesidad de cada una de las actuaciones en la que se incluya la documentación justificativa con indicación de las normas y causas que motivan la modificación, las mejoras que se incorporan y, en su caso, los beneficios y ahorros de costes que generan.

5. Aquellos gastos de explotación activados auditados y admitidos cuyo valor por actuación o proyecto sea superior o igual a 250.000 euros, serán incluidos en el régimen retributivo dentro del concepto $OCOM_n^A$ con un importe equivalente a la retribución devengada por los conceptos de amortización y retribución financiera calculados conforme a la metodología indicada en el artículo 10 para las instalaciones de la red troncal, con las siguientes particularidades:

a) El valor de la inversión auditado admitido será determinado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aplicando lo dispuesto en los artículos 3, 5, 6, 7, 8 y 11.

b) La vida útil regulatoria a efectos del cálculo de la retribución por amortización será de 2 años, y el inicio de su devengo comenzará el 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio o de la fecha de incorporación al inmovilizado.

c) No devengarán ajustes a la retribución por productividad y eficiencia.

6. Aquellos gastos de explotación activados auditados y admitidos cuyo valor por actuación o proyecto sea inferior a 250.000 euros, serán incluidos en el régimen retributivo dentro del concepto $OCOM_n^A$ con un importe igual al gasto incurrido auditado admitido.

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución el importe de los gastos de explotación activados directos e indirectos admitidos que se incluyen en el régimen retributivo cada año de gas «a» para cada empresa «e».

Artículo 14. *Ajustes a la Retribución por productividad y eficiencia.*

1. La retribución devengada para el año de gas «a» de una empresa «e» por ajustes por mejora de la productividad y la eficiencia $(ARPE_a^e)$ será la resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$ARPE_a^e = REVU_a^e + RCS_a^e + RMP_a^e + IM_a^e + IDS_a^e$$

Donde,

$REVU_a^e$ es la retribución para el año «a» de la empresa «e» por extensión de vida útil de las instalaciones.

RCS_a^e es la retribución para el año «a» de la empresa «e» por continuidad de suministro de las instalaciones.

RMP_a^e es la retribución para el año «a» de la empresa «e» por la mejora de la productividad en los costes de O&M de las instalaciones conseguida en periodos regulatorios anteriores.

IM_a^e es el incentivo para el año «a» de la empresa «e» correspondiente a la liquidación de las mermas de gas, determinado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre.

IDS_a^e es el incentivo para el año «a» de la empresa «e» por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre.

Artículo 15. *Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de transporte de gas natural y regasificación de GNL.*

1. La retribución devengada para el año de gas «a» de la empresa «e» por Extensión de Vida Útil de las instalaciones $(REVU_a^e)$, se determinará agregando las cantidades a retribuir por cada una de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada de dicha empresa en las actividades de transporte y regasificación de gas natural licuado, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$REVU_a^e = REVU_a^{e,Transporte} + REVU_a^{e,Planta\ de\ GNL}$$

$$REVU_a^{e,A} = \sum_{i=1}^{n} REVU_a^i$$

Siendo $REVU_a^i$ la Retribución por Extensión de Vida Útil para el año «a» de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» a la que tienen derecho aquellas instalaciones «i» que continúan en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real. Su valor se obtendrá por aplicación de la siguiente fórmula:

$$REVU_a^i = \frac{DEV_a^i}{Dias\ Año\ a} \times \mu_a^i \times COM_{VU,a}^i$$

Donde,

DEV_a^i son días en extensión de vida útil en el año «a» de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e».

Se considera que, en el año de fin de vida útil regulatoria, los días en extensión de vida útil son los días transcurridos desde el día siguiente a la fecha de fin de vida útil regulatoria, incluido este, hasta el final del año.

Durante el resto de años, salvo que exista acta de cierre, se considera que los días en extensión de vida útil coinciden con los días del año *(días año a)*.

$COM_{VU,a}^i$ es la retribución por costes de operación y mantenimiento a valores unitarios de referencia del elemento de inmovilizado «i» en el año «a».

μ_a^i es el coeficiente de extensión de vida útil que tomará diferente valor en función de los años transcurridos (X) desde el final de la vida útil regulatoria de la instalación «i». De acuerdo con las fórmulas:

– Durante los cinco primeros años, μ_a^i = 0,30.

– Entre el 6° y 10° año, inclusive, el resultante de aplicar la fórmula, μ_a^i = 0,30 + 0,01 · (*X*–5).

– Entre el 11° y 15° año, inclusive, el resultante de aplicar la fórmula, μ_a^i = 0,35 + 0,02 · (*X*–10).

– A partir del 16° año, el resultante de aplicar la fórmula, μ_a^i = 0,45 + 0,03 · (*X*–15), no pudiendo tomar un valor superior a 1.

2. Una instalación de una planta de gas natural licuado acreditará su disponibilidad efectiva para su funcionamiento real cuando haya funcionado una vez cada trimestre y durante 24 horas continuadas.

En el caso concreto de las instalaciones de obra civil, portuaria y marítima, su disponibilidad efectiva para su funcionamiento real se acreditará cuando se hayan realizado al menos 4 veces descargas o cargas de GNL de/a buques en un año de gas «a».

3. Las instalaciones de un gasoducto de transporte, obra lineal y posiciones, acreditarán su disponibilidad efectiva para su funcionamiento real cuando no hayan tenido labores de mantenimiento que supongan una interrupción del servicio de 330 días durante 365 días de posible uso.

En el caso de las instalaciones de una estación de compresión, su disponibilidad efectiva para su funcionamiento real se acreditará cuando la estación haya funcionado al menos durante 12 horas continuadas dos veces en el año de gas «a», con un plazo mínimo de cuatro meses entre cada funcionamiento.

Las instalaciones de una estación de regulación o medida acreditarán su disponibilidad efectiva para su funcionamiento real cuando la estación haya funcionado al menos una vez cada trimestre y durante 24 horas continuadas.

4. Los transportistas acreditarán la disponibilidad de las instalaciones mediante certificado suscrito, según proceda, por el responsable de la planta de regasificación o por el

responsable del centro de mantenimiento que gestiona la instalación de transporte en extensión de vida útil.

Los certificados serán remitidos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del 1 de noviembre posterior al año de gas para el que se acredite la disponibilidad de las instalaciones, y contendrán indicación detallada del uso (día, hora de inicio y fin, m^3 de GNL, m^3 de gas vehiculado, etc.) realizado durante el periodo a acreditar (trimestre o año), de cada una de las instalaciones en extensión de vida útil.

Artículo 16. *Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de las actividades de transporte de gas natural y regasificación de GNL.*

La retribución por continuidad de suministro del año 2020 para cada actividad «A» de una empresa «e» titular de instalaciones de transporte de gas natural y/o de plantas de gas natural licuado $(RCS_{2020}^{e,A})$ que se determine según la metodología recogida en el anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, será reducida gradualmente durante el primer periodo de aplicación de la presente circular.

Artículo 17. *Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de Operación y Mantenimiento habidas en periodos regulatorios anteriores.*

1. Cada empresa «e» titular de instalaciones de las actividades «A» de transporte de gas natural o de plantas de gas natural licuado devengará, para el año de gas «a» del periodo regulatorio «p», una retribución por la Mejora de Productividad en los costes de operación y mantenimiento de dichas instalaciones habidas en el periodo anterior $(RMP_{\mathrm{a}}^{e,A})$.

2. La Retribución por Mejora de Productividad en los costes de O&M para cada empresa «e» y para cada actividad $(RMP_{\mathrm{a}}^{e,A})$ es constante para cada año «a» del periodo regulatorio «p», y se determina de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$RMP_{\mathrm{a,p}}^{e,A} = \%R_{p-1} \times MPO_{p-1}^{tp,e,A}$$

Donde,

$\%R_{p-1}$ es el porcentaje a mantener por las empresas, tras el reparto con usuarios y consumidores, de las mejoras de productividad en el periodo anterior «p-1» que se defina mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

tp es la tipología de instalación que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e»: gasoductos de transporte, estaciones de compresión, estaciones de regulación o medida y plantas de gas natural licuado.

$MPO_{P-1}^{tp,e,A}$ es el valor de la variación de la productividad observada en el periodo regulatorio anterior «p-1» en la retribución de los costes de O&M de la tipología «tp» de instalaciones de la actividad «A» y para la empresa «e».

3. El valor de la variación de la productividad observada en el periodo regulatorio anterior «p-1» en la retribución de los costes de O&M de la tipología «tp» de instalaciones $(MPO_{p-1}^{tp,e,A})$ se determinará para cada tipología de instalación, teniendo en cuenta los siguientes factores:

– Valores Unitarios de O&M, aplicables en el periodo «p-1» a las instalaciones de la tipología «tp».
– Instalaciones en servicio a 30 de septiembre del último año del periodo regulatorio»p-1» de cada empresa «e».
– Los costes de O&M de instalaciones de la tipología «tp» de la empresa «e» que se han utilizado para determinar los valores unitarios de O&M de la tipología «tp» aplicables en el periodo regulatorio «p».

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previa audiencia y mediante resolución, los importes de $MPO_{p-1}^{tp,e,A}$ y de $RMP_{\mathrm{a,p}}^{e,A}$ provisionales, con los mejores datos disponibles, y los importes definitivos para el periodo anterior, junto con las liquidaciones que correspondan por las diferencias con los valores provisionales, cuando se disponga de la información correspondiente.

Artículo 18. *Retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre.*

1. Para la promoción del uso de combustibles menos contaminantes en el sector de transporte, cada empresa «e» titular de instalaciones de transporte de gas natural o de plantas de gas natural licuado devengará para el año de gas «a» una retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo y terrestre $(\mathrm{IDS}_{\mathrm{a}}^{\mathrm{e}})$. Su valor se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$\mathrm{IDS}_{\mathrm{a}}^{\mathrm{e}} = \mathrm{RGS}_{EESS} \times \mathrm{GSF}_{EESS}^{e} + \mathrm{RGS}_{GNL} \times \mathrm{GSF}_{GNL}^{e}$$

Donde,

$\mathrm{RGS}_{\mathrm{EESS}}$ es la retribución unitaria adicional por el gas natural facturado a puntos de suministro conectados a la red de transporte correspondientes a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular que se defina mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica.

$\mathrm{GSF}_{\mathrm{EESS}}^{e}$ es la cantidad de gas natural facturada en el año de gas «a» por la empresa «e» en puntos de suministro conectados a la red de transporte correspondientes a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular.

$\mathrm{RGS}_{\mathrm{GNL}}$ es la retribución unitaria adicional por el gas natural licuado facturado desde las plantas de gas natural licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo que se defina mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo informe del Ministerio para la Transición Ecológica.

$\mathrm{GSF}_{\mathrm{GNL}}^{e}$ es la cantidad de gas natural licuado facturada en el año de gas «a» por la empresa «e» desde las plantas de gas natural licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo.

2. A los efectos de las definiciones anteriores, $\mathrm{GSF}^{e}_{\mathrm{EESS}}$ y $\mathrm{GSF}^{e}_{\mathrm{GNL}}$, se tomarán los datos de la liquidación definitiva del año de gas «a» sin refacturaciones correspondientes a cantidades anteriores a 1 de enero de 2021.

Artículo 19. *Retribución por instalaciones en Situación Administrativa Especial.*

1. La retribución devengada para el año de gas «a» de una empresa «e» por instalaciones en situación administrativa especial $(RSAE^{e}_{a})$ será la resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$RSAE^{e}_{a} = RST^{e}_{a} + RISL^{e}_{a}$$

Donde:

RST^{e}_{a} es la retribución transitoria para el año «a» de la empresa «e» por instalaciones afectadas por una suspensión en la tramitación de la autorización de explotación.

$RISL^{e}_{a}$ es la retribución para el año «a» de la empresa «e» para las instalaciones con un régimen económico singular y de carácter temporal como es el caso de la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado de acuerdo con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que se determinará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Los titulares de aquellas instalaciones que estén en situación administrativa especial deberán solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el establecimiento de un régimen económico transitorio o de carácter temporal para la instalación. La solicitud se acompañará de una memoria en la que se recogerán, al menos, las razones administrativas que acrediten la situación especial de la instalación, información auditada de los costes de inversión y los costes de O&M directos incurridos por la instalación, así como una previsión de los costes de O&M directos en un horizonte mínimo de 10 años.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará el régimen económico transitorio o de carácter temporal aplicable a la instalación que esté en situación administrativa especial, determinando, en su caso, la fecha de inicio del devengo, el valor bruto de inversión transitorio reconocido para la instalación y la metodología de detalle que permita determinar la retribución anual de la instalación.

La retribución devengada por instalaciones en situación administrativa especial se percibirá como retribución provisional a cuenta hasta que se resuelva la inclusión definitiva en el régimen retributivo de la instalación. La resolución de inclusión definitiva en el régimen retributivo determinará, en su caso, las regularizaciones de retribución a realizar desde la fecha de inicio del devengo.

Artículo 20. *Criterios para la determinación de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.*

1. Los valores unitarios de referencia serán únicos para todo el territorio nacional y constantes para el periodo regulatorio, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares y extrapeninsulares.

Los valores unitarios de referencia de inversión de las instalaciones de transporte de gas y de las plantas de gas natural licuado se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos habidos del coste de inversión de las instalaciones cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema gasista, y conforme a la evolución de los principales inductores de costes considerados.

Los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones tendrán en cuenta todos los costes que sean necesarios para garantizar el correcto mantenimiento y funcionamiento del conjunto de instalaciones en servicio en el periodo de aplicación, excluidos los denominados gastos de explotación que hayan sido activados.

2. Para su determinación se tendrá en cuenta lo dispuesto en esta Circular y, en particular, lo recogido en los artículos 3, 5, 6 y 7 sobre principios y criterios, instalaciones, costes e ingresos considerados en la metodología retributiva y admisibilidad de los costes necesarios, así como en el artículo 8 sobre productos y servicios conexos.

Así mismo, podrá tenerse en cuenta el resultado de estudios de eficiencia a nivel europeo, de forma que se incentive al transportista a alcanzar progresivamente los costes correspondientes a una empresa eficiente y bien gestionada comparable a nivel europeo.

3. Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones serán utilizados, respectivamente, para determinar el Valor de Inversión Reconocido $(VI_R^{i,a})$, y la retribución por operación y mantenimiento a valores unitarios para cada año de gas $(COM_{VU,a}^{i,A})$ de las instalaciones que conforman la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de cada empresa para una actividad dada, todo ello según lo establecido en los artículos 10 y 11.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previa audiencia, mediante circular, los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) para cada periodo regulatorio, la forma que han de aplicarse para determinar el valor de inversión (VI_{VU}^{i}) y la retribución anual por O&M (COM_{VU}^{i}) a valores unitarios de una instalación «i».

Artículo 21. *Retribución máxima admisible a utilizar en los procedimientos de concurrencia.*

1. Por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se determinará la retribución máxima admisible por MWh vehiculado a utilizar en los procedimientos de concurrencia para la adjudicación de instalaciones de transporte primario de influencia local.

Este valor será establecido de acuerdo con lo dispuesto en esta circular y, en particular, con lo recogido en los artículos 3, 5, 6 y 7 sobre principios y criterios, instalaciones, costes e ingresos considerados en la metodología retributiva y admisibilidad de los costes necesarios, así como en el artículo 8 sobre productos y servicios conexos.

2. La retribución máxima admisible por MWh se utilizará para determinar qué ofertas económicas presentadas pasan a la fase de valoración del procedimiento de concurrencia para la adjudicación de instalaciones.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá en sobre cerrado al tribunal calificador previsto en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, el valor de la retribución máxima por MWh para su apertura durante la sesión de apertura de los sobres de las ofertas económicas.

CAPÍTULO IV

Inclusión y baja en el sistema retributivo

Artículo 22. *Planes de Inversión y de cierre de instalaciones.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas titulares de las instalaciones de transporte de gas y de plantas de gas natural licuado en los términos del artículo 4.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y del artículo 7.7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

El Gestor Técnico del Sistema colaborará con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en la evaluación y seguimiento de los planes de inversión de los transportistas.

2. Los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas titulares incluirán para cada instalación o proyecto al menos la siguiente información:

a) Identificación de la instalación o proyecto según el desglose y código establecido en el artículo 5.

b) Nombre de la instalación o proyecto y descripción detallada del alcance de los trabajos o inversión.

c) Características técnicas más significativas.

d) Ubicación de la instalación o, cuando se trate de gasoductos, origen, recorrido orientativo y fin de la misma.

e) En su caso, esquemas descriptivos adecuados.

f) Las inversiones realizadas hasta el año de presentación y previstas con detalle anual en un horizonte de 10 años y en miles de euros.

g) Subvenciones o medidas de efecto equivalente, percibidas hasta el año de presentación y que se prevea obtener con detalle anual en un horizonte de 10 años y en miles de euros.

h) Fecha prevista de puesta en explotación o de cierre (trimestre o año).

i) Justificación de la inversión, o del coste del cierre, por razones de gestión técnica del sistema, por motivos técnicos, de seguridad y calidad industrial, o por cuestiones medioambientales, así como la sostenibilidad económica y financiera de la misma. La justificación de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión que conlleve la instalación se realizará considerando la vida útil regulatoria desde la fecha de puesta en servicio e indicando: los ingresos que esté previsto obtener mediante los peajes, cánones, cargos u otros precios regulados que resulten de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo; las subvenciones de Administraciones u Organismos Públicos y medidas de efecto equivalente; los contratos firmados y compromisos obtenidos de los usuarios o consumidores que avalen el uso futuro de la instalación; las cantidades de gas que esté previsto vehicular o procesar por la instalación y cualquier información asociada a otro vector explicativo del uso o generación de ingresos de la instalación.

j) Administración competente para el otorgamiento de la autorización administrativa.

k) Estado de tramitación administrativa.

l) Grado de avance de la construcción.

m) En su caso, se deberá indicar si la inversión está propuesta o recogida en:

i. La propuesta de instalaciones, a los efectos de la planificación en materia de hidrocarburos, recogida en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

ii. El plan decenal de desarrollo de la red de transporte recogido en el artículo 22 de la Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.

iii. El plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario y no vinculante de ENTSOG, recogido en el artículo 8, apartado 3, letra b) del Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.

iv. Los Proyectos de Interés Común, según el Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2013.

3. La supervisión de los planes de inversión de los transportistas comprobará su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito de la Unión Europea, realizando, en su caso, recomendaciones para su modificación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluirá los resultados de dicha supervisión en su Informe Anual remitido a la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía y a la Comisión Europea.

Del mismo modo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará a los transportistas de la supervisión realizada sobre los Planes de Inversión propuestos verificando que se corresponden con los costes necesarios para realizar la actividad como empresa eficiente y bien gestionada, de acuerdo a los principios de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista y de equilibrio económico y financiero. Para cada inversión se indicará la suficiencia de la justificación dada por el transportista, el

método de retribución aplicable y, en términos globales para cada transportista, la cuantía máxima de la inversión realizable en cada año para inversiones en instalaciones incluidas en los apartados 1.c) y 1.d) del artículo 5 y para los gastos de explotación activados indirectos.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe a la propuesta del gestor de la red de transporte en el inicio de la planificación establecida en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que refleje sus recomendaciones con las implicaciones económicas de las inversiones planteadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista.

De igual modo, en el trámite de audiencia a la propuesta de planificación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica sobre la planificación y el control de las inversiones, y señalará aquellos aspectos no considerados en su informe inicial.

4. La justificación, según proceda, de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión realizada en instalaciones de transporte primario de influencia local o en instalaciones de plantas de gas natural licuado; o de la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa técnica, de seguridad, de calidad industrial, medioambiental, podrá acreditarse hasta la solicitud de inclusión definitiva en el régimen retributivo. La estimación de demanda comunicada por los titulares de estas instalaciones se considerará vinculante a efectos retributivos.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia facilitará el acceso a la información prevista en este artículo tanto al Ministerio para la Transición Ecológica como a las Comunidades Autónomas que lo soliciten en el ámbito de sus competencias.

Artículo 23. *Instalaciones singulares por sus características técnicas especiales.*

1. Con carácter excepcional se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de instalaciones singulares con características técnicas especiales. A efectos de calcular su valor de inversión reconocido, no se tendrán en cuenta los valores unitarios de referencia sino el valor auditado admitido.

2. Se entenderá por instalaciones singulares con características técnicas especiales aquellas instalaciones de transporte o plantas de gas natural licuado que tengan condiciones operativas o características constructivas que difieran y superen ampliamente los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como ocurre con los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas.

3. Con carácter general no se considerarán instalaciones singulares aquellas cuyo coste sea superior al que resulta de aplicar los valores unitarios de referencia debido, entre otros, a que existan incrementos en las partidas o concepto de costes que hayan sido considerados para el cálculo de los valores unitarios de referencia de inversión o de operación y mantenimiento, o porque los trazados por los que discurran o sus ubicaciones supongan un coste superior al de referencia.

4. El carácter singular de la instalación será aprobado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes de que se realice la adjudicación del proyecto. A estos efectos, el promotor deberá detallar y justificar la singularidad de la instalación aportando informes acreditativos sobre las condiciones operativas o técnicas constructivas de la instalación y la estimación de costes de inversión y de operación y mantenimiento de la misma.

Artículo 24. *Inclusión provisional de nuevas instalaciones en el régimen retributivo.*

1. La inclusión provisional de una instalación en el régimen retributivo se realizará a través de la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que determine la retribución devengada para el año de gas «a» de las empresas titulares de instalaciones con retribución individualizada.

2. Las instalaciones incluidas de forma provisional en el régimen retributivo podrán tener una retribución por inversión provisional a cuenta de la definitiva desde la fecha del acta de puesta en servicio, siempre y cuando su tipología tenga valores unitarios de referencia de inversión definidos.

3. El titular de la instalación deberá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la inclusión provisional en el régimen retributivo de una nueva instalación o la

modificación de una instalación existente, cuya capacidad hubiera sido ampliada, teniendo la solicitud como fecha límite de presentación el 1 de febrero posterior a la fecha del acta de puesta en servicio.

La solicitud se acompañará de una memoria en la que se recogerá, según proceda, la siguiente documentación sobre la instalación:

a) Autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y acta de puesta en servicio definitiva.

b) Caracterización de la instalación para la que se solicite la inclusión provisional en el régimen retributivo.

c) Declaración sobre las adquisiciones de gas para nivel mínimo de llenado donde se indique la instalación a la que se destina, la fecha de adquisición, la cantidad de gas adquirida expresada en unidades energéticas, el valor de adquisición y la fecha de incorporación fehaciente del gas a la instalación, junto con las facturas acreditativas correspondientes.

d) Declaración, con desglose mensual, sobre la cantidad de gas vehiculada expresada en unidades energéticas, medida en el punto de conexión con el gasoducto de aguas arriba, por el conjunto de instalaciones puestas en servicio que fueron adjudicadas en un mismo procedimiento de concurrencia, junto con informe acreditativo del Gestor Técnico del Sistema.

e) La justificación, según proceda, de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión realizada en instalaciones de transporte primario de influencia local o de plantas de gas natural licuado; o de la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa técnica, de seguridad, de calidad industrial, medioambiental, de las normas de gestión técnica del sistema o cualquier otra de carácter estatal que le fuera de aplicación para instalaciones de transporte troncal.

Artículo 25. *Inclusión definitiva de nuevas instalaciones en el régimen retributivo.*

1. La inclusión definitiva en el régimen retributivo de una instalación se realizará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y sin perjuicio de las autorizaciones administrativas necesarias a que hace referencia el artículo 55 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

La resolución de inclusión definitiva en el régimen retributivo determinará, en su caso, las diferencias entre la retribución provisional a cuenta y la retribución definitiva desde la fecha de inicio del devengo.

2. El titular de la instalación deberá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la inclusión definitiva en el régimen retributivo tanto si es una nueva instalación como si se trata de una modificación de una instalación existente cuya capacidad hubiera sido ampliada.

La solicitud se acompañará, según proceda, de la siguiente documentación sobre la instalación, siempre y cuando no hubiera sido ya aportada en los procedimientos de inclusión provisional en el régimen retributivo o de supervisión de los Planes de Inversión de las empresas:

a) Autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y acta de puesta en servicio definitiva.

b) Valor de la inversión realizada, sometida a auditoría externa, declarada según el procedimiento que establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

c) Declaración expresa de ayudas y aportaciones de los ingresos procedentes de fondos públicos recibidos o comprometidos, o medidas de efecto equivalente.

d) Declaración de instalaciones cedidas y financiadas total o parcialmente por terceros.

e) Tabla resumen de caracterización de la instalación puesta en servicio que aplique, junto con el esquema mecánico final de obra (*as built*) de la instalación con detalle suficiente y donde se diferencie entre las instalaciones preexistentes, la que es objeto de inclusión en retribución definitiva, y las futuras; todo ello debidamente completado y suscrito por técnico facultativo competente y según establezca la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

f) Declaración sobre las adquisiciones de gas para nivel mínimo de llenado donde se indique la instalación a la que se destina, la fecha de adquisición, la cantidad de gas adquirida expresada en unidades de energía, el valor de adquisición y la fecha de incorporación fehaciente del gas a la instalación, junto con las facturas acreditativas correspondientes.

g) Declaración, con desglose mensual, sobre la cantidad de gas vehiculada expresada en unidades de energía, medida en el punto de conexión con el gasoducto de aguas arriba, por el conjunto de instalaciones puestas en servicio que fueron adjudicadas en un mismo procedimiento de concurrencia, junto con informe acreditativo del Gestor Técnico del Sistema.

h) Fundamentación de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión que conlleve la instalación para la vida útil regulatoria desde la fecha de puesta en servicio de la instalación, indicando los ingresos que se prevé obtener mediante los peajes, cánones, cargos y/u otros precios regulados que resulten de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo; las subvenciones de Administraciones u Organismos Públicos y medidas de efecto equivalente; los contratos firmados y compromisos obtenidos de los usuarios o consumidores que avalen el uso futuro de la instalación; las cantidades de gas que esté previsto vehicular o procesar por la instalación; y cualquier información asociada a otro vector explicativo del uso o generación de ingresos de la instalación.

i) En su caso, auditoría técnica que justifique que los costes incurridos son superiores a los valores unitarios por sus especiales características o problemática.

j) Justificación de la necesidad de incorporar la instalación al sistema gasista en cumplimiento de la normativa técnica, de seguridad y/o calidad industrial, de conformidad con lo previsto en la Ley 21/1992, de 16 de julio, de Industria, con la normativa ambiental, con las normas de gestión técnica del sistema, o con cualquier otra de carácter estatal que les sea de aplicación.

3. La fecha límite para solicitar la inclusión definitiva en el régimen retributivo de una instalación será el 1 de julio del segundo año posterior al año de puesta en servicio.

Artículo 26. *Tratamiento retributivo de la transmisión de titularidad de instalaciones.*

1. Los titulares implicados en una transmisión de titularidad de una instalación de transporte o de plantas de gas natural licuado deberán notificarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su toma en consideración a efectos del régimen retributivo.

Dicha notificación se realizará en el plazo de diez días desde que se haga efectiva la transmisión y se acompañará de la siguiente documentación:

a) Identificación de las instalaciones objeto de la transmisión.

b) Notificación de la fecha efectiva de la transmisión de cada instalación.

c) Escritura notarial registrada de la transmisión de titularidad de la instalación o instalaciones.

d) Autorización administrativa de transmisión de la titularidad por la autoridad competente.

2. El transmitente tendrá derecho a recibir la retribución establecida para el año de gas «a» de las instalaciones transmitidas hasta el día anterior a la fecha efectiva de la transmisión mientras que el nuevo titular tendrá derecho a recibir la retribución establecida para las instalaciones transmitidas desde la fecha efectiva de transmisión, incluida esta, hasta el final del año, por los siguientes conceptos retributivos:

a) Retribución por inversión de las instalaciones con retribución individualizada $(RInv_a^i)$.

b) Retribución por operación y mantenimiento asociada a las instalaciones.

c) Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones $(REVU_a^i)$.

d) Incentivo por la liquidación de las mermas asociadas a la instalación transmitida (IM_a^e).

e) Retribución por instalaciones en Situación Administrativa Especial $(RSAE_a^i)$.

Por su parte, la Retribución por Continuidad de Suministro *(RCS)* y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M *(RMP)* no se transmiten a la empresa adquiriente, manteniéndolas la empresa transmitente.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá mediante resolución, previo trámite de audiencia, el reparto entre titulares de los importes anuales de retribución asociados a las instalaciones transmitidas, y los ajustes a realizar en la retribución de cada empresa dicho año para los conceptos de Retribución por inversión de las instalaciones con retribución individualizada $(RInv_a^e)$, de Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones $(REVU_a^i)$.o de Retribución por instalaciones en Situación Administrativa Especial $(RSAE_a^e)$. El reparto de la retribución en el año de transmisión será proporcional a los días de titularidad de cada empresa.

Los ajustes, en el año de transmisión, en la retribución por O&M de las instalaciones $(RO\&M_a^e)$ de los titulares implicados, se efectuarán al determinar la retribución definitiva por O&M de dicho año, y se realizarán repartiendo, en su caso, la retribución por O&M a valores unitarios de la instalación de forma proporcional a los días en el año de titularidad de cada empresa.

4. El incentivo por la liquidación de las mermas asociadas a la instalación transmitida (IM_a^e) se calculará de acuerdo con lo previsto en el artículo 14 y será proporcional a los días de titularidad de cada empresa.

Artículo 27. *Tratamiento retributivo de instalaciones con cierre.*

1. El titular de una instalación de transporte o de plantas de gas natural licuado que proceda al cierre autorizado de una instalación deberá notificarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su baja en el régimen retributivo.

Dicha notificación se realizará en el plazo de diez días desde que se haga efectivo el cierre y se acompañará de la autorización administrativa de cierre y del acta de cierre efectivo de la instalación suscrito por técnico competente.

2. Las instalaciones cerradas no tendrán derecho a recibir retribución por los siguientes conceptos retributivos:

a) Retribución por inversión de las instalaciones con retribución individualizada $(RInv_a^i)$.

b) Retribución por operación y mantenimiento asociada a las instalaciones.

c) Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones $(REVU_a^i)$.

d) Retribución por instalaciones en Situación Administrativa Especial $(RSAE_a^i)$.

3. Las instalaciones con cierre temporal no devengarán retribución durante dicho periodo, mientras que, para las instalaciones con cierre definitivo, se detraerá la parte proporcional correspondiente de la cantidad que se haya considerado para la retribución de dicha instalación en el año de cierre, tomando la primera fecha que se cumpla de las siguientes:

a) Fecha del acta de cierre.
b) Fecha de caducidad de la autorización administrativa de explotación recogida en la autorización administrativa de cierre.
c) Fecha, en su caso, en la que la autorización administrativa de cierre estableciera el fin de la retribución.

4. La Retribución por Continuidad de Suministro (RCS_a^e) y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M habidas (RMP_a^e) de la empresa implicada en un cierre de instalaciones no se verán modificadas por la existencia de dicha operación.

5. La baja temporal o definitiva del régimen retributivo de una instalación se aprobará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que recogerá, en su caso, las cantidades a minorar de la retribución inicial de la empresa para el año de cierre de la instalación por los conceptos de Retribución por inversión de las instalaciones con retribución individualizada $(RInv_a^e)$, de Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones $(REVU_a^i)$ o de Retribución por instalaciones en Situación Administrativa Especial $(RSAE_a^e)$. La cantidad de retribución a minorar en el año será proporcional a los días que resten hasta el 30 de septiembre, desde la fecha de cierre considerada.

Por su parte, la minoración en la retribución anual por O&M de las instalaciones $(RO\&M_a^e)$ de los titulares por el cierre de instalaciones se realizará minorando, en su caso, la retribución por O&M a valores unitarios de forma proporcional a los días en el año que la instalación ha estado cerrada cuando se determine la retribución definitiva por O&M de la empresa para el año en el que tuvo lugar el cierre.

6. El titular de la instalación objeto de cierre definitivo tendrá derecho a recibir las cantidades que correspondan por la parte del Valor de Inversión Reconocido que esté pendiente de amortizar a la fecha de cierre considerada. En el caso de que la instalación objeto de cierre sea sustituida por otra instalación del mismo tipo, la anterior cantidad abonada en concepto de amortización pendiente se detraerá del Valor de Inversión de la nueva instalación.

7. Si la instalación tuviera gas de nivel mínimo de llenado para su funcionamiento, y este fuera recuperable, se entregará al Gestor Técnico del Sistema para su uso como gas de operación y al titular se le reconocerá y abonará el coste de adquisición reconocido de dicho gas.

CAPÍTULO V

Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de transporte y regasificación de gas natural

Artículo 28. *Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.*

1. A efectos de incorporar un principio de prudencia financiera requerido a los titulares de activos de transporte y plantas de gas natural licuado, se establece una penalización para las empresas cuyos ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables enunciados en el apartado quinto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

2. La penalización para la empresa «e» para el año «n» será el resultado de aplicar las siguientes fórmulas:

$$PPF_n^e = -0{,}01 * R_n^e * (1 - IGR_{n-2}^e), si\ IGR_{n-2}^e < 0{,}90$$

Donde:

n es cada año natural del periodo regulatorio.

PPF_n^e es el valor de la penalización en el año «n», en €.

R_n^e es la retribución de la empresa «e» por las instalaciones de transporte y plantas de gas natural licuado para el año natural «n», determinada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_n^e = \frac{3}{4} RL_a^e + \frac{1}{4} RL_{a+1}^e$$

Donde:

RL_a^e es la retribución de la empresa «e» por las instalaciones de transporte o plantas de gas natural licuado para el año de gas «a» según las retribuciones consideradas para dichas instalaciones en la liquidación definitiva del citado año de gas.

IGR_{n-2}^e es el índice global de ratios calculado con los estados financieros del año «n-2» para la empresa «e», definido en el apartado sexto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. La penalización no será aplicable si se deriva de la existencia de saldos pendientes de liquidar al sistema gasista, o de fianzas y depósitos pendientes de devolver a clientes, que se hayan computado como deuda.

4. La penalización no será aplicable si la empresa «e» forma parte de un grupo de sociedades en el que la matriz de dicho grupo también es titular de activos del sistema gasista y, a nivel agregado o consolidado de dicha matriz y sus filiales titulares de activos de red, el IGR es superior o igual a 0,90.

5. El índice global de ratios del año «n-2» se determinará, para cada titular de activos del sistema gasista, sobre sus datos relativos al ejercicio «n-2», por resolución de la CNMC, previa audiencia a los interesados, en la que podrán alegar sobre los cálculos realizados y sobre la concurrencia de los supuestos recogidos en los apartados 3 y 4.

6. El valor de la penalización de cada año natural «n» para cada empresa «e» se determinará por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

CAPÍTULO VI

Otras disposiciones

Artículo 29. *Devengo de la retribución reconocida.*

Las retribuciones reconocidas de forma provisional a cuenta o definitiva correspondientes al año de gas en curso serán devengadas en proporción al número de días naturales transcurridos en el año de gas.

Artículo 30. *Requerimientos de información adicional.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá recabar de los sujetos obligados cualesquiera informaciones que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las informaciones remitidas en cumplimiento de la presente circular.

Artículo 31. *Inspecciones.*

De conformidad con el artículo 7.39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar las inspecciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la presente circular, le sea aportada.

Si como consecuencia de las inspecciones se detectasen diferencias en la caracterización de las infraestructuras, sus parámetros básicos o en los costes declarados, se podrán modificar, a través del correspondiente procedimiento, los parámetros retributivos relativos a esas instalaciones mediante resolución de la Comisión Nacional de los mercados y la Competencia.

Disposición adicional primera. *Periodo regulatorio de aplicación.*

El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente circular transcurrirá desde el 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2026.

Disposición adicional segunda. *Determinación del año de gas 2021.*

A efectos de determinar la retribución de las instalaciones de una empresa, el año de gas 2021 se iniciará el 1 de enero de 2021 y finalizará el 30 de septiembre de 2021.

Disposición adicional tercera. *Revisión del Valor Bruto de Inversión Reconocido para activos que hayan sufrido enajenación de parte de sus instalaciones.*

En el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la presente circular, las empresas titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado informarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las enajenaciones habidas de parte de sus instalaciones a terceros, indicando para cada una de las instalaciones el origen, la fecha de la enajenación, el nombre del comprador, la descripción de la instalación transmitida, el valor de inversión de la instalación transmitida, el valor de venta de la instalación transmitida, si el titular vendedor realiza el mantenimiento de la instalación enajenada, los ingresos anuales, en su caso, por realizar dicho mantenimiento, si el titular vendedor recibe servicio de las instalaciones enajenadas y el coste anual por recibir dichas prestaciones, adjuntando los contratos de compraventa, de prestación de servicios de mantenimiento u otros por parte de la empresa regulada, y de prestación de servicios a la empresa regulada por la titular de las instalaciones enajenadas.

En el caso de que se hayan producido enajenaciones de parte de las instalaciones con retribución regulada, se revisará el valor de la inversión reconocido para tenerlo en cuenta, en su caso, y determinar un nuevo valor de inversión reconocido para las instalaciones donde hayan acaecido tales circunstancias.

Disposición adicional cuarta. *Valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de una instalación de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada.*

1. El valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de la instalación «i» de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada que estuviera en servicio a 4 julio de 2014, es el resultante de la siguiente fórmula:

$$VNI^{i}_{\text{R a } 31/12/2020} = VNI^{i}_{\text{R 4 jul 14}} - A^{i}_{2º\ Periodo\ 2014} - \sum_{2015}^{2020} A^{i}$$

Donde,

$VNI^{i}_{R\ 4\ jul\ 14}$ es el valor de inversión neto reconocido pendiente de amortizar de la instalación «i» de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada a 4 de julio de 2014 resultante de minorar el valor de inversión reconocido de la instalación «i» $(VI_R^{i,f_{pem}})$ por el importe acumulado desde su fecha de puesta en servicio (f_{pem}) hasta el 4 de julio de 2014 en concepto de amortización $(A^i = \frac{VI_R^i}{VU^i})$ por aplicación de la metodología retributiva anterior a la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que le concierna, sin considerar los importes percibidos por las actualizaciones de dicho concepto prevista en la metodología por aplicación de diferentes factores de actualización al considerarlos importes de retribución financiera implícitos.

A^i es el importe cobrado en concepto de amortización, en el segundo periodo de 2014 y durante el periodo 2015-2020 por la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada en aplicación de la metodología retributiva del anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

2. El valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 1 de diciembre de 2020 de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada cuya puesta en servicio es posterior al 4 julio de 2014, es el resultante de la siguiente fórmula:

$$VNI^{i}_{\text{R a } 31/12/2020} = VI_R^{i,f_{pem}} - \sum_{Año_{pem}}^{2020} A^{i}$$

Donde,

$VI_R^{i,f_{pem}}$ es el valor de inversión reconocido de la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada puesto en marcha en la fecha de puesta en servicio «f_{pem}».

A^i es el importe cobrado en concepto de amortización, en los años transcurridos entre la puesta en servicio y 2020 por la instalación «i» que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada en aplicación de la metodología retributiva del anexo XI de la Ley 18/2014.

3. En cualquier caso, el valor de inversión neto pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 no podrá ser negativo, tomándose 0 en el supuesto de que la fórmula determinase un valor negativo.

Disposición adicional quinta. *Instalaciones de los gasoductos Tarifa-Córdoba y Córdoba-Campo Mayor.*

1. A partir del 1 de enero de 2021 dejarán de aplicarse los factores reductores del 66,96 % y del 41,16 % establecidos, respectivamente, para los gasoductos Tarifa-Córdoba y Córdoba-Campo Mayor con objeto de minorar la retribución de dichas instalaciones en el porcentaje de utilización de las mismas para el tránsito de gas natural con destino a Portugal.

2. Desde esa misma fecha, todos los ingresos derivados de la facturación de peajes y cánones por el uso de los gasoductos Tarifa-Córdoba y Córdoba-Campo Mayor se considerarán ingresos liquidables del sistema a todos los efectos, con independencia de su uso.

Disposición adicional sexta. *Unidades de aplicación.*

A efectos de la aplicación de la metodología que regula esta circular, y salvo que se indique lo contrario:

– Los valores o importes se expresarán en euros (€) con dos decimales.
– Las cantidades de gas se expresarán en MWh con tres decimales.
– Los precios y las retribuciones unitarias se expresarán en €/Magnitud Física con tres decimales.
– Los porcentajes se expresarán con dos decimales.
– Los tantos por uno se expresarán con cuatro decimales.

Disposición adicional séptima. *Información para el cálculo de la retribución.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá la información relevante para el cálculo de la retribución y, en particular, los siguientes aspectos:

a) Los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías mencionadas en los artículos 11, 12, 13, 19, 23 y 25 sobre inversiones y costes de operación y mantenimiento en instalaciones realizadas.

b) Los anexos a incluir en el informe de auditoría de las instalaciones previsto en los artículos 11, 12, 13, 19, 23 y 25.

c) Las tablas resumen de caracterización de las instalaciones para las que se solicite la inclusión definitiva en el régimen retributivo referidas en el artículo 25.2.e).

d) Los códigos identificativos agrupados por proyectos o actuaciones definidos en el artículo 5.

e) Cualquier otra información relativa a instalaciones de transporte que resulte necesaria para el cálculo de la retribución o su supervisión.

Disposición adicional octava. *Coeficientes de aplicación al RCS en el periodo regulatorio 2021-2026.*

La retribución por continuidad de suministro para el periodo retributivo 2021-2026, conforme al artículo 16 será:

	2021 (ene 21-sept 21)	2022 (oct 21-sep 22)	2023 (oct 22-sep 23)	2024 (oct 23-sep 24)	2025 (oct 24-sep 25)	2026 (oct 25-sep 26)
$\boldsymbol{RCS_{a}^{e,A}}$	$RCS_{2020}^{e,A}$ ¾ de 95 %	$RCS_{2020}^{e,A}$ 80 %	$RCS_{2020}^{e,A}$ 65 %	$RCS_{2020}^{e,A}$ 50 %	$RCS_{2020}^{e,A}$ 35 %	$RCS_{2020}^{e,A}$ 20 %

Disposición adicional novena. *Valor de los parámetros contenidos en la circular.*

En tanto no se dicten las resoluciones previstas en los artículos 10, 17, 18 y 28 de la presente circular:

1. El valor del diferencial *(XXppb)* con la tasa de retribución financiera que aplica a la actividad de transporte y regasificación durante el periodo regulatorio en el que se pone en servicio la primera instalación construida del proyecto «P_{AD}», referido en el artículo 10, se fija en 39 puntos básicos.

2. Tras el reparto con usuarios y consumidores, el porcentaje que mantendrán las empresas de las mejoras productividad en el periodo anterior $(\%R_{p-1})$ referido en el artículo 17, se fija en 50 %.

3. La retribución unitaria adicional por el gas natural facturado a puntos de suministro de estaciones de servicio para su venta como gas vehicular $(\mathrm{RGS}_{\mathrm{EESS}})$, referido en el artículo 18, se fija en 0,50 €/MWh.

4. La retribución unitaria adicional por el gas natural licuado facturado desde las plantas de gas natural licuado a buques para consumo o venta como combustible marítimo $(\mathrm{RGS}_{\mathrm{GNL}})$, referido en el artículo 18, se fija en 0,50 €/MWh.

Disposición adicional décima. *Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos regulados en productos y servicios conexos.*

Hasta que se apruebe la resolución a la que alude el artículo 8.3, se considerará el cincuenta por ciento de los ingresos anuales obtenidos en la realización de productos o servicios conexos a los efectos de minorar el valor anual de la retribución.

No obstante, este ajuste se regularizará si, de la resolución a que alude el artículo 8.3, resultase un porcentaje inferior de ingresos a considerar.

Disposición adicional undécima. *Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera.*

A efectos de posibilitar la adaptación de las empresas a los rangos de valores recomendables, la penalización establecida en el artículo 28 no será aplicable hasta el año 2024, cuarto año del primer periodo de aplicación de la metodología, sobre la base de un IGR basado en los estados financieros del año 2022.

Disposición final. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 44

Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 14, de 16 de enero de 2020
Última modificación: 4 de marzo de 2023
Referencia: BOE-A-2020-614

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.i) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología para el cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema gasista, en función de los servicios que efectivamente preste. Dicha retribución podrá incorporar incentivos, que podrán tener signos positivos o negativos, a la reducción de costes del sistema gasista derivados de la operación del mismo u otros objetivos. Asimismo, el apartado 7 del artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, añadido por el Real Decreto-ley 1/2019, también establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá la metodología de la retribución de la gestión técnica del sistema.

El artículo 64 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, de conformidad con lo establecido a su vez en el artículo 58.b), establece que el gestor técnico del sistema será responsable de la operación y de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, y garantizará la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución, y lista sus funciones. Asimismo, establece que el gestor del sistema ejercerá sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que operan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. Y que las actividades de gestión técnica que realice el gestor del sistema serán retribuidas adecuadamente conforme a lo dispuesto en el capítulo VII de dicha Ley.

El artículo 91 de dicho capítulo VII establece que las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente con cargo a las tarifas de último recurso, los peajes, cánones y cargos y a los precios abonados.

El artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece que en la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, de

acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece en su artículo 59.4, en redacción dada por el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, que los costes del sistema gasista serán financiados mediante los ingresos del sistema gasista. Dentro de los costes asociados al uso de las instalaciones se incluye, en el apartado 4.a).3.º, la retribución de la gestión técnica del sistema.

La disposición adicional vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, establece que el director ejecutivo de la sociedad filial de ENAGÁS, S.A. que ejerza las funciones del gestor técnico del sistema será nombrado y cesado por el Consejo de Administración de la sociedad, con el visto bueno del Ministro de Industria, Turismo y Comercio (actualmente Ministra para la Transición Ecológica). Asimismo, establece que el personal de la filial que ejerza las funciones como gestor técnico del sistema suscribirá el código de conducta al que hace referencia el artículo 63 de la citada Ley garantizando su independencia respecto al resto de actividades desarrolladas por el grupo empresarial. La citada filial es ENAGAS GTS, S.A.U., a la cual se asignó la rama de actividad de gestión técnica del sistema, en cumplimiento del mandato establecido en la Ley 2/2011, de 27 de mayo, de Economía Sostenible.

El artículo 62.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, establece que el gestor técnico del sistema gasista deberá llevar cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos estrictamente imputables a dicha actividad.

En cumplimiento del principio de transparencia, las resoluciones que se dicten por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en ejecución de esta circular serán publicadas en los términos establecidos en los artículos 7.1 y 37.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

En línea con lo dicho en el dictamen emitido por el Consejo de Estado y dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria.

La circular se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Estos principios son los de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia.

En particular, en cuanto a los principios de necesidad y eficiencia, esta circular está justificada por una razón de interés general, se basa en una identificación clara de los fines perseguidos y es el instrumento más adecuado para garantizar su consecución.

La circular es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. Asimismo, se ajusta al principio de seguridad jurídica, materializando el mandato del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

En cuanto al principio de transparencia, la circular se dicta de conformidad con el artículo 30 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habiéndose dotado al procedimiento de la máxima publicidad y transparencia. Asimismo, debe indicarse que la principal novedad introducida consiste en establecer en una norma el modelo de retribución del gestor técnico del sistema, proporcionando seguridad jurídica al gestor técnico del sistema y a los consumidores que soportan el coste de su actividad.

Por último, con respecto al principio de eficiencia, las medidas regulatorias consideran la información disponible en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que se obtiene a través de la Circular 5/2009, de 16 de julio, y de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de modo que no implican nuevas cargas administrativas. Con respecto a la retribución, únicamente se consideran los costes necesarios para realizar la actividad, considerando una retribución correspondiente a una actividad de bajo riesgo, realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, y con criterios de eficiencia económica.

Por todo lo anterior, conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.i) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, el Pleno del Consejo

de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 9 de enero de 2020, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta circular tiene por objeto:

a) Establecer la metodología aplicable a partir del año 2021 para el cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema gasista, en función de los servicios que efectivamente preste, y que podrá incorporar incentivos.

b) Establecer la metodología para la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema gasista.

Artículo 2. *Periodos regulatorios.*

1. Cada periodo regulatorio *p* tendrá una duración de 3 años, siendo n el primer año de cada periodo regulatorio y n+2 el último año.

2. Desde el 1 de octubre de 2023, la retribución del gestor técnico del sistema se determinará en años de gas completos.

El año de gas *"a"* para el que se determina la retribución del gestor del sistema gasista tiene la duración comprendida entre el 1 de octubre del año n–1, correspondiente al periodo regulatorio anterior a *p*, y el 30 de septiembre del año n, ambos incluidos.

El año de gas "*a+1*" transcurrirá desde el 1 de octubre del año n al 30 de septiembre del año n+1.

El año de gas "*a+2*" transcurrirá desde el 1 de octubre del año n+1 al 30 de septiembre del año n+2.

CAPÍTULO II

Metodología de cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema gasista

Artículo 3. *Retribución del gestor técnico del sistema.*

La retribución del gestor técnico del sistema estará compuesta por una base de retribución, un tramo de retribución por incentivos, el importe devengado de la cuenta regulatoria por nuevas obligaciones y un término que recoge ajustes retributivos por diferencias entre importes estimados y realmente incurridos. Se establecerá a partir de la siguiente fórmula:

$$RT_a^{GTS} = BRet_a^{GTS} + RxInc_a^{GTS} + CR_a^{GTS} + D_a^{GTS}$$

Siendo:

RT_a^{GTS} : Retribución total del gestor técnico del sistema en el año de gas *"a".*

$BRet_a^{GTS}$: Base de retribución del gestor técnico del sistema en el año de gas *"a".* Será aquella del periodo regulatorio *p* al que el año de gas *"a"* pertenezca. Si el año de gas transcurre entre dos periodos regulatorios p–1 y p, se ponderarán las bases de retribución de cada periodo según el número de meses de cada uno, en la proporción 3/12 y 9/12, respectivamente.

$RxInc_a^{GTS}$: Retribución por incentivos del gestor técnico del sistema en el año de gas *"a".*

CR_a^{GTS} : Importe devengado de la cuenta regulatoria por nuevas obligaciones en el año de gas *"a".*

D_a^{GTS} : Diferencia a la que se refieren el artículo 12.3 y el artículo 13.2.

Artículo 4. *Base de retribución.*

1. La base de retribución del gestor técnico del sistema se establecerá para cada periodo regulatorio p, a partir de la siguiente fórmula:

$$BRet_p^{GTS} = BOpex_p^{GTS} + BMarg_Opex_p^{GTS} + BAmort_p^{GTS} + BRF_p^{GTS}$$

Donde:

p: Periodo regulatorio, comprendido entre el 1 de enero del año *n* y el 31 de diciembre del año *n+2.*

$BRet_p^{GTS}$: Base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p.*

$BOpex_p^{GTS}$: Término de retribución por OPEX incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p*.

$BMargenOpex_p^{GTS}$: Margen sobre el término de retribución por OPEX incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p.*

$BAmort_p^{GTS}$: Término de amortización estándar incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p.*

BRF_p^{GTS} : Término de retribución financiera estándar incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p.*

2. La base de retribución del gestor técnico del sistema se mantendrá constante para los sucesivos periodos regulatorios, si bien podrá revisarse en caso de que se asignen nuevas obligaciones al gestor técnico del sistema.

Artículo 5. *Término de retribución por OPEX.*

1. El término de retribución por OPEX $(BOpex_p^{GTS})$ incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio p, se determinará a partir de los costes de la actividad de gestión técnica del sistema reflejados en la contabilidad separada, y a partir de la información regulatoria de costes de la actividad de gestión técnica del sistema.

2. Únicamente se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

3. En ningún caso se incluirán dentro del término de retribución por OPEX costes que hayan sido recuperados con cargo a la retribución del transporte, regasificación y almacenamiento de gas natural.

4. No formarán parte del término de retribución por OPEX los conceptos siguientes:

a) Los trabajos realizados por la empresa para su inmovilizado, que se hayan activado como inversión.

b) Las indemnizaciones de personal.

c) Las provisiones.

d) Los márgenes añadidos por las empresas del grupo sobre el coste de los servicios prestados.

e) Las subvenciones, salvo el 10 % de las europeas, con un límite máximo de 10 millones de euros.

f) Los costes de los centros de control que presten servicios al transporte.

g) Los deterioros y revalorizaciones de activos.

h) Los gastos e ingresos financieros.

i) Los impuestos sobre el beneficio.

j) Los costes del servicio de reporte de datos a la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía por cuenta de los agentes, en el ámbito del Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

k) Los costes repercutidos por la matriz del grupo de sociedades al que el gestor técnico del sistema pertenece, que no resulten necesarios para desarrollar su actividad, o cuyo importe sea desproporcionado en relación al tamaño del gestor técnico del sistema, a la utilidad que representan para la realización de la gestión técnica del sistema, o que no serían incurridos en caso de que el gestor no formase parte de un grupo de sociedades.

l) No se tendrán en cuenta los costes incurridos por el gestor técnico del sistema para la prestación de servicios a otras empresas del grupo.

Artículo 6. *Margen sobre el término de retribución por OPEX.*

1. El margen sobre el término de retribución por OPEX $(BMarg_Opex_p^{GTS})$ incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p,* se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$BMarg_Opex_p^{GTS} = BOpex_p^{GTS} * BMargen_p^{GTS}$$

Donde:

$BMargen_p^{GTS}$: Margen, en porcentaje (%).

2. El margen $BMargen_p^{GTS}$ se establece en un 5 %.

Artículo 7. *Término de amortización estándar.*

1. El término de amortización estándar $(BAmort_p^{GTS})$ incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p* se calculará a partir del gasto en concepto de amortización que figure en la contabilidad financiera del gestor técnico del sistema, y a partir de la información regulatoria de costes del citado gestor técnico.

2. Únicamente se considerarán las inversiones necesarias para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

Artículo 8. *Término de retribución financiera estándar.*

1. El término de retribución financiera estándar (BRF_p^{GTS}) incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p* se calculará a partir de la fórmula siguiente:

$$BRF_p^{GTS} = BInmN_p^{GTS} * Tasa\ de\ retribución\ financiera_p^{GTS}$$

Donde:

$BInmN_p^{GTS}$: Inmovilizado neto estándar incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p.*

Tasa de retribución $financiera_p^{GTS}$: Tasa de retribución financiera, en porcentaje (%) con 2 decimales. Tomará el valor de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y regasificación de gas natural que se establezca en los años que se correspondan con el periodo regulatorio *p,* en la Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.

2. El inmovilizado neto estándar incluido en la base de retribución del gestor técnico del sistema del periodo regulatorio *p* se calculará a partir del inmovilizado neto de la contabilidad financiera del citado gestor, y a partir de la información regulatoria de costes de la actividad de gestión técnica del sistema de gas natural.

3. Únicamente se considerarán las inversiones necesarias para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada.

4. En ningún caso se incluirán dentro del inmovilizado neto estándar importes de activos asignados al gestor técnico del sistema y utilizados por las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento.

5. No formarán parte del inmovilizado neto estándar los conceptos siguientes:

a) El inmovilizado en curso.

b) Los activos intangibles distintos de las aplicaciones informáticas.

c) Las inversiones de los centros de control que presten servicio al transporte.

d) La participación del gestor técnico del sistema en el operador del mercado organizado del gas, MIBGAS, S.A.

Artículo 9. *Cuenta regulatoria.*

1. El gestor técnico del sistema dispondrá de una cuenta regulatoria cuyo saldo (CR_p^{GTS}) se establece para cada periodo regulatorio *p,* que le permita asumir nuevas obligaciones atribuidas por reglamentos europeos o regulación nacional, así como nuevos proyectos europeos de importancia e interés para el sistema gasista.

2. El saldo de la cuenta regulatoria se devengará un tercio cada año del periodo regulatorio.

$$CR_n^{GTS} = \frac{CR_p^{GTS}}{3}$$

3. Antes del 15 de abril del año siguiente, el gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el soporte documental de los costes incurridos en cada año del periodo regulatorio, con cargo a la cuenta regulatoria, que deberán ser prudentes e incurridos conforme a criterios de eficiencia económica. Dicho soporte documental deberá acreditar fehacientemente que los costes son adicionales con respecto a los que están incluidos en la base de retribución y no incluirán márgenes ni costes indirectos.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calculará el saldo de la cuenta regulatoria al término de cada ejercicio, una vez validado el soporte documental aportado.

5. En caso de que exista saldo acumulado sobrante de la cuenta regulatoria al término del año *n+2,* el saldo de la cuenta regulatoria del periodo *p+1* no podrá ser inferior al saldo de la cuenta regulatoria del periodo *p* más dicho saldo sobrante.

6. En el supuesto excepcional de que el gestor técnico del sistema incurra en costes durante el periodo regulatorio *p* por nuevas obligaciones regulatorias imprevistas, que superen el saldo de la cuenta regulatoria del periodo *p*, estos costes podrán incorporarse a la cuenta regulatoria del periodo siguiente *(p+1),* siempre que estén debidamente justificados.

7. En caso de que se produzca el supuesto excepcional al que se refiere el apartado 6, en relación con costes incurridos en los años n+1 y n+2 del periodo regulatorio p, el saldo de la cuenta regulatoria del periodo siguiente (p+1), podrá aumentarse en dicho importe mediante resolución, a efectos de que estos costes se recuperen durante el año de gas “a +1” y el año de gas “a+2” del periodo regulatorio (p+1).

8. El importe devengado de la cuenta regulatoria por nuevas obligaciones en el año de gas *“a”* se calculará a partir de la siguiente fórmula:

$$CR_a^{GTS} = \frac{3}{12} x CR_{n-1}^{GTS} + \frac{9}{12} x CR_n^{GTS} \text{ »}$$

CAPÍTULO III

Retribución por incentivos

Artículo 10. *Retribución por incentivos.*

1. La retribución por incentivos del gestor técnico del sistema en el año de gas “*a*” tomará un valor que podrá oscilar en la siguiente banda:

$$LI * BRet_a^{GTS} < RxInc_a^{GTS} < LS * BRet_a^{GTS}$$

Donde:

LI es el límite inferior del término de retribución por incentivos, expresado en porcentaje negativo. No podrá ser inferior al –5 %.

LS es el límite superior del término de retribución por incentivos, expresado en porcentaje positivo. No podrá ser superior al 5 %.

2. Para cada periodo regulatorio p se establecerá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el límite inferior y superior del tramo de retribución por incentivos.

3. Para cada año de gas *"a",* aplicará el límite inferior y superior del periodo regulatorio p al que el año de gas *" a"* pertenezca. Si el año de gas transcurre entre dos periodos regulatorios, se ponderarán los límites según el número de meses de cada uno.

4. El desarrollo del mecanismo de retribución por incentivos del gestor técnico del sistema sustentado en un sistema que refleje el estado de los procesos y el desempeño de sus funciones y obligaciones establecidas regulatoriamente, con base en criterios de eficiencia, transparencia, objetividad y no discriminación, se llevará a cabo mediante circular, habiéndose aprobado a tal efecto la Circular 6/2021, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los incentivos del gestor técnico del sistema gasista y la afección a su retribución.

5. Los indicadores de eficiencia deben referirse, al menos, a los siguientes aspectos:

a) La operación y gestión técnica del sistema gasista y la correcta coordinación entre las distintas infraestructuras.

Los indicadores a este respecto deben incluir, entre otros, parámetros que midan la idoneidad, optimización, transparencia y trato no discriminatorio de las instrucciones de operación y gestión impartidas por el gestor técnico del sistema, como la comunicación y publicación de información sobre afecciones que impacten en la operación de las instalaciones, la diferencia entre las entradas y salidas de gas del sistema gasista, el número de conflictos de gestión técnica del sistema interpuestos por los usuarios, la disponibilidad del sistema logístico de acceso de terceros a la red y la calidad en la atención a los agentes del sistema gasista.

b) La continuidad y seguridad del suministro de gas natural.

En este caso, los indicadores deben tener en cuenta la previsión de la demanda y la planificación eficiente del sistema gasista elaborada por el gestor técnico del sistema, el número y duración de posibles interrupciones del suministro a los usuarios en caso de fallos generales del sistema gasista y la adecuación y aplicación, cuando sea necesario, de planes de actuación para la reposición del gas natural en estos casos.

c) El acceso de terceros a las instalaciones del sistema gasista y el óptimo uso de las mismas.

Estos indicadores deben medir la eficiencia en aspectos como la publicación en tiempo y forma de la información necesaria para la contratación de capacidad, el nivel de capacidad ofertada, el grado de utilización de la capacidad, la disponibilidad de la plataforma de solicitud y contratación del acceso, el número de conflictos de acceso interpuestos por los usuarios, la calidad en la atención a los usuarios en relación con el acceso y las soluciones propuestas para la gestión de posibles congestiones.

d) La gestión del balance de gas en las instalaciones.

Los indicadores sobre el balance de las instalaciones deben tener en cuenta el número y adecuación de las actuaciones realizadas por el gestor técnico del sistema para mantener los distintos tipos de infraestructuras del sistema dentro de los límites de operación normal de las mismas, las cantidades y el precio del gas comprado y vendido por este en el mercado organizado de gas, la comunicación en tiempo y forma de la información sobre el balance a los usuarios, la calidad del cálculo del balance de los usuarios y el plazo en su entrega y la calidad en la atención a los agentes del sistema gasista en relación con el balance. Además, deben definirse indicadores en relación con el control de las garantías de balance y la aplicación de las medidas establecidas para evitar comportamientos inadecuados de los usuarios respecto al balance.

6. La retribución por incentivos del gestor técnico del sistema será el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$RxInc_a^{GTS} = F_a^{GTS} * BRet_a^{GTS}$$

Donde:

F_a^{GTS} es el factor de eficiencia del gestor técnico del sistema para el año de gas *"a",* que se calculará de acuerdo con lo establecido en el apartado 2 del artículo 4 de la Circular 6/2021, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los incentivos del gestor técnico del sistema gasista y la afección a su retribución.

CAPÍTULO IV

Metodología para la determinación de la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema

Artículo 11. *Financiación de la retribución del gestor técnico del sistema.*

1. La retribución del gestor técnico del sistema para cada año de gas se recuperará como una cuota, que se aplicará como porcentaje sobre la facturación de los peajes de acceso a las redes de transporte, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación para cada año de gas, y sobre la facturación de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, incluyendo, en su caso, las primas que resulten de las subastas de capacidad y las penalizaciones asociadas al servicio que se factura.

2. Esta cuota será facturada por el responsable de facturar los peajes y cánones de acceso.

Artículo 12. *Cobro y liquidación.*

1. Las cantidades recaudadas en concepto de cuota para la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema deberán ser ingresadas en los plazos y de la forma que establece la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista, o normativa que la sustituya.

2. El gestor técnico del sistema recibirá los importes procedentes de esta cuota en los plazos y de la forma que establezca la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, o normativa que la sustituya.

3. La diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades recaudadas por la aplicación de la cuota anterior en el año de gas *"a"*, según la información contenida en la liquidación definitiva del ejercicio, y la retribución anual que se establezca para ese mismo año de gas, se incorporará en su retribución del año de gas "*a+2*". En el año de gas "*a+1*" se reconocerá provisionalmente una estimación de dicha diferencia. Esta estimación se elaborará con la información de facturación de los últimos doce meses disponibles en el sistema de liquidaciones.

CAPÍTULO V

Establecimiento de la retribución y de su financiación

Artículo 13. *Establecimiento de la cuantía anual de retribución del gestor técnico del sistema.*

1. Antes del 1 de octubre del año de gas *"a"* la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución la cuantía de la retribución del gestor técnico del sistema del año de gas *"a"* (RT_a^{GTS}) a la que se refiere el

artículo 3, con base en la metodología establecida en esta circular. Se incorporará una estimación del término de retribución por incentivos del gestor técnico del sistema que responderá a un nivel de cumplimiento máximo en el desempeño de sus funciones.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará por resolución los incentivos del gestor técnico del sistema en el año de gas *"a"* sobre la base del resultado del cálculo de los indicadores definidos en la Circular 6/2021, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los incentivos del gestor técnico del sistema y la afección a su retribución. La diferencia entre la estimación del término de retribución por incentivos y la cuantía que resulte de la aplicación de la Circular 6/2021 será incorporada en la retribución del año de gas "*a+2*".

Artículo 14. *Establecimiento de la cuota para la financiación del gestor técnico del sistema.*

Antes del 1 de octubre del año de gas *"a"* la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución la cuota para la financiación de la retribución del gestor técnico del sistema a la que se refiere el artículo 11.

Disposición adicional primera. *Valores de los parámetros de la base de retribución del gestor técnico del sistema para el periodo regulatorio 2021-2023.*

El primer periodo regulatorio de aplicación de la presente circular transcurrirá desde el 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2023.

Para este período regulatorio, los valores de los parámetros de la base de retribución del gestor técnico del sistema serán los siguientes:

1. $BRet_p^{GTS}$: 25.007 miles €.

2. $BOpex_p^{GTS}$: 14.904 miles €.

3. $BMarg_Opex_p^{GTS}$: 745 miles €.

4. $BAmort_p^{GTS}$: 8.650 miles €.

5. BRF_p^{GTS} : 708 miles €.

6. $BInmN_p^{GTS}$: 13.008 miles €.

7. CR_p^{GTS} : 5.000 miles €.

8. CR_n^{GTS} : 1.667 miles €.

Disposición adicional segunda. *Retribución por incentivos para el primer período regulatorio.*

A efectos de la retribución por incentivos prevista en el artículo 10 de la circular, con relación al primer período regulatorio, se fijan los límites inferior y superior en –2 % y +2 % respectivamente.

Disposición adicional tercera. *Fuentes de información.*

Sin perjuicio de otra información que se encuentre a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o que esta pueda obtener por otros medios, se utilizará la información procedente de la Circular 5/2009, de 16 de julio, y de la Circular 1/2015, de 22 de julio.

Disposición transitoria primera. *Retribución del año 2020.*

La cuantía de la retribución del gestor técnico del sistema para el año 2020 será igual a la base de retribución para el periodo regulatorio 2021-2023, que asciende a 25.007 miles €.

Disposición transitoria segunda. *Transición al año de gas.*

1. A efectos de posibilitar la transición de años naturales a años de gas, la retribución de 2023 se referirá al periodo temporal del 1 de enero al 30 de septiembre, considerando una proporción de 9/12 del ejercicio completo, salvo en los términos que se refieren a cantidades de años anteriores, que se reconocerán en su totalidad.

2. La primera retribución por año de gas será la correspondiente al año de gas 2024, que se establecerá para el periodo temporal del 1 de octubre de 2023 al 30 de septiembre de 2024.

Disposición transitoria tercera. *Retribución por incentivos del año 2021.*

1. Los incentivos del año 2021 se valorarán con los indicadores del año de gas 2022, que transcurre del 1 de octubre de 2021 al 30 de septiembre de 2022, de conformidad con lo establecido en la Circular 6/2021, de 30 de junio.

2. Para el año 2021, la diferencia a la que se refiere el artículo 13, punto 2, entre la estimación del término de retribución por incentivos y el cálculo de dicho término sobre la base de los indicadores definidos para la valoración del desempeño de la Circular 6/2021, será incorporada en la retribución del año de gas 2024.

Disposición transitoria cuarta. *Retribución por incentivos del año 2022.*

1. Los incentivos del año 2022 se valorarán ponderando con 3/4 los indicadores del año de gas 2022 (que transcurre del 1 de octubre de 2021 al 30 de septiembre de 2022) y ponderando con 1/4 los indicadores del año de gas 2023 (que transcurre del 1 de octubre de 2022 al 30 de septiembre de 2023), de conformidad con lo establecido en la Circular 6/2021, de 30 de junio.

2. Para el año 2022, la diferencia a la que se refiere el artículo 13, apartado 2, entre la estimación del término de retribución por incentivos y el cálculo de dicho término sobre la base de los indicadores definidos para la valoración del desempeño de la Circular 6/2021, será incorporada en la retribución del año de gas 2025.

Disposición transitoria quinta. *Retribución por incentivos del año 2023.*

Los incentivos del año 2023 se valorarán con los indicadores del año de gas 2023, que transcurre del 1 de octubre de 2022 al 30 de septiembre de 2023, aplicando una proporción de 9/12.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 45

Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 93, de 3 de abril de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-4266

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

A través de dicha modificación se asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de establecer para el sector del gas natural, y mediante circular, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de distribución de gas natural, conforme a las orientaciones de política energética, según dispone el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio. Por otro lado, el artículo 75 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sobre derechos de los distribuidores, establece que estos tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el capítulo VII, del título IV, de dicha Ley. Asimismo, el artículo 7.1 bis de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, establece la función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución de la actividad de distribución de gas natural.

Para el año 2020, dicha retribución habrá de atenerse a la metodología de cálculo establecida en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La metodología de retribución establecida por la presente circular será de aplicación a partir del 1 de enero de 2021.

Mediante Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, se establecieron las orientaciones de política energética. El apartado noveno indica, en particular, las correspondientes a la retribución de la distribución de gas natural.

Se considera que la metodología de actividad que ha regido el marco retributivo de la distribución de gas natural desde su origen, tomando como actividad base el año 2000, sigue siendo adecuada. No obstante, es preciso ajustar la retribución de los puntos de suministro y su demanda existente en 2000 de forma que se cumplan más fielmente los principios

retributivos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre y en la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

La circular se ajusta a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia que establece el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, sobre principios de buena regulación.

La necesidad de la circular viene determinada por el hecho de que el desarrollo de una nueva metodología retributiva es el instrumento más eficaz para adaptar el modelo retributivo vigente al objeto de reconducir los desequilibrios observados en el mismo.

La proporcionalidad de la circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la retribución anual de los titulares por el desempeño de la actividad de distribución. Esto es, establece las fórmulas para determinar la retribución de las empresas; recoge los procedimientos que han de seguir y la información que han de aportar, así como el método para asignar la retribución tras operaciones de compra venta de instalaciones.

La circular se aprueba de acuerdo con el nuevo marco competencial definido en la normativa europea y que fue transpuesto por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, según lo ya indicado. Por su parte, la circular establece un marco normativo estable para el periodo 2021-2026, en consonancia con lo dispuesto en la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La circular es predecible porque está basada en los principios que emanan de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, preserva los aspectos recogidos en metodologías anteriores, adaptándolas al mercado de gas, en línea con los informes de esta Comisión de análisis del sector. Por último, la circular integra los nuevos desarrollos con la normativa vigente, lo que genera un marco normativo coherente, claro y cierto, que facilita su conocimiento y comprensión, para vertebrar la actuación y toma de decisiones por los interesados.

El principio de transparencia se cumple al definir claramente los objetivos de la circular y su justificación. Durante la tramitación se han cumplido todas las exigencias normativas en materia de participación y audiencia de interesados.

El principio de eficiencia se respeta porque la circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos necesarios. Para ello, se han determinado y analizado cuáles eran los procedimientos administrativos explícitos e implícitos resultantes de la aplicación de la metodología retributiva vigente con objeto de adaptarlos a otros procesos y procedimientos administrativos recogidos en la normativa sectorial (autorización de instalaciones, cierre de instalaciones, liquidación de ingresos generados contra retribución reconocida de las empresas, etc.).

El modelo retributivo propuesto recoge medidas que, con diferente nivel de calado, se corresponden con recomendaciones de mejoras realizadas por esta Comisión en diversos informes sobre los diferentes modelos retributivos establecidos por la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

La circular establece que la retribución de una empresa por el uso de sus instalaciones de distribución de gas natural, excluidas las acometidas u otras instalaciones o servicios con precios regulados, será la resultante de aplicar una fórmula consistente en la suma de la retribución base, una retribución por desarrollo de mercado y una retribución transitoria de distribución, además del incentivo por liquidación de mermas, regulado en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, aparte de otros componentes.

La retribución base (RDE) es el resultado de restar a la retribución calculada conforme a la metodología prevista en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para las instalaciones y puntos de suministro existentes en el año 2020, un ajuste retributivo de la actividad de distribución aplicable a la empresa en el período regulatorio 2021-2026. Así pues, la circular establece una retribución de la actividad ajustada para aquellos puntos de suministro y de demanda existentes en el año 2000 con la retribución establecida en la retribución por desarrollo de mercado para los nuevos puntos de suministro y demanda.

La retribución por desarrollo de mercado (RDM) se vincula con los nuevos puntos de suministro que se establezcan a partir del año 2021, y se determina en función de determinados parámetros.

La retribución transitoria de distribución (RTD) consiste en sumar al resultado de lo anterior una cantidad correspondiente a un porcentaje del ajuste retributivo de la actividad de distribución (AAD) que va disminuyendo progresivamente a lo largo del período regulatorio 2021-2026.

Junto a ello, se introducen incentivos para la promoción del uso de gas natural en el transporte terrestre con el propósito de fomentar su uso frente a otros hidrocarburos más contaminantes.

La circular también se fundamenta en el establecimiento de un sistema de información regulatoria de costes necesario para contrastar si las empresas distribuidoras están recibiendo por su actividad de distribución de gas natural una rentabilidad adecuada, en los términos que dispone el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Asimismo, se solicita a las distribuidoras que faciliten información anual sobre las instalaciones de distribución, los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones.

A fin de introducir el incentivo para construir solo inversiones justificadas por su previsión de demanda, se establece que la retribución por desarrollo de mercado devengada en un año, en un municipio de gasificación reciente, como máximo podrá ser igual al valor de los ingresos habidos por la facturación de los peajes de distribución en dicho municipio durante el citado año.

La circular incluye asimismo un tratamiento del concepto de actividad conexa a efectos retributivos, entendida como aquella actividad distinta de las actividades con régimen económico regulado cuya prestación conlleva el uso o consumo de recursos de las actividades con régimen económico regulado.

Otra novedad de la misma consiste en la inclusión de un principio de prudencia financiera requerido a las empresas distribuidoras de gas natural.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la retribución de la actividad de distribución, disposiciones que, en las materias que son objeto de regulación de esta circular, devienen ahora inaplicables conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria. Este efecto se produce sin perjuicio de que, a través, en su caso, de mecanismos de cooperación, se pueda articular una tabla de vigencias para facilitar el conocimiento de las normas aplicables en estas materias, así como que se dé publicidad, a través de las oportunas páginas web, al compendio de normas aplicables, estructurado por materias.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 31 de marzo de 2020, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

La presente circular establece la metodología para determinar la retribución anual de los sujetos que realizan la actividad de distribución de gas natural por los costes incurridos financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas. La presente metodología será aplicable a partir de 1 de enero de 2021.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular será de aplicación a las instalaciones definidas en el artículo 59.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Asimismo, se aplicará a las

instalaciones de transporte secundario que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, no dispusieran de proyecto de ejecución aprobado.

También será de aplicación a las instalaciones de distribución de gases manufacturados o aire propanado distintos al gas natural y ubicadas en territorios insulares y extrapeninsulares en tanto sea de aplicación la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o no se desarrolle una regulación reglamentaria singular para el suministro de gas natural en ellos, tal y como recoge el artículo 60.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 3. *Principios y criterios generales.*

1. La metodología para determinar la retribución de la actividad de distribución de gas natural atenderá a criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, siendo de aplicación los principios generales establecidos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

2. De conformidad con el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, los parámetros utilizados en la metodología de retribución que desarrolla esta circular se fijarán teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia, el equilibrio económico y financiero del sistema y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europea establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

3. Durante cada periodo regulatorio no se aplicarán fórmulas de actualización automática a los valores de los parámetros utilizados para calcular la retribución de las empresas.

4. Los parámetros y valores de retribución establecidos en esta circular podrán revisarse por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes del comienzo del siguiente periodo regulatorio y, en particular, como consecuencia de la aprobación de orientaciones de política energética por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de acuerdo con lo previsto en el artículo 1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, para su aplicación al siguiente periodo regulatorio.

Si no se llevase a cabo esta revisión, se entenderán prorrogados para el periodo regulatorio siguiente, de conformidad con lo establecido en el artículo 63.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

5. Con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría externa, todo ello sin perjuicio de requerimientos de información adicional, de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

Artículo 4. *Períodos regulatorios.*

1. Los períodos regulatorios se sucederán de forma consecutiva con una vigencia de seis años, de conformidad con el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

2. El período regulatorio se descompondrá en años de gas completos, o sus fracciones, para permitir la coordinación temporal de la retribución con los periodos de aplicación de peajes y cánones de distribución, por extensión e integración con los que se determinen para el transporte de acuerdo con el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

3. Se considera que el año de gas «a» para el que se determina la retribución de una empresa distribuidora tiene la duración comprendida entre el 1 de octubre del año «a-1» y el 30 de septiembre del año «a», ambos incluidos.

CAPÍTULO II

Retribución de distribución

Artículo 5. *Retribución anual por los costes incurridos en la actividad de distribución.*

1. La retribución devengada para el año de gas «a» de una empresa «e» por los costes incurridos en la actividad de distribución de gas natural, excluidas las acometidas u otras instalaciones o servicios con precios regulados que resulten de la aplicación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo, y la realización de las funciones asignadas a la distribución, que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las instalaciones, (RD_a^e), será la resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$RD_a^e = RDE_{2020}^e + RDM_a^e + RTD_a^e + IM_a^e$$

Donde:

RDE_{2020}^e: es la retribución base que se define como la retribución de distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020, para la empresa «e» para el periodo regulatorio 2021-2026.

RDM_a^e: es la retribución por desarrollo de mercado para el año «a» para la empresa «e».

RTD_a^e: es la retribución transitoria de distribución para el año «a» de la empresa «e».

IM_a^e: es el incentivo positivo o negativo, por la liquidación de las mermas de gas para el año «a» de la empresa «e», determinado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, o disposición que la sustituya.

En caso de ser necesario determinar el valor de alguna de estas retribuciones para una fracción del año de gas «a» y no existir un mecanismo especifico que lo determine, su valor se calculará de forma proporcional a los días de la fracción.

Una vez determinada la retribución anual de cada empresa distribuidora conforme a lo establecido en este apartado, se realizará el ajuste retributivo previsto en el artículo 9 y se aplicará, en su caso, la penalización relativa a la prudencia financiera prevista en el artículo 13.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previo trámite de audiencia, las resoluciones que establezcan la retribución devengada para el año de gas «a» de las empresas de distribución de gas natural.

3. Cuando se detecten errores materiales, de hecho o aritméticos, derivados de las declaraciones efectuadas por las empresas distribuidoras, de los informes de auditoría aportados, de los cálculos llevados a cabo por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o de las inspecciones y comprobaciones realizadas por esta Comisión, se tramitará el procedimiento para su rectificación.

Artículo 6. *Retribución base.*

1. La retribución base para la empresa «e» para el periodo regulatorio 2021-2026 (RDE^{e}_{2020}), se determina de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RDE^{e}_{2020} = RD^{e}_{anexo\ X} - AAD^{e}_{2000}$$

Donde:

$RD^{e}_{anexo\ X}$: es la retribución por distribución definitiva para la empresa «e» en el año 2020 calculada según el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

AAD^{e}_{2000}: es el ajuste retributivo de la actividad de distribución aplicable a la empresa «e» en el periodo regulatorio 2021-2026, que se efectuará aplicando la siguiente fórmula:

$$AAD^{e}_{2000} = PS^{e}_{\leq 4\ b,2000} \times \left(RMPS_{p\leq 4b} - NRPS_{p\leq 4b}\right) + V^{e}_{\leq 4\ b,2000} \times \left(RMGS_{p\leq 4b} - NRGS_{p\leq 4b}\right) + V^{e}_{>4\ b,2000} \times \left(RMGS_{p>4b} - NRGS_{p>4b}\right)$$

Donde:

$PS^{e}_{\leq 4\ b,2000}$: es la cantidad de puntos de suministro determinados para el año 2000 en redes de distribución de gas natural de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar correspondientes a la empresa «e».

$RMPS_{p\leq 4b}$: es la retribución unitaria media por punto de suministro conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar que fue calculada para la Ley 18/2014, de 15 de octubre, conforme a lo establecido en el artículo 2.5 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, cuyo valor es de 112,182374639316 €/PS.

$NRPS_{p\leq 4b}$: es la retribución unitaria por punto de suministro conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar, establecida en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, cuyo valor es de 50 €/PS.

$V^{e}_{\leq 4\ b,2000}$: es la cantidad de gas natural determinada para el año 2000 y la empresa «e» correspondiente a los puntos de suministro determinados para el año 2000 en redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar.

$RMGS_{p\leq 4b}$: es la retribución unitaria media por la demanda de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar, que fue calculada para la Ley 18/2014, de 15 de octubre, conforme a lo establecido artículo 2.5 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, cuyo valor es de 5,06700569697317 €/MWh.

$NRGS_{p\leq 4b}$: es la retribución unitaria por la cantidad de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar. Su valor será el resultante de ponderar los valores unitarios establecidos en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de 7,5 €/MWh y de 4,5 €/MWh por los consumos anuales inferiores o iguales a 50 MWh y los consumos anuales superiores a 50 MWh, según la proporción del mercado de 2002 recogida en la «Liquidación definitiva del ejercicio 2002», de 19 de diciembre de 2007 (distribución de ventas por grupos de peajes y tarifas del Grupo 3).

$V^{e}_{>4\,b,2000}$: es la cantidad de gas natural determinada para el año 2000 y la empresa «e» correspondiente a los puntos de suministro determinados para el año 2000 en redes de distribución de presión mayor a 4 bar.

$RMGS_{p>4b}$: es la retribución unitaria media por la demanda de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño mayor a 4 bar, que fue calculada para la Ley 18/2014, de 15 de octubre, conforme a lo establecido artículo 2.5 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, cuyo valor es de 1,66434396169683 €/MWh.

$NRGS_{p>4b}$: es la retribución unitaria por la cantidad de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño mayor a 4 bar, establecida en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, cuyo valor es de 1,25 €/MWh.

2. Para determinar los valores de $PS^{e}_{\leq 4\,b,2000}$, $V^{e}_{\leq 4\,b,2000}$, $V^{e}_{>4\,b,2000}$ se aplicará de forma general el siguiente procedimiento:

a) Para el valor de $PS^{e}_{\leq 4\,b,2000}$ se tomará el valor del número de puntos de suministro de 2002 considerados para determinar la retribución de 2003 de la empresa «e» por la Orden ECO/31/2003, de 16 de enero, y su memoria, minorados en un 16,2 %.

b) Para el valor de $V^{e}_{\leq 4\,b,2000}$ se tomará el valor de demanda de 2002 considerada para determinar la retribución de 2003 de la empresa «e» por la Orden ECO/31/2003, de 16 de enero, y su memoria, minorados en un 16,2 %.

c) Para el valor de $V^{e}_{>4\,b,2000}$ se tomará el valor de demanda de 2002 considerada para determinar la retribución de 2003 de la empresa «e» por la Orden ECO/31/2003, de 16 de enero, y su memoria minorados en un 16,2 %.

3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia efectuará los requerimientos de información y aprobará las resoluciones que sean necesarias para determinar el ajuste retributivo a las actuales titulares de las redes en vista de los cambios que hayan tenido lugar como consecuencia de las operaciones societarias ocurridas sobre las empresas recogidas en la Orden ECO/31/2003, de 16 de enero. Las señaladas resoluciones podrán incluir cálculos y repartos que atiendan a la información física de las instalaciones y a su fecha de puesta en marcha, así como a la evolución de la demanda y de los puntos de suministro asociados a esas instalaciones.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previo trámite de audiencia, las resoluciones que establezcan para cada empresa distribuidora «e» el ajuste retributivo de la actividad de distribución (AAD^{e}_{2000}) y la retribución base (RDE^{e}_{2020}) con carácter provisional a partir de los datos disponibles al establecer la retribución del año 2021 y, con carácter definitivo, a partir de los datos de la liquidación definitiva del año 2020.

Artículo 7. *Retribución por desarrollo de mercado.*

1. La retribución por desarrollo de mercado devengada para el año de gas «a» de una empresa «e» $(\mathrm{RDM}^{\mathrm{e}}_{\mathrm{a}})$, es la retribución por la actividad de distribución en servicio desde el 1 de enero de 2021 hasta el 30 de septiembre del año gas «a», y por la realización de las funciones asignadas a la distribución de la empresa «e», realizadas por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo con el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista de forma que el riesgo de su desarrollo corresponde al titular de las instalaciones. Su valor se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}\mathrm{RDM}^{\mathrm{e}}_{\mathrm{a}} = {} & RPS^{mg}_{p\leq 4b} \times \Delta\mathrm{PS}^{mg,e}_{\mathrm{p}\leq 4b} + \mathrm{RPS}^{mgr}_{\mathrm{p}\leq 4b} \times \Delta\mathrm{PS}^{mgr,e}_{\mathrm{p}\leq 4b} + \mathrm{RGS}^{50\mathrm{MWh}}_{\mathrm{p}\leq 4b} \times \Delta\mathrm{GSF}^{50\mathrm{MWh},e}_{\mathrm{p}\leq 4b} + \mathrm{RGS}^{8\mathrm{GWh}}_{\mathrm{p}\leq 4b} \\ & \times \Delta\mathrm{GSF}^{8\mathrm{GWh},e}_{\mathrm{p}\leq 4b} + \mathrm{RGS}^{\mathrm{Resto}}_{\mathrm{p}<60b} \times \Delta\mathrm{GSF}^{\mathrm{Resto},e}_{\mathrm{p}<60b} + \mathrm{RGS}^{\mathrm{NPS}}_{4<\mathrm{p}<60b} \times \mathrm{GSF}^{\mathrm{NPS},e}_{4<\mathrm{p}<60b} \\ & + \mathrm{RGS}_{EESS} \times \mathrm{GSF}^{e}_{EESS}\end{aligned}$$

Donde:

$RPS^{mg}_{p\leq 4b}$: es la retribución unitaria por punto de suministro (PS) conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar en municipios gasificados. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta\mathrm{PS}^{mg,e}_{\mathrm{p}\leq 4b}$: es la variación del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución de la empresa «e» con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios gasificados, calculada como diferencia entre el número de puntos de suministro en servicio a 30 de septiembre del año de gas «a» y a 31 de diciembre de 2020.

$\mathrm{RPS}^{mgr}_{\mathrm{p}\leq 4b}$: es la retribución unitaria por punto de suministro (PS) conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar en municipios de gasificación reciente. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta\mathrm{PS}^{mgr,e}_{\mathrm{p}\leq 4b}$: es la variación del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución de la empresa «e» con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios de gasificación reciente, calculada como diferencia entre el número de puntos de suministro en servicio a 30 de septiembre del año de gas «a» y a 31 de diciembre de 2020.

$\mathrm{RGS}^{50\mathrm{MWh}}_{\mathrm{p}\leq 4b}$: es la retribución unitaria por el gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual inferior o igual a 50 MWh. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta GSF_{p\leq 4b}^{50MWh,e}$: es la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado por la empresa «e» a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual inferior o igual a 50 MWh, calculada como la diferencia entre las cantidades de gas facturadas en el año de gas «a» y en el año natural 2020 para este tipo de puntos de suministro.

$RGS_{p\leq 4b}^{8GWh}$: es la retribución unitaria por el gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 50 MWh e inferior o igual a 8 GWh. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta GSF_{p\leq 4b}^{8GWh,e}$: es la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado por la empresa «e» a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 50 MWh e inferior o igual a 8 GWh, calculada como la diferencia entre las cantidades de gas facturadas en el año de gas «a» y en el año natural 2020 para este tipo de puntos de suministro.

$RGS_{p<60b}^{Resto}$: es la retribución unitaria por el gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar y a aquellos que están conectados a redes de distribución de presión igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 8 GWh. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta GSF_{p<60b}^{Resto,e}$: es la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado por la empresa «e» al resto de puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar y a aquellos que están conectados a redes de distribución de presión igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 8 GWh, calculada como la diferencia entre las cantidades de gas facturadas en el año gas «a» y en el año natural 2020 para este tipo de puntos de suministro.

$RGS_{4<p<60b}^{NPS}$: es la retribución unitaria adicional por el gas natural suministrado y facturado a nuevos puntos de suministro conectados a nuevas redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar puestos en servicio después del 31 de diciembre de 2020, durante los primeros 5 años de gas desde que el punto de suministro inicie su consumo. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$GSF_{4<p<60b}^{NPS,e}$: es la cantidad de gas natural suministrado y facturado en el año de gas «a» por la empresa «e» correspondiente a nuevos puntos de suministro conectados a nuevas redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar que son puestos en servicio después del 31 de diciembre de 2020, durante los primeros 5 años desde que el punto de suministro inicie su consumo.

RGS_{EESS} : es la retribución unitaria adicional por el gas natural facturado a puntos de suministro conectados a la red de distribución correspondientes a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

GSF^{e}_{EESS} : es la cantidad de gas natural facturada en el año de gas «a» por la empresa «e» en puntos de suministro conectados a la red de distribución correspondientes a estaciones de servicio para su venta como gas natural vehicular.

2. A los efectos de las definiciones anteriores:

a) Se considera punto de suministro en servicio a una fecha dada aquel al que se le han facturado peajes por tener un contrato de suministro de gas vigente o por haberle suministrado una cantidad de gas en dicha fecha.

b) Se considera cantidad de gas natural facturada en el año de gas «a», los datos de la liquidación definitiva del año de gas «a» sin refacturaciones correspondientes a cantidades anteriores a 1 de enero de 2021.

c) Se considera cantidad de gas natural facturada en el año natural 2020, los datos de la liquidación definitiva del año 2020 sin refacturaciones correspondientes a cantidades anteriores a 1 de enero de 2020.

d) No se computará la cantidad de gas suministrado y facturado en el año de gas «a» por la empresa «e» correspondiente a puntos de suministro que a 30 de junio de 2019 estén conectados a instalaciones a presión máxima de diseño igual o superior a 60 bar, o a instalaciones de un transportista.

3. Un término municipal será calificado de gasificación reciente durante los cinco primeros años de gas «a» en los que se desarrolla por primera vez en su territorio una red de distribución cuya primera puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2020. A efectos de cómputo, el primero de los cinco años de gas será aquel en el que se obtenga la primera acta de puesta en servicio de alguna instalación de sus redes de distribución (planta satélite, antena de conexión con red de transporte, ERM/EM o gasoductos de red de distribución) con independencia de que existan puntos de suministro conectados a ellas.

La retribución por desarrollo de mercado devengada para el año de gas «a» en un municipio de gasificación reciente como máximo podrá ser igual al valor de los ingresos habidos por la facturación de los peajes de distribución en dicho municipio durante el citado año de gas «a».

4. La retribución provisional por Desarrollo de Mercado para el año de gas «a» de la empresa «e» se calculará con la información declarada al sistema de liquidaciones. La información relativa al número de puntos de suministro se obtendrá del valor declarado en la última liquidación provisional aprobada para el año de gas «a-1» disponible en el momento de cálculo. La información relativa a la cantidad de gas suministrado y facturado a puntos de suministro se obtendrá a partir de los datos disponibles con la última liquidación provisional aprobada para el año de gas «a-1», considerando como datos correspondientes al año de gas «a» los acumulados de los últimos doces meses de facturación.

5. La retribución definitiva por Desarrollo de Mercado para el año de gas «a» de la empresa «e» se calculará con el número de puntos de suministro a final del año de gas y las cantidades de gas suministrado y facturado a puntos de suministro habidas en el año de gas «a» según la liquidación definitiva aprobada para dicho año.

6. La información que faciliten las empresas, a efectos del cobro y liquidación de la retribución reconocida correspondiente a puntos de suministro y a las cantidades de gas suministradas y facturadas a dichos puntos, deberá tener el desglose suficiente para la aplicación de la fórmula de este artículo (rangos de presión, consumo, municipio, etc.) con independencia de la estructura de peajes y cánones que se pudiera aplicar en cada momento.

7. Las cantidades de gas natural facturadas o refacturadas en el año de gas «a» correspondientes a ejercicios anteriores a 1 de enero de 2021, serán retribuidas de acuerdo con el anexo X de Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Artículo 8. *Retribución transitoria de distribución.*

Se establece una retribución transitoria de distribución para el año de gas «a» de una empresa «e» (RTD_a^e), para realizar en el periodo regulatorio 2021-2026 una aplicación gradual del ajuste retributivo de la actividad de distribución según los siguientes porcentajes para cada año de gas «a»:

	2021 (ene 21-sep 21)	2022 (oct 21-sep 22)	2023 (oct 22-sep 23)	2024 (oct 23-sep 24)	2025 (oct 24-sep 25)	2026 (oct 25-sep 26)
$\boldsymbol{RTD_a^e}$	¾ *85% AAD_{2000}^e	70% AAD_{2000}^e	50% AAD_{2000}^e	35%AAD_{2000}^e	15% AAD_{2000}^e	0% AAD_{2000}^e

Artículo 9. *Productos y servicios conexos.*

1. Las empresas que proporcionen a terceros productos o servicios conexos para cuya prestación utilicen las instalaciones y recursos retribuidos con cargo al régimen económico establecido en esta circular declararán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 1 de julio de cada año, los productos y servicios conexos correspondientes al año natural anterior y su previsión para el año en curso, con detalle individualizado, indicando su alcance, empresa o entidad compradora o beneficiaria, ingresos percibidos, costes e instalaciones asociados, beneficios obtenidos, fechas de inicio y fin de la prestación y adjuntarán los contratos firmados relativos a dichas prestaciones.

Los costes, ingresos y beneficios declarados por los productos y servicios conexos se tendrán en cuenta para determinar las correspondientes retribuciones.

2. En ningún caso, la realización de un producto o servicio conexo puede suponer un coste adicional para las actividades con metodología retributiva regulada.

3. Para cada producto o servicio conexo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución, previo trámite de audiencia, la metodología de ajuste retributivo que se haya de realizar. Esta metodología tendrá en cuenta, en todo caso, los costes directos e indirectos de los activos empleados, así como el coste en que, de no mediar el empleo de estos activos, se habría incurrido para poder realizar esas otras actividades. Asimismo, podrán tenerse en cuenta, entre otros factores, el ingreso por las actividades diferentes a la distribución, la contribución a dicho ingreso realizada por los activos regulados o las circunstancias que puedan concurrir respecto de las cesiones del uso de los activos entre sociedades de un mismo grupo o terceras sociedades.

4. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá por resolución el importe de la menor retribución a percibir en el año de gas «a+1», para cada empresa y para cada producto y servicio conexo efectuado durante el año natural anterior.

CAPÍTULO III

Inclusión en el sistema retributivo

Artículo 10. *Inclusión de una nueva distribuidora en el régimen retributivo.*

1. La inclusión en el régimen retributivo de una nueva distribuidora se realizará, previo trámite de audiencia, mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sin perjuicio del resto de autorizaciones administrativas necesarias a que hacen referencia el artículo 55 y el artículo 73 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

La resolución de inclusión en el régimen retributivo establecerá la fecha de inclusión en el mismo y determinará, según proceda, la retribución provisional a cuenta o la retribución definitiva de la distribuidora desde el año de inicio del devengo.

2. La distribuidora deberá solicitar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la inclusión en el régimen retributivo. La solicitud se acompañará de la siguiente documentación:

a) Memoria de actividad en la que se harán constar, para los primeros 10 años de funcionamiento y con detalle anual, la zona geográfica de actuación (nombres y código INE

de los municipios), las inversiones previstas, la previsión de gas suministrado en MWh/año y el número de puntos de suministro que hayan de ponerse en servicio, identificando por su nombre y localización aquellos puntos de suministro con consumo anual mayor o igual a un GWh/año.

b) Balances de situación a 31 de diciembre y cuentas anuales de resultados previstos de los primeros 5 años.

c) Resoluciones de autorización administrativa de las instalaciones de distribución.

d) Actas de puesta en servicio o certificación de la Comunidad Autónoma correspondiente de puesta en gas de las instalaciones.

3. La retribución anual inicial se determinará aplicando lo establecido en el artículo 7, sobre la retribución por desarrollo de mercado, con la información disponible del número de puntos de suministro y del gas suministrado de los años que corresponda en el momento de cálculo.

Artículo 11. *Retribución de las instalaciones de distribución objeto de transmisión de titularidad.*

1. Los titulares implicados en una transmisión de titularidad de instalaciones de una red de distribución de gas natural deberán notificarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su toma en consideración a efectos del régimen retributivo.

Dicha notificación se realizará en el plazo de diez días desde que se haga efectiva la transmisión y se acompañará de la siguiente documentación:

a) Identificación de las instalaciones de distribución objeto de la transmisión.

b) Notificación de la fecha efectiva de la transmisión de las instalaciones.

c) Escritura notarial registrada de la transmisión de la titularidad de las instalaciones.

d) Autorización administrativa de transmisión de la titularidad de las instalaciones emitida por la autoridad competente.

2. El transmitente tendrá derecho a recibir la retribución establecida para el año de gas «a» de las instalaciones transmitidas hasta el día anterior a la fecha efectiva de la transmisión, mientras que el nuevo titular tendrá derecho a recibir la retribución establecida para las instalaciones transmitidas desde la fecha efectiva de transmisión, incluida esta, hasta el final del año de gas «a» de los siguientes conceptos retributivos:

a) Retribución base (RDE_{2020}^{e}).

b) Retribución transitoria de distribución (RTD_{a}^{e}).

c) Retribución por desarrollo de mercado (RDM_{a}^{e}).

d) Incentivo por la liquidación de las mermas asociadas a la instalación transmitida (IM_{a}^{e}).

3. La retribución base (RDE_{2020}^{e}) de las instalaciones transmitidas se calculará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) Se determinará la RDE_{2020}^{e} de las instalaciones transmitidas y no transmitidas de acuerdo con el mercado existente en 2020 en cada una de ellas, obteniéndose la retribución base tanto de las instalaciones transmitidas $(RDE_{2020}^{T,e1})$ como de las no transmitidas $(RDE_{2020}^{NT,e1})$.

b) La retribución base de la empresa transmitente «e1» y la empresa adquiriente «e2» para el año «a» de las instalaciones anteriores tendrá en cuenta los días de titularidad de cada uno de ellos y se obtendrá aplicando las siguientes fórmulas:

$$RDE_{a}^{NT,e1} = \frac{d_a}{Dias\ Año\ a} \times RDE_{2020}^{NT,e1}$$

$$RDE_{a}^{T,e1} = \frac{d_{Tit\ e1}}{Dias\ Año\ a} \times RDE_{2020}^{T,e1}$$

$$RDE_{a}^{T,e2} = \frac{d_{Tit\ e2}}{Dias\ Año\ a} \times RDE_{2020}^{T,e1}$$

Siendo $d_{Tit\ e1}$ y $d_{Tit\ e2}$ los días de titularidad de las empresas transmitente y adquiriente en el año de gas «a», respectivamente.

4. El reparto de la retribución transitoria de distribución (RTD_{a}^{e}) se realiza de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) Se repartirá la (RTD_{a}^{e}) entre las instalaciones transmitidas $(RTD_{a}^{T,e1})$ y no transmitidas $(RTD_{a}^{NT,e1})$ de acuerdo con la proporción existente entre la $RDE_{2020}^{NT,e1}$ y $RDE_{2020}^{T,e1}$.

b) La retribución transitoria de distribución de la empresa transmitente «e1» y la empresa adquiriente «e2» para el año «a» de las instalaciones anteriores tendrá en cuenta los días de titularidad de cada uno de ellos y se obtendrá aplicando el método del apartado 3.b).

5. La retribución por desarrollo de mercado de las instalaciones transmitidas, $RDM_{a}^{T,e1}$ y $RDM_{a}^{T,e2}$ se efectuará de acuerdo con el siguiente procedimiento:

a) Se determina la retribución por desarrollo de mercado de las instalaciones transmitidas considerando la demanda de gas acumulada en el año de gas «a» y los puntos de suministro a 30 de septiembre del año de gas «a».

b) El valor obtenido se repartirá entre transmitente y adquiriente en función de los días de titularidad de cada uno de ellos en el año de gas «a».

6. El incentivo por la liquidación de las mermas asociadas a la instalación transmitida (IM_a^e) se calculará de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 y será proporcional a los días correspondientes de cada empresa.

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá por resolución, previo trámite de audiencia, el reparto entre titulares de los importes anuales de retribución asociados a las instalaciones transmitidas, y los ajustes que se deban realizar en la retribución de cada empresa en el año de la transmisión de los conceptos de retribución base (RDE_{2020}^e), retribución transitoria de distribución (RTD_a^e), retribución por desarrollo de mercado $(\mathrm{RDM}_\mathrm{a}^e)$ e incentivo por la liquidación de las mermas asociadas a la instalación transmitida (IM_a^e).

CAPÍTULO IV

Otras disposiciones

Artículo 12. *Instalaciones de distribución, planes de desarrollo y de cierre de instalaciones.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recabará información, que deberá presentarse antes del 15 de diciembre de cada año, de las redes en servicio a 31 de diciembre del año anterior y los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de las empresas distribuidoras para el año en curso y los diez años siguientes.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia facilitará el acceso a la información enviada tanto al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como a las Comunidades Autónomas que lo soliciten en el ámbito de sus competencias.

2. La información de las redes de distribución en servicio contendrá como mínimo el siguiente detalle:

a) Las coordenadas de la traza basada en cartografía digital de procedencia oficial.
b) Código Identificación de Tramo de Obra Lineal (CITOL) o de acometida (CITAC).
c) Municipio donde se ubica el tramo o la acometida.
d) Año de puesta en servicio por primera vez del tramo.
e) Presión de diseño en bar relativos.
f) Diámetro en pulgadas o en milímetros.
g) Material de la tubería (acero, polietileno, etc.).
h) Longitud en metros.
i) Nombre y CIF del titular que puso en servicio la instalación por primera vez.
j) De haberlo, el nombre y CIF del titular que traspasó o vendió la instalación al distribuidor declarante.

3. Los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de cada empresa distribuidora incluirán al menos la siguiente información para cada municipio y para cada año natural:

a) Para cada rango de presión (mayor de 60 bar; igual o menor de 60 bar y mayor a 16 bar; igual o menor de 16 bar y mayor a 4 bar; y menor o igual a 4 bar): la longitud de nueva red de distribución, de red de GLP transformada y de reposición o sustitución de la red preexistente del municipio cuya construcción esté prevista, expresada en kilómetros con un decimal; el número de nuevas ERM/EM y, en su caso, repuestas o sustituidas y el número de puntos de suministro que se prevé poner en servicio y su demanda asociada en la nueva red de distribución y en las redes de GLP transformadas a gas natural. Para las nuevas redes de distribución o de redes de GLP transformadas, además, se indicará si se alimentan desde:

1.º Una instalación de transporte, en cuyo caso se indicará su CUAR.
2.º Una red de distribución preexistente, en cuyo caso se indicará la presión nominal de la canalización a la que se conecta la nueva red.

3.º Una planta satélite de GNL, en cuyo caso se indicará la presión nominal de la canalización conectada a la planta.

b) Inversión prevista, en millones de euros con tres decimales, diferenciando entre la inversión para nueva red o ERM/EM, para plantas satélites de GNL y para reposición de tubería.

c) Número de nuevas acometidas y su longitud en metros.

d) Fecha prevista de puesta en explotación de las instalaciones de distribución, cuando se trate de un nuevo municipio o de redes de GLP transformadas.

e) Estado de tramitación administrativa actual, cuando se trate de un nuevo municipio o de redes de GLP transformadas.

f) Para cada rango de presión (mayor de 60 bar; igual o menor de 60 bar y mayor a 16 bar; igual o menor de 16 bar y mayor a 4 bar; y menor o igual a 4 bar) la longitud de la red de distribución objeto de cierre, expresada en kilómetros con un decimal, y el número de ERM/EM objeto de cierre, con indicación del motivo del cierre de la instalación.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá los criterios e instrucciones que deberán seguirse para elaborar la información que se solicita.

Artículo 13. *Prudencia financiera requerida a los titulares de activos de distribución de gas natural.*

1. A efectos de incorporar un principio de prudencia financiera requerido a los titulares de activos de distribución de gas natural, se establece una penalización para las empresas cuyos ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables enunciados en el apartado quinto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

2. La penalización para la empresa «e» para el año «n» será el resultado de aplicar las siguientes fórmulas.

$$PPF_n^e = -0{,}01 * R_n^e * (1 - IGR_{n-2}^e), si\ IGR_{n-2}^e < 0{,}90$$

Donde:

n: es cada año natural del periodo regulatorio.

PPF_n^e : es el valor de la penalización de la empresa «e» en el año «n», en euros.

R_n^e : es la retribución de la empresa «e» por la actividad de distribución de gas natural para el año natural «n», determinada de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$R_n^e = \frac{3}{4} RL_a^e + \frac{1}{4} RL_{a+1}^e$$

Donde:

RL_a^e : es la retribución de la empresa «e» por la actividad de distribución de gas natural para el año de gas «a» según las retribuciones consideradas para dichas actividades en la liquidación definitiva del citado año de gas.

IGR_{n-2}^{e} : es el índice global de ratios calculado con los estados financieros del año «n-2» para la empresa «e», definido en el apartado sexto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. La penalización no será aplicable si se deriva de la existencia de saldos pendientes de liquidar al sistema gasista, o de fianzas y depósitos pendientes de devolver a clientes, que se hayan computado como deuda.

4. La penalización no será aplicable si la empresa «e» forma parte de un grupo de sociedades en el que la matriz de dicho grupo también es titular de activos del sistema gasista y, a nivel agregado o consolidado de dicha matriz y sus filiales titulares de activos de red, el IGR es superior o igual a 0,90.

5. El índice global de ratios del año «n-2» se determinará, para cada titular de activos del sistema gasista, sobre sus datos relativos al ejercicio «n-2», por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previa audiencia a los interesados, en la que podrán alegar sobre los cálculos realizados y sobre la concurrencia de los supuestos recogidos en los apartados 3 y 4.

6. El valor de la penalización de cada año natural «n» para cada empresa «e» se determinará por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 14. *Devengo de la retribución reconocida.*

Las retribuciones reconocidas de forma provisional a cuenta y las definitivas correspondientes al año de gas en curso se devengarán en proporción al número de días naturales transcurridos respecto al número de días naturales del año de gas.

Artículo 15. *Requerimientos de información adicional.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá recabar de los sujetos obligados cualesquiera informaciones que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las informaciones remitidas en cumplimiento de la presente circular.

Artículo 16. *Inspecciones.*

De conformidad con el artículo 7.39 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá realizar las inspecciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de esta circular, le sea aportada.

Si como consecuencia de las inspecciones se detectasen diferencias en los valores considerados de puntos de suministro y cantidad de gas natural suministrada, se podrá corregir, mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la retribución establecida.

Disposición adicional primera. *Primer periodo regulatorio de aplicación.*

El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente circular transcurrirá desde el 1 de enero de 2021 a 31 de diciembre de 2026.

Disposición adicional segunda. *Determinación del año de gas 2021.*

El año de gas 2021 se iniciará el 1 de enero de 2021 y finalizará el 30 de septiembre de 2021.

Disposición adicional tercera. *Unidades de aplicación.*

A efectos de aplicación de la metodología que desarrolla esta circular, y salvo que se indique lo contrario:

1. Los valores e importes se expresarán en euros (€) con dos decimales.
2. Las cantidades de gas se expresarán en MWh con tres decimales.
3. El número de puntos de suministro no tendrá decimales.

4. Los precios y las retribuciones unitarias se expresarán en €/Magnitud Física con tres decimales.

5. Los porcentajes se expresarán con dos decimales.

6. Los tantos por uno se expresarán con cuatro decimales.

Disposición adicional cuarta. *Parámetros retributivos para el primer periodo regulatorio.*

1. Para el primer periodo de aplicación de esta circular, los parámetros previstos en el artículo 7 quedan fijados del modo siguiente:

a) La retribución unitaria por punto de suministro (PS) conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar en municipios gasificados $(RPS_{p\leq 4b}^{mg})$ se fija en 50,47 €/PS.

b) La retribución unitaria por punto de suministro (PS) conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar en municipios de gasificación reciente $(\mathrm{RPS}_{\mathrm{p}\leq 4b}^{mgr})$ se fija en 70,66 €/PS.

c) La retribución unitaria por el gas suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual inferior o igual a 50 MWh $(\mathrm{RGS}_{\mathrm{p}\leq 4b}^{50\mathrm{MWh}})$ se fija en 7,57 €/MWh.

d) La retribución unitaria por el gas suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 50 MWh e inferior o igual a 8 GWh $(\mathrm{RGS}_{\mathrm{p}\leq 4b}^{8\mathrm{GWh}})$ se fija en 4,54 €/MWh.

e) La retribución unitaria por el gas suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar y/o aquellos que están conectados a redes de distribución de presión igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 8 GWh $(\mathrm{RGS}_{\mathrm{p}<60b}^{\mathrm{Resto}})$ se fija en 1,26 €/MWh.

f) La retribución unitaria adicional por el gas suministrado y facturado a nuevos puntos de suministro conectados a nuevas redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar puestas en servicio después del 31 de diciembre de 2020 durante los primeros 5 años de gas desde que el punto de suministro inicie su consumo $(\mathrm{RGS}_{4<\mathrm{p}<60b}^{\mathrm{NPS}})$ se fija en 0,50 €/MWh.

g) La retribución unitaria adicional por el gas natural facturado a puntos de suministro de estaciones de servicio para su venta como gas vehicular $(\mathrm{RGS}_{\mathrm{EESS}})$ se fija en 0,50 €/MWh.

2. De acuerdo con el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará mediante resolución, previo trámite de audiencia, el porcentaje en el que, en su caso, y de acuerdo con el correspondiente análisis de costes, proceda incrementar los parámetros de retribución aplicables a la actividad de distribución de gas natural en territorios insulares.

Disposición adicional quinta. *Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera.*

A efectos de posibilitar la adaptación de las empresas a los rangos de valores recomendables, la penalización establecida en el artículo 13 no será aplicable hasta el año 2024, cuarto año del primer periodo de aplicación de la metodología, sobre la base de un IGR basado en los estados financieros del año 2022.

Disposición adicional sexta. *Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos regulados en productos y servicios conexos.*

Hasta que se apruebe la resolución a la que alude el artículo 9.3 sobre productos y servicios conexos, se considerará el cincuenta por ciento de los ingresos anuales obtenidos en la realización de productos o la prestación de servicios conexos a los efectos de minorar el valor anual de la retribución.

No obstante, este ajuste se regularizará si de la citada resolución resultase un porcentaje inferior de ingresos.

Disposición adicional séptima. *Información regulatoria de costes.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previa audiencia, mediante circular, las disposiciones pertinentes para el desarrollo de la información regulatoria de costes y para la obtención de toda aquella información necesaria para determinar si las empresas distribuidoras están recibiendo por su actividad de distribución de gas natural una rentabilidad adecuada, en los términos que dispone el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La información regulatoria definirá los costes admisibles e ingresos que deban considerarse para las actividades o funciones con retribución regulada.

A dichos efectos, las empresas distribuidoras deberán llevar una contabilidad separada, para la península y cada territorio extrapeninsular, con detalle anual de los ingresos, gastos, activos y pasivos necesarios para desarrollar, tanto las distintas actividades reguladas del ámbito de la distribución previstas en el artículo 91 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, como cualquier otra actividad que sea retribuida con un régimen económico regulado. En su caso, también llevarán detalle de las cuentas, separando los ingresos y los gastos (costes e inversiones) anualmente realizados, para cada uno de los productos o servicios conexos definidos.

Disposición adicional octava. *Evaluación del modelo retributivo.*

1. De conformidad con los artículos 129.4 y 130 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo una evaluación del modelo retributivo establecido en esta circular antes de finalizar un período regulatorio.

2. Dicha evaluación valorará el cumplimiento de los criterios y principios generales establecidos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, así como el grado de cumplimiento de las orientaciones de política energética establecidas en el apartado noveno de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, o los objetivos que resulten del Marco Estratégico de Energía y Clima y de la planificación de las infraestructuras que pueda hacerse.

3. El resultado de la evaluación se plasmará en un informe que se hará público y que vendrá precedido de un período de información pública. Dicho informe podrá referirse a los criterios que podría seguir una eventual adecuación del modelo retributivo establecido en la circular, a partir de la evaluación de sus efectos, con la finalidad de otorgar estabilidad y predictibilidad al marco normativo establecido en esta circular para periodos regulatorios sucesivos.

Disposición transitoria primera. *Retribución por desarrollo de mercado correspondiente a la variación de puntos de suministro de 2020.*

Se regularizará la retribución por desarrollo de mercado de 2020 correspondiente a la variación de puntos de suministro conectados a redes con presión de diseño inferior o igual a 4 bar determinada por aplicación del anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, como

consecuencia del cambio de procedimiento para determinar la variación de puntos de suministro recogido en la metodología de la circular.

Las empresas distribuidoras tendrán derecho a una retribución adicional por desarrollo de mercado en 2020 por la diferencia existente entre el número medio de puntos de suministro considerado para determinar la retribución del año 2020 y el número de puntos de suministro a 31 de diciembre de 2020 que, en aplicación de esta circular, se tome en consideración para determinar la retribución por desarrollo de mercado de 2021.

Disposición transitoria segunda. *Retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021.*

La determinación de la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021 se realizará tomando la variación de las cantidades de gas suministrado y facturado en el periodo entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 respecto al periodo entre el 1 de enero de 2020 y el 30 de septiembre de 2020.

Disposición transitoria tercera. *Retribución de municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021.*

Para aquellos municipios que, a efectos del apartado 2 del Anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, tuvieran la consideración de municipios de gasificación reciente, se les seguirá aplicando la retribución unitaria por punto de suministro establecida en esta circular hasta el cumplimiento de los cinco años desde el año de su primera puesta en servicio.

Disposición final. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 46

Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 327, de 16 de diciembre de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-16260

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

A través de dicha modificación se asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, y según dispone el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la función de establecer para el sector del gas natural, mediante circular, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme a las orientaciones de política energética, añadiéndose que: «Entre otros, corresponderá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia fijar, en su caso, los valores unitarios de inversión, de operación y mantenimiento y la vida útil regulatoria de los activos con derecho a retribución a cargo del sistema de gas natural de las empresas de distribución, transporte y plantas de gas natural licuado para cada periodo regulatorio». Por otro lado, el artículo 69 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece que los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el capítulo VII, del título IV, de dicha Ley. Asimismo, el artículo 7.1 bis de la citada Ley 3/2013, de 4 de junio, establece la función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución de las actividades de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

La Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de

transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, que será de aplicación a partir del 1 de enero de 2021. El artículo 20.4 de la citada circular establece que «la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobará, previa audiencia, mediante circular, los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) para cada periodo regulatorio, la forma que han de aplicarse para determinar el valor de inversión (VI^{i}_{VU}) y la retribución anual por O&M (COM^{i}_{VU}) a valores unitarios de una instalación "i"». Esta circular viene a dar cumplimiento al citado artículo y, además, desarrolla lo recogido en la disposición adicional séptima de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, relativa a la información necesaria para el cálculo de la retribución, en relación con el establecimiento de los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías sobre las inversiones y costes de operación y mantenimiento en instalaciones de gas realizadas.

La circular se ajusta a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia que establece el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, sobre principios de buena regulación.

La necesidad de la circular viene determinada por el hecho de que su desarrollo completa el marco retributivo según lo dispuesto en la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, y junto a esta establece un marco normativo para el periodo 2021-2026 claro y cierto, en consonancia con lo dispuesto en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para vertebrar la actuación y toma de decisiones por los interesados.

La proporcionalidad de la circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para poder determinar la retribución de los titulares por el desempeño de las actividades de transporte y regasificación. Esto es, establece las fórmulas y valores necesarios para determinar la retribución de las empresas; y concreta tanto la descripción y caracterización de las instalaciones con retribución individualizada, como el alcance de información que han de aportar las empresas para la inclusión de esas instalaciones en el régimen retributivo.

Por su parte, la circular establece un marco normativo estable para el periodo 2021-2026, en consonancia con lo dispuesto en la Ley 18/2014, de 15 de octubre. La circular es predecible porque está basada en los principios que emanan de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, y preserva los aspectos recogidos en metodologías anteriores, tomando en consideración las características del sector y según el conocimiento adquirido por esta Comisión desde las últimas revisiones de valores unitarios de referencia.

El principio de transparencia se cumple al definir claramente los objetivos de la circular y su justificación. Durante la tramitación se han cumplido todas las exigencias normativas en materia de participación y audiencia de interesados.

El principio de eficiencia se respeta porque la circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos necesarios, sin menoscabar el conocimiento que ha de tener el regulador sobre la actividad regulada, así como las instalaciones, ingresos y costes de las empresas para su desarrollo.

Esta circular desplaza las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, que regulaban la retribución de las actividades de transporte y regasificación, y que devienen ahora inaplicables conforme a lo establecido en el citado Real Decreto-ley. Dado que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerce esta competencia por primera vez, la circular no incluye una disposición derogatoria. Este efecto se produce sin perjuicio de que, a través, en su caso, de mecanismos de cooperación, se pueda articular una tabla de vigencias para facilitar el conocimiento de las normas aplicables en estas materias, así como que se dé publicidad, a través de las oportunas páginas web, al compendio de normas aplicables, estructurado por materias.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia y de acuerdo con las orientaciones de política energética establecidas en la Orden TED/627/2020, de 3 de julio, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 14 de octubre de 2020, ha acordado emitir, de acuerdo con el Consejo de Estado, la presente Circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

La presente circular, que será aplicable a partir del 1 de enero de 2021, tiene por objeto establecer:

a) Los valores unitarios de referencia, tanto de inversión como de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado de las instalaciones con retribución individualizada de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, en función de las instalaciones tipo cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adaptan a los estándares utilizados en el sistema gasista.

b) Los métodos para determinar, tanto el valor de inversión a valores unitarios de referencia de las instalaciones con retribución individualizada, como la retribución por operación y mantenimiento anual a valores unitarios de referencia de las instalaciones.

c) Los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías sobre los costes de operación y mantenimiento no incluidos en los valores unitarios de referencia, y sobre los costes de las inversiones en instalaciones para las que se solicite la inclusión definitiva en el régimen retributivo del sistema gasista.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

La circular será de aplicación a las siguientes instalaciones con retribución individualizada según la Circular 9/2019, de 12 de diciembre:

a) A las instalaciones que obtengan autorización administrativa previa con posterioridad a 1 de enero de 2021, a efectos del empleo de los valores unitarios de referencia de inversión y de las auditorías de inversión.

b) A las instalaciones que obtengan o dispongan de acta de puesta en servicio en el periodo regulatorio, a efectos del empleo de aplicación de los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento y de las auditorías sobre los costes de operación y mantenimiento no incluidos en los valores unitarios de referencia.

Artículo 3. *Metodología para la determinación de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento.*

1. La metodología de determinación de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento tendrá en cuenta lo dispuesto en la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, en particular su artículo 20 sobre criterios para la determinación de los valores unitarios de referencia, y los artículos 3, 5, 6 y 7 sobre principios y criterios, instalaciones, costes e ingresos considerados en la metodología retributiva y admisibilidad de los costes necesarios, así como en el artículo 8 sobre productos y servicios conexos.

2. Los costes e ingresos a considerar deberán haber sido utilizados para el *cálculo del* valor de inversión reconocido de las instalaciones, en el caso de valores unitarios de inversión, o haber sido declarados en el Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y en el Sistema de Información Contable del Sector Energético, en los términos de la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, en el caso de valores de operación y mantenimiento, y ello sin perjuicio de las auditorías que correspondan y de las peticiones de información o aclaraciones que pudieran requerirse.

3. Se tendrán en cuenta los costes directos e indirectos que, respetando lo dispuesto en los apartados anteriores, sean necesarios para la construcción, el adecuado mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la realización de las funciones correspondientes, así como aquellos ingresos que puedan disminuir los costes anteriores.

4. El horizonte temporal, la segmentación de la muestra y las herramientas matemáticas y estadísticas a utilizar serán aquellas que, a partir de una muestra suficiente, permitan analizar en cada momento, con la mayor seguridad posible, la evolución y los vectores

explicativos de los costes de las empresas reguladas y las mejoras de eficiencia y productividad conseguidas.

CAPÍTULO II

Valores unitarios de referencia para la actividad de transporte de gas natural

Sección primera. Instalaciones tipo de transporte de gas natural con valores unitarios de referencia a efectos retributivos

Artículo 4. *Obra lineal de un gasoducto de transporte.*

1. A efectos retributivos, se define como obra lineal de un gasoducto de transporte a la tubería principal, incluyendo sus elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y su conexión con otras instalaciones durante toda la vida útil del activo, y que no estuvieran instalados en las posiciones.

No se consideran parte de la obra lineal el resto de las instalaciones incluidas dentro del límite de propiedad/vallado del terreno donde se ubican las posiciones de válvulas, estaciones de compresión y/o estaciones de regulación y/o medida, excluida la propia obra lineal.

Tampoco se considera obra lineal de un gasoducto de transporte cualquiera de las acometidas o líneas directas que pudieran estar conectadas al gasoducto de transporte.

Una obra lineal puede estar compuesta por uno o varios tramos de obra lineal.

2. La bifurcación de una obra lineal, mediante picaje o montaje de una pieza en forma de T, Y, o cualquier otra forma, se considera parte de la obra lineal del gasoducto. El gasoducto resultante de la bifurcación se considerará otra obra lineal.

3. A efectos de su identificación como instalación mediante el Código Único de Activo Regulados (CUAR), los tramos de obra lineal de un gasoducto están delimitados por aquellos puntos de la traza del gasoducto donde se produce un cambio y/o discontinuidad física (diámetro) o administrativa (provincia o autorización administrativa).

Artículo 5. *Posiciones de válvulas de los gasoductos de transporte.*

1. A efectos retributivos, se define como posición de válvulas de un gasoducto de transporte al conjunto de válvulas, tuberías auxiliares y elementos complementarios que permiten el seccionamiento y/o derivación del gas circulante por el mismo.

2. Una posición de válvulas está compuesta por el terreno junto con sus accesos donde se ubica, la válvula insertada en la obra lineal (válvula principal), otros conjuntos de válvulas, tuberías, *by-pass* sobre la obra lineal (*by-pass* principal), *by passes* secundarios, venteos, y aquellos elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, telemando, alimentación eléctrica, odorización, determinación de calidad del gas, así como cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y de conexión con otras instalaciones propias, o de terceros.

3. Se diferencian, por su funcionalidad y grado de equipamiento, tres tipos de posiciones:

a) Posición de Válvula Aislada de Seccionamiento (Tipo VAS): tiene por finalidad el seccionamiento/corte del flujo de gas circulante por la obra lineal del gasoducto y carece de *by-pass* sobre la obra lineal para maniobras dentro de su equipamiento.

No se consideran válvulas aisladas de seccionamiento las válvulas instaladas dentro de una posición de válvulas, de una estación de compresión o de una estación de regulación y/o medida.

b) Posición de Seccionamiento (Tipo S): tiene por finalidad seccionar/cortar el flujo de gas por la obra lineal del gasoducto y dispone de *by-pass* sobre la obra lineal para maniobras, y para permitir ventear el gas natural de los tramos aguas arriba y abajo de la válvula principal de corte.

c) Posición de Derivación (Tipo D): tiene por finalidad, además de las funciones de la posición Tipo S, permitir derivar parte del gas natural circulante por la obra lineal para alimentar a una (o varias) salida(s) que se puede(n) conectar con estación(es) de

compresión, con estación(es) de regulación y/o medida o con otros gasoducto(s), de tal forma que puedan ser venteada(s), alimentada(s) y operada(s) con independencia, con seguridad y con continuidad desde cada lado de la válvula de línea de la posición de derivación del gasoducto.

4. El caudal de gas máximo que puede derivar una posición Tipo D está determinado por el diámetro de las inserciones (picajes) del *by-pass* principal, por el número de picajes, por la velocidad máxima admisible del gas transportado, y por la presión máxima autorizada del gasoducto.

En consecuencia, una posición Tipo D puede suministrar gas con su *by-pass* principal a una o a varias salidas sin que ello influya en el caudal de gas máximo que se puede derivar en la posición.

Por tanto, el incremento del caudal de gas máximo derivable en una posición Tipo D se realiza mediante la inserción de un nuevo *by-pass* principal sobre la obra lineal del gasoducto. Un *by-pass* adicional sobre el *by-pass* principal de la posición Tipo D no aumenta el caudal máximo derivable de la posición, por lo que no se considera una ampliación.

5. Las posiciones Tipo S y Tipo D, pueden estar equipadas con trampas de rascadores (TR).

Artículo 6. *Trampas de rascadores de los gasoductos de transporte.*

1. A efectos retributivos, se define como trampa de rascadores (TR) de un gasoducto de transporte a las instalaciones ubicadas en una posición que permiten el lanzamiento o recepción de rascadores para realizar operaciones de mantenimiento, limpieza, inspección o reparación del gasoducto, hacia o desde otra trampa de rascadores, así como de recogida y extracción de la suciedad, agua o condensados, que pudiera haber en el gasoducto.

2. Una trampa de rascadores está compuesta por la propia trampa, la válvula de acceso a la trampa, la tubería de conexión a la obra lineal, así como las válvulas y tuberías auxiliares, drenajes, venteos y elementos complementarios que permiten el lanzamiento y la recepción de los rascadores o *pigs*, la conexión con las instalaciones de las posiciones o estaciones de regulación y/o medida adjuntas, y todos aquellos elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, telemando, alimentación eléctrica, o cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación.

3. Las trampas de rascadores estarán instaladas sobre los terrenos de una posición o de un nodo de la red de transporte, beneficiándose de sus infraestructuras.

El número máximo de trampas de rascadores que puede existir en una posición o en un nodo de la red de transporte lo determina el número de obras lineales aguas arriba y aguas abajo del límite de propiedad/vallado del terreno donde se ubica la posición o nodo de la red de transporte.

Artículo 7. *Nodos de la red de transporte.*

1. A efectos retributivos, se define como nodo de la red de transporte (NRT) los emplazamientos donde se ubican las posiciones que, o bien, son puntos de entrada de gas al Sistema de Transporte, o bien, son puntos de conexión con los almacenamientos subterráneos básicos y estaciones de compresión; así como los emplazamientos donde se ubican varias posiciones que conectan dos o más gasoductos.

2. En un NRT, el número máximo de posiciones que puede haber vendrá determinado por el menor de los siguientes valores:

a) Número de obras lineales de transporte aguas arriba y aguas abajo del límite de propiedad/vallado del terreno donde se ubica el Nodo de la Red de Transporte.

b) Número de válvulas de seccionamiento con y sin derivación sobre las obras lineales dentro de los límites de propiedad/vallado del terreno donde se ubica el NRT.

3. A los efectos anteriores, cuando existan varias válvulas de seccionamiento sin derivación sobre una misma obra líneal dentro de los límites de propiedad/vallado del terreno donde se ubica el NRT, computaran como una única posición que será de tipo VAS o de tipo

S. De existir en la misma obra lineal, una posición de tipo D y varias de tipo VAS o S, todas ellas computaran como una única posición tipo D.

Tampoco computarán como posiciones ni las válvulas de seccionamiento que aíslan la trampa de rascadores de la obra lineal, ni las válvulas de seccionamiento que, dentro del límite de propiedad del terreno/vallado del NRT, se inserten en los ductos de interconexión entre los gasoductos y estaciones de compresión o estaciones de regulación y/o medida ubicadas en el NRT de la Red de Transporte.

4. No obstante lo anterior, se considerará una posición de tipo VAS o tipo S, según la configuración, al conjunto de válvulas que estén ubicadas dentro de un NRT en la interconexión de una estación de medida con la obra lineal de gasoducto que permite o bien la entrada de gas al Sistema de Transporte, o bien la conexión con un almacenamiento subterráneo *básico*, o bien el flujo reversible.

Artículo 8. *Estación de compresión.*

1. A efectos retributivos, una estación de compresión es el conjunto de elementos destinados a compensar la pérdida de carga, o presión, del gas cuando es vehiculado por la red de transporte.

2. Una estación de compresión está compuesta por el terreno, junto con sus accesos, los edificios necesarios, el conjunto de válvulas, tuberías, *by-passe*s, venteos, elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de filtrado, compresión, refrigeración, protección, seguridad, comunicación, control, telemando, alimentación eléctrica, medición, determinación de calidad del gas, así como cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y su conexión con otras instalaciones propias o de terceros, sin incluir ni las estaciones de regulación y medida (ERM) que alimentan a la estación de compresión, ni las posiciones de válvulas del gasoducto, o los gasoductos, de transporte a los que se conecta.

Artículo 9. *Estaciones de regulación y/o medida.*

1. A efectos retributivos, se definen como estaciones de regulación y/o medida al conjunto de elementos cuya función es regular la presión o el caudal del gas transferido hasta el nivel adecuado a las características del nuevo gasoducto o red de distribución, y/o, en su caso, medir el volumen de gas que se transfiere de un gasoducto a otro o a redes de distribución. Se distinguen las siguientes tipologías:

a) Estación de regulación y medida (ERM), es aquella instalación que regula la presión y mide el volumen del gas transferido.

b) Estación de medida (EM), es aquella instalación que solo mide el volumen del gas transferido. Se puede diferenciar entre aquellas que realizan la medición por medio de ultrasonidos, turbinas o mediante otros medios.

c) Estación de regulación de presión (ERP), es aquella instalación que solo regula y/o controla la presión del gas transferido.

d) Estación de regulación de caudal (ERC), es aquella instalación que solo regula y/o controla el caudal del gas transferido.

2. Una estación de regulación y/o medida está compuesta por su edificio/armario /techo protección, el conjunto de válvulas, tuberías, *by-passes*, venteos, elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de filtrado, regulación, calentamiento, medición, protección, seguridad, comunicación, control, telemando, alimentación eléctrica, así como cualquier otro equipamiento necesario para el correcto funcionamiento de la instalación y su conexión con otras instalaciones propias, o de terceros, durante toda la vida útil del activo.

Se consideran parte integrante de una estación de regulación y/o medida el *by-pass* de regulación de emergencia y todas las tuberías, válvulas y demás elementos que permiten la conexión y el aislamiento de la estación de regulación y/o medida con la(s) posición(es) que, aguas arriba, le entrega(n) gas y con las instalaciones a las que suministra gas aguas abajo.

3. Las estaciones de regulación y/o medida incluirán necesariamente una línea principal y otra de reserva, y tendrán prevista la posibilidad de incluir una tercera línea de regulación y/o medida para la operación normal. Para que una estación de medida se catalogue de ultrasonidos, ambas líneas (principal y reserva) deberán realizar la medición por medio de ultrasonidos.

4. El tamaño de contador que caracteriza a una estación de regulación y/o medida será el límite superior del rango de tamaños de contador para la que está diseñada la estación de regulación y/o medida sin que sea necesario modificar el resto de componentes de la estación.

5. El terreno donde se asientan las estaciones de regulación y/o medida forman parte de la posición a la que se conectan, salvo en aquellos casos en los que la estación de regulación y/o medida se desarrolle al amparo de la modificación realizada al artículo 12 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, pues en dichos casos el terreno donde se asiente formará parte de la estación de regulación y/o medida.

6. Se considera que una estación de regulación y/o medida es compacta cuando se cumplen las siguientes condiciones:

a) Está fabricada en taller e instalada en un armario de intemperie y el acceso a los equipos se realiza desde el exterior mediante la apertura de puertas.

b) Incluye al menos una línea de operación y otra de reserva.

c) Las líneas de regulación y/o medida pueden compartir el filtro, y en su caso, el intercambiador de calor.

Artículo 10. *Centros de mantenimiento.*

1. A efectos retributivos, se define como centro de mantenimiento al conjunto de edificios e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento y buen estado de los equipos e instalaciones de los gasoductos, las estaciones de compresión y las estaciones de regulación y/o medida asociadas al mismo.

2. Un centro de mantenimiento está compuesto por el terreno, junto con sus accesos, la edificación, los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control y alimentación eléctrica, vehículos, repuestos, así como cualquier otro equipamiento necesario para el adecuado funcionamiento del propio centro, del personal asignado al mismo y de las instalaciones a su cargo.

3. El valor de inversión del edificio y de los equipamientos de los centros de mantenimiento ubicados en las estaciones de compresión o en las plantas de regasificación se considerarán, a los efectos de la inclusión en el régimen retributivo y del cálculo de la retribución, como inversiones realizadas en la estación de compresión o en la planta de regasificación que lo contenga, respectivamente.

Si el centro de mantenimiento de transporte tiene un uso compartido con la actividad de distribución, se considerará a todos los efectos instalación de distribución.

4. Cada centro de mantenimiento en el territorio peninsular deberá mantener al menos 200 km de gasoducto, las ERM/EM y las estaciones de compresión conectadas a ellos, sin que puedan existir gasoductos adscritos a más de un centro. La distancia mínima entre dos centros de mantenimiento de una misma empresa transportista será de 150 km, medidos sobre el camino más corto entre ambos centros.

Artículo 11. *Modalidades constructivas de las instalaciones de transporte.*

1. A efectos retributivos se considera que las instalaciones de transporte pueden tener las siguientes modalidades constructivas:

a) Instalaciones de transporte de nueva planta.

b) Instalaciones de transporte de construcción posterior.

c) Transformación de una instalación de transporte.

d) Ampliación de una instalación de transporte.

2. Se consideran instalaciones de transporte de nueva planta las obras lineales de gasoductos, las estaciones de compresión y cualquier otra instalación de transporte incluida en la planificación aprobada por el Gobierno, así como todas aquellas instalaciones cuya construcción se realiza de manera conjunta con la obra lineal y/o la estación de compresión a las que se conectan.

Una instalación se realiza de manera conjunta a la obra lineal y/o la estación de compresión cuando:

a) Se recogen en la misma autorización administrativa, el mismo proyecto de ejecución aprobado y, en su caso, en adendas posteriores solicitadas antes de la fecha de puesta en servicio de la instalación principal, con independencia de la fecha del acta de puesta en marcha.

b) O, con independencia de lo anterior, se trata de posiciones de otra obra lineal que este pendiente de construir.

c) Se trata de instalaciones de una nueva obra lineal que conectan con otra obra lineal existente mediante una bifurcación por picaje o montaje de una pieza en T/Y, o cualquier otra forma.

3. Se consideran instalaciones de transporte de construcción posterior a la obra lineal y a las estaciones de compresión aquellas instalaciones cuya solicitud de autorización administrativa se realiza de manera independiente y con posterioridad a la fecha de puesta en servicio de las referidas instalaciones, siempre y cuando no sea alguno de los casos previstos en el apartado anterior.

4. Se considera transformación de una instalación de transporte al conjunto de instalaciones y equipos que hacen posible que un tipo de instalación (posición tipo VAS, posición tipo S, EM o ERP/ERC) se convierta en otro tipo de instalación (posición tipo D, EM-US o ERM), o los que permiten la sustitución tecnológica, de combustión a eléctrico, de los equipos motores de los compresores en las estaciones de compresión.

5. Se considera ampliación de una instalación de transporte al conjunto de instalaciones y equipos que hacen posible que una instalación existente aumente su capacidad.

6. Las ampliaciones y transformaciones de instalaciones serán a efectos retributivos instalaciones independientes de la instalación original, e independientes entre sí cuando se realicen al mismo tiempo las transformaciones y ampliaciones.

Sólo se considerará que existe una transformación o una ampliación de una instalación si la solicitud de autorización administrativa efectuada por el transportista se ha formulado de manera independiente y con posterioridad a la puesta en servicio de la instalación objeto de transformación o ampliación.

No se consideran transformación ni ampliación de una instalación aquellas actuaciones que, con acta de puesta en marcha posterior a la instalación original, estuvieran incluidas con ella en la autorización administrativa o en el proyecto de ejecución aprobado, o en alguna de sus adendas.

Tampoco se consideran transformación ni ampliación de una instalación aquellas modificaciones que se realicen en la instalación para permitir nuevas conexiones con otras instalaciones y que no supongan un aumento de capacidad de la instalación original.

Sección segunda. Determinación del valor de inversión de una instalación de transporte de gas natural calculado según valores unitarios de referencia

Artículo 12. *Valor de inversión de una instalación de nueva planta o de construcción posterior calculado según valores unitarios de referencia.*

1. El valor de inversión resultante de la aplicación de valores unitarios de referencia de inversión vigentes cuando la instalación «i» obtuvo la autorización administrativa previa (VI^i_{VU}) para instalaciones de nueva planta, previstas en el artículo 11.2, o de construcción posterior, previstas en el artículo 11.3, se calculará según las siguientes fórmulas:

a) Inversiones en obra lineal de un gasoducto:

$$VI^i_{VU} = VUI_{OL} \times L \times D \times CCI_{TS}$$

Donde:

VUI_{OL} es el valor unitario de inversión de la obra lineal de transporte primario.

L es la longitud en metros del tubo reflejada en el acta de puesta en servicio.

D es el diámetro en pulgadas del tubo reflejada en el acta de puesta en servicio.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Para la obra lineal de transporte primario el valor será 1.

b) Inversiones en posiciones de un gasoducto:

$$VI^{i}_{VU} = VUI_{Pos} \times CCI_{VAS} \times CCI_{Post} \times CCI_{TS}$$

Donde:

VUI_{Pos} es el valor unitario de inversión de la posición tipo S o tipo D de transporte primario de nueva planta.

CCI_{VAS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para válvulas aisladas de seccionamiento que se aplica sobre el valor unitario de inversión de la posición tipo S equivalente. Para posiciones tipo S y tipo D, el valor será 1.

CCI_{Post} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para posiciones de construcción posterior. En posiciones de nueva planta, el valor será 1.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Para las posiciones de transporte primario, el valor será 1.

c) Inversiones en trampas de rascadores de un gasoducto:

$$VI^{i}_{VU} = VUI_{TR} \times CCI_{Post} \times CCI_{TS}$$

Donde:

VUI_{TR} es el valor unitario de inversión de la trampa de rascadores equivalente de transporte primario de nueva planta.

CCI_{Post} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para posiciones de construcción posterior. En posiciones de nueva planta, el valor será 1.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Para las posiciones de transporte primario, el valor será 1.

d) Inversiones en estaciones de compresión:

$$VI^{i}_{VU} = VUIF_{EC} + VUIV_{POT} \times POT_{INS}$$

Donde:

$VUIF_{EC}$ es el valor unitario de inversión fijo por estación de compresión de nueva planta.

$VUIV_{POT}$ es el valor unitario de inversión variable aplicable a la potencia instalada en la estación compresión.

POT_{INS} es la potencia instalada en kW en la estación de compresión incluida la de los equipos de reserva.

e) Inversiones en estaciones de regulación y/o medida:

$$VI^{i}_{VU} = VUI_{ERM} \times CCI_{Tipo} \times CCI_{CC} \times CCI_{Post} \times CCI_{TS}$$

Donde:

VUI_{ERM} es el valor unitario de inversión de la estación de regulación y medida (ERM) equivalente de transporte primario de nueva planta.

CCI_{Tipo} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión por tipo de estación de regulación y/o medida. Si se trata de una ERM el valor será 1.

CCI_{CC} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para instalaciones en armario o compactas. Para cualquier otro tipo de instalación el valor será 1.

CCI_{Post} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para estación de regulación y/o medida de construcción posterior. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de nueva planta el valor será 1.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Para las estaciones de regulación y/o medida de transporte primario el valor será 1.

f) En el caso de centros de mantenimiento, el valor unitario de inversión determina el valor de inversión a considerar VI^{i}_{VU}.

Artículo 13. *Valor de inversión de una transformación y/o ampliación de una instalación calculado según valores unitarios de referencia.*

1. El valor de inversión resultante de la aplicación de valores unitarios de referencia de inversión vigentes cuando la instalación «i» obtuvo la autorización administrativa previa (VI^{i}_{VU}) para ampliaciones o transformaciones de instalaciones existentes, previstas en el artículo 11, se calculará según las siguientes fórmulas.

a) Transformación de válvula aislada de seccionamiento (VAS) a posición de derivación (tipo D):

$$VI^{i}_{VU} = [(VUI_{Pos\ D} \times CCI_{Post}) - (VUI_{Pos\ S} \times CCI_{VAS})] \times CCI_{TS}$$

Donde:

$VUI_{Pos\ D}$ es el valor unitario de inversión de la posición tipo D equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la transformación.

CCI_{Post} es el coeficiente corrector para posiciones de construcción posterior.

$VUI_{Pos\ S}$ es el valor unitario de inversión de la posición tipo S equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la transformación.

CCI_{VAS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para v*álvulas* aisladas de seccionamiento.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Para instalaciones de transporte primario el valor será 1.

b) Transformación de posición de seccionamiento (tipo S) a posición de derivación (tipo D):

$$VI^{i}_{VU} = ((VUI_{Pos\ D} \times CCI_{Post}) - VUI_{Pos\ S}) \times CCI_{TS}$$

Donde:

$VUI_{Pos\ D}$ es el valor unitario de inversión de la posición tipo D equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la transformación.

CCI_{Post} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para posiciones de construcción posterior.

$VUI_{Pos\ S}$ es el valor unitario de inversión de la posición tipo S equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la transformación.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Para instalaciones de transporte primario el valor será 1.

c) Ampliación de una posición tipo D con un nuevo *by-pass* principal:

$$VI^{i}_{VU} = VUI_{Pos\ D} \times CCI_{ND} \times CCI_{TS}$$

Donde:

$VUI_{Pos\ D}$ es el valor unitario de inversión de la posición tipo D equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la ampliación.

CCI_{ND} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para ampliación de posición Tipo D mediante inserción de un nuevo *by-pass* principal.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de transporte primario, el valor será 1.

d) Transformaciones/Ampliaciones de estaciones de regulación y/o medida mediante sustitución de equipos:

$$VI^{i}_{VU} = (VUI_{ERM\ FINAL} \times CCI_{Tipo\ Final} \times CCI_{Post} \times CCI_{CCFINAL} - VUI_{ERM\ INICIAL} \times CCI_{Tipo\ Inicial} \times CCI_{CCINICIAL}) \times CCI_{TS}$$

Donde:

$VUI_{ERMFINAL/INICIAL}$ es el valor unitario de inversión de la ERM final/inicial equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la transformación/ampliación.

$CCI_{Tipo\ Final/Inicial}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión por tipo de estación de regulación y/o medida final/inicial. Si se trata de una ERM, el valor será 1.

$CCI_{CCFINAL/INIICIAL}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para instalaciones en armario o compactas de la estación de regulación y/o medida final/inicial; para cualquier otro tipo de instalación el valor será 1.

CCI_{Post} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para estación de regulación y/o medida de construcción posterior de la estación de regulación y/o medida final. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de nueva planta, el valor será 1.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de transporte primario, el valor será 1.

e) Ampliación de estaciones de regulación y/o medida con l*íneas* adicionales:

$$VI^{i}_{VU} = VUI_{ERM} \times CCI_{Tipo} \times CCI_{CC} \times CCI_{LA} \times CCI_{TS}$$

Donde:

VUI_{ERM} es el valor unitario de inversión de la ERM equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la ampliación.

CCI_{Tipo} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión por tipo de estación de regulación y/o medida. Si se trata de una ERM, el valor será 1.

CCI_{CC} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para instalaciones en armario o compactas. Para cualquier otro tipo de instalación, el valor será 1.

CCI_{LA} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión por línea adicional para estación de regulación y/o medida.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de transporte primario, el valor será 1.

f) Transformaciones/Ampliaciones de una l*ínea* adicional de una estaciones de regulación y/o medida mediante sustitución de equipos:

$$VI^{i}_{VU} = (VUI_{ERM\ FINAL} \times CCI_{Tipo\ Final} \times CCI_{CCFINAL} \times CCI_{Post} \times CCI_{LA} - VUI_{ERM\ INICIAL} \times CCI_{Tipo\ Inicial} \times CCI_{CCINICIAL} \times CCI_{LA}) \times CCI_{TS}$$

Donde:

$VUI_{ERM\ FINAL/INICIAL}$ es el valor unitario de inversión, según aplique, de la ERM equivalente de transporte primario de nueva planta en el momento que se obtuvo la autorización administrativa previa de la ampliación.

$CCI_{Tipo\ Final/Inicial}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión por tipo de estación de regulación y/o medida Final/Inicial. Si se trata de una ERM, el valor será 1.

$CCI_{CCFINAL/INICIAL}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para instalaciones en armario o compactas. Para cualquier otro tipo de instalación, el valor será 1.

CCI_{Post} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para estación de regulación y/o medida de construcción posterior de la estación de regulación y/o medida final. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de nueva planta, el valor será 1.

CCI_{LA} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión por línea adicional para estación de regulación y/o medida.

CCI_{TS} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión para elementos de transporte secundario. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de transporte primario, el valor será 1.

g) Transformación/Ampliación de estaciones de compresión:

$$VI^{i}_{VU} = CCI_{AEC} \times VUIF_{EC} + VUIV_{POT} \times POT_{INS}$$

Donde:

$VUIF_{EC}$ es el valor unitario de inversión fijo por estación de compresión de nueva planta en el momento en que se obtuvo la autorización administrativa previa de la transformación o ampliación.

$VUIV_{POT}$ es el valor unitario de inversión variable aplicable a la potencia instalada en la estación de compresión en el momento en que se obtuvo la autorización administrativa previa de la transformación o ampliación.

POT_{INS} es la potencia instalada en la transformación o el incremento de potencia instalada en la ampliación, en kW, de la estación de compresión.

CCI_{AEC} es el coeficiente corrector del valor unitario de inversión por tipo actuación en la estación de compresión. Tendrá un valor de 1/3 para la sustitución tecnológica, de combustión a eléctrico, de los equipos motores de las estaciones de compresión y valor 0 para el resto de casos.

Artículo 14. *Valores unitarios de referencia de inversión y coeficientes correctores para el periodo regulatorio 2021-2026.*

Los valores unitarios de referencia de inversión y coeficientes correctores necesarios para determinar el valor de inversión VI^{i}_{VU} de las instalaciones de transporte cuya autorización administrativa previa sea obtenida en el periodo regulatorio son los recogidos en el anexo I.A) de esta Circular.

Sección tercera. Determinación de la retribución por operación y mantenimiento de una instalación de transporte de gas natural calculada según valores unitarios de referencia

Artículo 15. *Retribución anual por operación y mantenimiento por aplicación de valores unitarios de referencia.*

1. La retribución anual por operación y mantenimiento de transporte por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad retribuye los costes recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a:

a) Las actuaciones y trabajos relacionados con la operación y gestión de la red de transporte, la odorización del gas, la gestión del acceso de terceros a la red (ATR), la medición del gas, así como la planificación, organización, dirección y control de las actividades del personal, y demás recursos de la organización necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa transportista relacionados con ella (costes de indirectos o de estructura), incluyéndose, entre otros, administración, gestión fiscal, estrategia, tesorería, compras, asesoría jurídica, recursos humanos, sistemas de información o servicio de seguridad y vigilancia;

b) las actividades o trabajos de mantenimiento de conservación y disponibilidad, tanto en su vertiente preventiva como correctiva, que son necesarios para garantizar que una instalación tiene unas condiciones adecuadas para el cumplimiento de sus funciones; o

c) las actividades o trabajos de mantenimiento de actualización y mejora que sean necesarios para subsanar o enmendar la obsolescencia tecnológica y/o para satisfacer o cumplir nuevas exigencias que en el momento de su construcción de la instalación no existían, o no fueron consideradas, mediante una modificación que no requiera autorización administrativa ni aprobación de proyecto de ejecución, ni acta de puesta en servicio, en los términos previstos en el artículo 70 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

La retribución anual por operación y mantenimiento de transporte por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad también retribuye aquellos otros conceptos de costes necesarios para el desempeño del transportista que no son activados por la empresa, salvo que la Comisión determine, mediante resolución y previa audiencia publica, que dicho concepto de coste ha de considerarse un coste de operación y mantenimiento no incluido directa o indirectamente en los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones de gas natural y, por lo tanto, ha de retribuirse a través del concepto retributivo, así como las condiciones para su reconocimiento a partir de ese momento.

2. La retribución para el año natural «n» por operación y mantenimiento (O&M) de una instalación «i» de la actividad de transporte de gas natural que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de O&M vigentes ($COM^{i}_{VU,n}$), se determinará según las siguientes fórmulas:

a) Para obras lineales de un gasoducto:

$$COM^{i}_{VU,n} = (VUOM1_{OL} \times L \times D + VUOM2_{OL} \times L) \times CCOM_{TS}$$

Donde:

$VUOM1_{OL}$ es el valor unitario de O&M por metro y pulgada de la obra lineal de transporte primario.

$VUOM2_{OL}$ es el valor unitario de O&M, por metro de la obra lineal de transporte primario.

L es la longitud en metros del tubo reflejada en el acta de puesta en servicio.

D es el diámetro en pulgadas del tubo reflejada en el acta de puesta en servicio

$CCOM_{TS}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de O&M para elementos de transporte secundario. Para la obra lineal de transporte primario, el valor será 1.

b) Para cualquier tipo de posición, trampas de rascadores, transformaciones y/o ampliaciones, la será igual a cero.

c) Para estaciones de compresión:

$$COM^{i}_{VU,n} = VUOMF_{EC} + VUOMV_{POT} \times POT_{INS}$$

Donde:

$VUOMF_{EC}$ es el valor unitario de O&M fijo por estación de compresión.

$VUOMV_{POT}$ es el valor unitario de O&M variable por unidad de potencia instalada en la estación compresión.

POT_{INS} es la potencia instalada en kW en la estación compresión incluida la de los equipos de reserva.

d) Para ampliaciones de estaciones de compresión:

$$COM^{i}_{VU,n} = VUOMV_{POT} \times POT_{INS}$$

Dónde:

$VUOMV_{POT}$ es el valor unitario de O&M variable por la unidad de potencia instalada en la estación de compresión.

POT_{INS} es el incremento de potencia instalada en kW en la estación de compresión.

e) Para estaciones de regulación y/o medida:

$$COM^{i}_{VU,n} = VUOM_{ERM} \times CCOM_{Tipo} \times CCOM_{CC} \times CCOM_{TS}$$

Donde:

$VUOM_{ERM}$ es el valor unitario de O&M de la estación de regulación y medida (ERM) equivalente de transporte primario de nueva planta.

$CCOM_{Tipo}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de O&M por tipo de estación de regulación y/o medida. Si se trata de una ERM, el valor será 1.

$CCOM_{CC}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de O&M para instalaciones en armario o compactas. Para cualquier otro tipo de instalación, el valor será 1.

$CCOM_{TS}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de O&M para elementos de transporte secundario. Para las estaciones de regulación y/o medida de transporte primario, el valor será 1.

f) Para transformaciones/ampliaciones mediante sustitución de equipos de estaciones de regulación y/o medida:

$$COM^{i}_{VU,n} = (VUOM_{ERM\ FINAL} \times CCOM_{Tipo\ Final} \times CCOM_{CCFINAL} - VUOM_{ERM\ INICIAL} \times CCOM_{Tipo\ Inicial} \times CCOM_{CCINICIAL}) \times CCO_{TS}$$

Donde:

$VUOM_{ERM\ FINAL/INICIAL}$ es el valor unitario de O&M de la ERM final/inicial equivalente de transporte primario de nueva planta.

$CCOM_{Tipo\ FINAL/INICIAL}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de O&M por tipo de estación de regulación y/o medida final/inicial. Si se trata de una ERM, el valor será 1.

$CCOM_{CCFINAL/INICIAL}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de O&M para instalaciones en armario o compactas. Para cualquier otro tipo de instalación, el valor será 1.

$CCOM_{TS}$ es el coeficiente corrector del valor unitario de O&M para elementos de transporte secundario. Si se trata de una estación de regulación y/o medida de transporte primario, el valor será 1.

g) Para la ampliación de estaciones de regulación y/o medida con líneas adicionales y sus transformaciones o ampliaciones, la será igual a cero.

h) Para los centros de mantenimiento, la será igual a cero.

Artículo 16. *Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para la actividad de transporte en el periodo regulatorio 2021-2026.*

Los valores unitarios de referencia de operación mantenimiento (O&M) y sus coeficientes correctores necesarios para determinar la retribución anual resultante de su aplicación $COM^{i,A}_{VU,n}$ para las instalaciones de transporte con retribución individualizada en el periodo regulatorio, son los recogidos en el anexo I.B) de esta Circular.

CAPÍTULO III

Valores unitarios para la actividad de regasificación

Sección primera. Instalaciones tipo de regasificación con valores unitarios de referencia a efectos retributivos

Artículo 17. *Instalaciones de una planta de gas natural licuado.*

1. A efectos retributivos, una planta de gas natural licuado está compuesta por un conjunto de instalaciones que permiten la recepción y el almacenamiento del gas natural licuado (GNL), la vaporización a gas natural, la compresión, la regulación, la medida, el

seccionamiento y/o derivación de los efluentes circulantes por dichas instalaciones, así como todos aquellos equipamientos y servicios auxiliares necesarios para la operación, comunicación, protección, control y suministro eléctrico de las mismas, así como los terrenos, la obra civil, las edificaciones, los viales, los elementos de iluminación, los sistemas de protección, los equipos informáticos, las instalaciones de odorización y control de calidad de gas, los sistemas de control medioambiental, las instalaciones de conexión y cualesquiera otros elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de la planta, y que permite cumplir con los servicios regulados dispuestos normativamente para estas plantas.

En función de su grado de estandarización y a efectos retributivos, las instalaciones se catalogan en instalaciones estandarizadas y no estandarizadas.

2. Instalaciones estandarizadas:

a) El vaporizador de GNL, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, la balsa de derrame de GNL y, según su tipología, el vaporizador de combustión sumergida y/o el vaporizador de agua de mar junto con sus sistemas de calentamiento de gas natural y alimentación/retorno de agua de mar (bombeo y tuberías).

b) El tanque de GNL, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, la balsa de derrame de GNL, el tanque, y las bombas primarias, excluyendo las cimentaciones necesarias para dichos tanques de GNL y la obra civil asociada a ellas.

c) El sistema de bombas secundarias de GNL, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, la balsa de derrame de GNL y las bombas secundarias.

d) El cargadero de cisternas de GNL, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, la balsa de derrame de GNL, la(s) bomba(s) de GNL, el equipo del cargadero, la báscula de pesaje y la obra civil del puesto de carga (edificios, urbanización y *parking*).

e) El relicuador de *boil-off*, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, la balsa de derrame de GNL y el relicuador.

f) El sistema de compresion de *boil-off*, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, el compresor *boil-off* para procesado interno en la planta junto a sus equipos complementarios (el *KO Drum* compresor, el atemperador de GNL, el depósito acumulador de drenajes) y/o el compresor destinado a aumentar la presión del gas de *boil-off* para su emisión directa a red de transporte sin necesidad de utilizar la unidad de relicuación.

g) El sistema de antorcha/combustor de la planta, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada y la antorcha o combustor.

h) El sistema de medida, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, las líneas de medida individuales, y las estaciones de regulación y/o medida.

3. Instalaciones no estandarizadas:

a) Instalaciones de obra civil terrestre de la planta, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la adquisición/concesión de terrenos, los accesos, las infraestructuras terrestres, el edificio principal y los edificios auxiliares e instalaciones destinadas a dar servicio y velar por el adecuado funcionamiento, la seguridad, y el buen estado de los equipos e instalaciones de la planta de gas natural licuado.

b) Las cimentaciones necesarias para los tanques de GNL y la obra civil asociada a dichas cimentaciones.

c) Muelles, en los que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la infraestructura marítima asociada a los mismos, el puente *jetty*, las defensas, el sistema de atraque, los ganchos de escape, la monitorización de tensión de amarras, la escalera de acceso a barcos (hidráulico), y otros equipamientos necesarios del muelle. Se excluyen las instalaciones de carga y descarga de GNL.

d) Instalación de carga/descarga de GNL en muelles, en la que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: los brazos de descarga, los brazos de

retorno de vapores al barco, las torres monitoras, el recipiente de drenaje de brazos, el soplante de retorno de vapores, las balsas de derrame de GNL, las pasarelas de conexión a plataforma, el cromatógrafo.

e) Instalaciones de interconexión (tuberías) de gas natural licuado (GNL) de la planta.

f) Instalaciones interconexión (tuberías) de gas natural (GN) de la planta.

g) Sistemas de gestión y control de la planta, en los que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: los elementos y sistemas, pasivos y/o activos, de protección, seguridad, comunicación, control, así como cualquier elemento o sistema auxiliar necesario para el correcto funcionamiento de la planta de gas natural licuado, entre los que destacan: la instrumentación general de la planta, el sistema de control distribuido (SCD), el sistema de seguridad de procesos (SSD), el sistema de seguridad activa (SSA) y el sistema de gestión de seguridad patrimonial (SGSP).

h) Sistema de suministro eléctrico de la planta, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: las acometidas eléctricas externas, los transformadores, las instalaciones eléctricas (cableados, protecciones, etc.), el sistema de alimentación ininterrumpible, el sistema de gestión eléctrica, y el sistema de generación autónomo.

i) Sistema de captación de agua de mar de la planta, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: la obra civil asociada, las bombas de agua de mar, el cajón, el emisario (líneas de toma / devolución de agua de mar), los sistemas de filtrado y cloración, y la piscina.

j) Servicios auxiliares de la planta, en el que se identifican, sin efecto limitativo, como elementos constructivos principales: las instalaciones de odorización y control de calidad de gas, el sistema de aire comprimido, el sistema de nitrógeno, el sistema de agua, el sistema de detección y control de incendios (DCI).

k) Otras instalaciones o servicios necesarios para el servicio de la planta.

Artículo 18. *Modalidades constructivas de las instalaciones de una planta de gas natural licuado.*

1. A efectos retributivos, se considera que las instalaciones de una planta de gas natural licuado puede tener las siguientes modalidades constructivas:

a) Instalaciones pertenecientes a una nueva planta.
b) Instalaciones de construcción posterior a la planta.
c) Transformación de una instalación de una planta.
d) Ampliación de una instalación de una planta.

2. Se consideran instalaciones pertenecientes a una nueva planta de gas natural licuado aquellas que se construyen de manera conjunta por primera vez en el emplazamiento donde se ubica la planta. Se entenderá que se han construido de manera conjunta por primera vez cuando se encuentren recogidas en la misma autorización administrativa previa, el mismo proyecto de ejecución aprobado y, en su caso, en adendas posteriores a dichas autorizaciones que hayan sido solicitadas antes de la fecha de la puesta en servicio de la planta de gas natural licuado, con independencia de la fecha de su acta de puesta en marcha.

3. Se consideran instalaciones de construcción posterior a la planta de gas natural licuado aquellas que se construyen en el emplazamiento donde se ubica la planta con posterioridad a la puesta en servicio inicial de la misma. Se entenderá que se han construido con posterioridad cuando la solicitud de autorización administrativa del transportista se efectúa de manera independiente y con posterioridad a la puesta en servicio de las instalaciones de la planta inicial.

No se consideran instalaciones de construcción posterior aquellas instalaciones con acta de puesta en marcha posterior que estuvieran incluidas en la autorización administrativa previa o en el proyecto de ejecución aprobado de las instalaciones de una nueva planta de gas natural licuado, o en alguna de sus adendas.

4. Se considera ampliación de una instalación de una planta de gas natural licuado al conjunto de instalaciones y equipos que hacen posible que la planta de gas natural licuado aumente su capacidad de almacenamiento de GNL, de regasificación, de carga de GNL en

cisternas o en buques, de descarga de GNL desde los buques y de atraque de buques, entendido en este último caso como el aumento del rango de tamaños o tipos de buques que pueden descargar o cargar en la planta de regasificación.

También se considera ampliación de una instalación de una planta de gas natural licuado al conjunto de instalaciones y equipos que hacen posible que un equipo de regulación y medida del gas (línea de medida individual, EM o ERP/ERC) del sistema de medida de la planta amplíe su capacidad de medición, o que los sistemas de compresión de *boil-off* para emisión directa a la red amplíen su capacidad de emisión.

5. Solo se considera transformación de una instalación de una planta de gas natural licuado al conjunto de instalaciones y equipos que hacen posible que un equipo de regulación y medida del gas (línea de medida individual, EM o ERP/ERC) del sistema de medida de la planta se convierta en otro tipo de instalación (EM, EM-US o ERM), o los que permiten la sustitución tecnológica, de combustión a eléctrico, de los equipos motores de los sistemas de compresión de *boil-off* para emisión directa a la red.

6. Las ampliaciones y transformaciones serán, a efectos retributivos, instalaciones independientes de la instalación original, e independientes entre sí cuando se realicen a la vez transformaciones y ampliaciones.

Solo se considerará que existe una transformación y/o una ampliación de una instalación si la solicitud de autorización administrativa por el transportista se ha realizado de manera independiente y con posterioridad a la puesta en servicio de la instalación objeto de transformación o ampliación.

No se consideran transformación ni ampliación de una instalación aquellas actuaciones que, con acta de puesta en marcha posterior a la instalación original, estuvieran incluidas con ella en la autorización administrativa previa o en el proyecto de ejecución aprobado, o en alguna de sus adendas.

Tampoco se consideran transformación ni ampliación de una instalación aquellas modificaciones que se realicen en la instalación para permitir nuevas conexiones con otras instalaciones y que no supongan un aumento de capacidad de la instalación original.

Sección segunda. Determinación del valor de inversión de una instalación de la planta de gas natural licuado calculado según valores unitarios de referencia

Artículo 19. *Valor de inversión de una nueva planta o de instalaciones de construcción posterior calculado según valores unitarios de referencia.*

El valor de inversión resultante de la aplicación de valores unitarios de referencia de inversión vigentes cuando la instalación «i» obtuvo la autorización administrativa previa () para instalaciones de una nueva planta de gas natural licuado, o instalaciones de construcción posterior, se calculará según las siguientes fórmulas:

a) Para las instalaciones estandarizadas, será el resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$VI^{i}_{VU} = VUI_{IS} \times C_{IS}$$

Donde:

VUI_{IS} es el valor unitario de inversión de la unidad de inversión estandarizada.

C_{IS} es la capacidad o número de unidades de cada unidad de inversión estandarizada puesta en servicio.

Para la capacidad de los tanques de GNL se considerará el volumen máximo de GNL que puede almacenarse en el tanque que deberá estar recogido en el certificado de explotación comercial y en el acta de puesta en servicio, con el límite de la capacidad nominal fijada en la autorización administrativa de la instalación.

Para la capacidad de vaporización se considerará la capacidad de emisión del vaporizador determinada como el caudal volumétrico medio resultante de un período continuado de 100 horas de funcionamiento que deberá estar recogido en el certificado de explotación comercial y en el acta de puesta en servicio. En ningún caso la capacidad de vaporización conjunta de los vaporizadores, excluidos los de reserva, podrá ser superior a la

capacidad de emisión nominal de la planta en su conjunto establecida en la autorización administrativa de la planta de gas natural licuado.

Para el resto de unidades estandarizadas la capacidad a aplicar es el valor recogido en el acta de puesta en servicio, limitado por el máximo valor que haya sido autorizado en la autorización administrativa correspondiente.

b) En particular, para los sistemas de compresión de *boil-off* para emisión directa a la red se considerará lo previsto en los Artículos 8, 12, 13 y 14 para estaciones de compresión equivalentes, y para los sistemas de medida se aplicará lo previsto en los artículos 9, 12, 13 y 14 para estaciones de regulación y/o medida equivalentes de transporte.

La líneas de regulación y/o medida que se construyan de forma individual, se consideraran como una línea adicional a efectos retributivos.

c) Para las instalaciones no estandarizadas, el valor unitario de referencia correspondiente al conjunto de todas las actuaciones implicadas (VUI_{INS}) se determinará mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$VUI_{INS} = VPAA - \sum_{i_S} VI_{VU}^{i_S}$$

Donde:

VPAA es el valor presupuestado recogido en la autorización administrativa del proyecto de detalle de las instalaciones o de ejecución de las mismas.

$^{i}{}_{S}$ son las instalaciones estandarizadas puestas en servicio recogidas en el proyecto de detalle de las instalaciones o de ejecución con autorización administrativa

La resolución de inclusión en el régimen retributivo establecerá el reparto del VUI_{INS} entre las diferentes instalaciones no estandarizadas implicadas en el proyecto.

Artículo 20. *Valor de inversión de una transformación y/o ampliación de una instalación calculado según valores unitarios de referencia.*

1. El valor de inversión resultante de la aplicación de valores unitarios de referencia de inversión vigentes cuando la instalación «i» obtuvo la autorización administrativa previa ($VI^{i,a}{}_{VU}$) para ampliaciones o transformaciones de instalaciones existentes, se calculará de acuerdo con las siguientes fórmulas.

a) Para instalaciones estandarizadas que hacen posible que la planta de gas natural licuado aumente su capacidad:

$$VI^{i,}{}_{VU}=VUI_{IS} \times C_{IS}$$

Donde:

VUI_{IS}es el valor unitario de inversión de la unidad de inversión estandarizada.

C_{IS} es la capacidad o número de unidades, de acuerdo con lo previsto en el artículo 17, de cada nueva unidad de inversión estandarizada puesta en servicio correspondientes al proyecto de ampliación, y/o de incremento de capacidad de las unidades estandarizadas existentes que son ampliadas.

b) En particular, para los sistemas de compresión de *boil-off* para emisión directa a la red y para los sistemas de medida se aplicará lo previsto en los artículos 8, 9, 11, 12, 13 y 14 para estaciones de compresión y estaciones de regulación y/o medida equivalentes de transporte.

c) Para las instalaciones no estandarizadas, el valor unitario de referencia correspondiente al conjunto de todas las actuaciones implicadas () que hacen posible que la

planta de gas natural licuado aumente su capacidad, se determinará mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

Donde:

$$VUI_{INS} = VPAA - \sum_{i_S} VI_{VU}^{i_S}$$

VPAA es el valor presupuestado recogido en la autorización administrativa del proyecto de detalle de ampliación de capacidad de las instalaciones o de ejecución de las mismas.

$^{i}_{S}$ son las instalaciones estandarizadas puestas en servicio recogidas en el proyecto de detalle de ampliación de capacidad de las instalaciones o de ejecución de las mismas

La resolución de inclusión en el régimen retributivo de las instalaciones de la ampliación establecerá el reparto del entre las diferentes instalaciones no estandarizadas implicadas en el proyecto.

Artículo 21. *Valores unitarios de referencia de inversión para el periodo regulatorio 2021-2026 de las instalaciones estandarizadas.*

Los valores unitarios de referencia de inversión y los coeficientes correctores necesarios para determinar el valor de inversión de las instalaciones estandarizadas de plantas de gas natural licuado cuya autorización administrativa previa sea obtenida en el periodo regulatorio son los recogidos en el anexo I.A) de esta Circular.

Sección tercera. Determinación de la retribución por operación y mantenimiento de una instalación de la planta de gas natural licuado calculado según valores unitarios de referencia

Artículo 22. *Retribución anual por operación y mantenimiento por aplicación de valores unitarios de referencia.*

1. La retribución anual por operación y mantenimiento de plantas de gas natural licuado por aplicación de valores unitarios de referencia de la actividad retribuye los costes recurrentes en el tiempo, activados o no, asociados a las actuaciones, actividades, trabajos y costes referidos en el artículo 14.1 relacionados con la planta.

2. La retribución para el año natural «n» por operación y mantenimiento (O&M) de una instalación «i» de la actividad de regasificación que conforma la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada de la empresa «e» en la planta de gas natural licuado «p», resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de O&M vigentes ($COM^{i}_{VU,n}$), se determinará según la siguiente fórmula:

a) Para las instalaciones estandarizadas:

$$COM^{i}_{VU,n} = VUOMF_{IS} + VUOMV_{IS} \times C_{IS}$$

Donde:

$VUOMF_{IS}$ es el valor unitario de operación y mantenimiento fijo de la instalación estandarizada.

$VUOMV_{IS}$ es el valor unitario de operación y mantenimiento de la instalación estandarizada.

C_{IS} es la capacidad o número de unidades de cada instalación estandarizada en servicio de acuerdo con lo previsto en el Artículo 17.

b) En particular, para los sistemas de compresión de *boil-off* para emisión directa a la red y para las estaciones de regulación y/o medida de los sistemas de medida se aplicará lo

previsto en los artículos 7, 8, 10, 14 y 15 para estaciones de compresión y estaciones de regulación y/o medida equivalentes de transporte.

c) Para los gastos de gestión de la planta, para el conjunto de las instalaciones estandarizadas sin valor unitario definido y para las instalaciones no estandarizadas de la planta, se establece un valor anual fijo por planta.

Artículo 23. *Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento para la actividad de regasificación en el periodo regulatorio 2021-2026.*

Los valores unitarios de referencia de operación mantenimiento (O&M) y sus coeficientes correctores necesarios para determinar la retribución anual resultante de su aplicación $COM^{i,A}_{VU,n}$ para las instalaciones de las plantas de gas natural licuado con retribución individualizada en el periodo regulatorio son los recogidos en el anexo I.B) de esta Circular.

CAPÍTULO IV

Auditorías de costes

Sección primera. Auditoría de los costes de operación y mantenimiento no incluidos en los valores unitarios de referencia

Artículo 24. *Auditorías de los costes de operación y mantenimiento no incluidos en los valores unitarios de referencia.*

1. Antes del 1 de julio de cada año, las empresas enviarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los siguientes informes de revisión independiente, o auditorías, correspondientes a los costes e inversiones retribuidos como costes de operación y mantenimiento incurridos en el año natural anterior:

a) Los gastos de explotación activados con detalle anual e individualizado para cada proyecto aprobado y terminado, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, en relación con la información que han de enviar las empresas.

b) Costes de adquisición del gas de operación para el transporte de gas natural, excluido aquel consumo realizado en instalaciones de cogeneración eléctrica que viertan a la red y que sea imputable a la producción eléctrica exportada, con detalle mensual de energía y precio.

c) Costes de adquisición de odorante, neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la prestación del servicio de odorización a otros transportistas, distribuidores u otros agentes.

d) Coste por el suministro eléctrico para plantas de gas natural licuado y para motores eléctricos de estaciones de compresión, neto de aquellos ingresos que pudieran percibirse por la venta de electricidad, con detalle mensual de energía y precio.

e) Los incrementos de coste incurridos a partir del 1 de enero de 2021 por tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local en la actividad de transporte debido a la publicación posterior al año 2020 de nuevas ordenanzas fiscales del municipio que determinen un cambio de criterio de valoración, o método de cálculo, de las tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local de las instalaciones. Las auditorías incluirán en su documentación las ordenanzas fiscales del municipio, publicadas con posterioridad a 2020, que determinen un cambio de criterio de valoración, o método de cálculo, de las tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local de las instalaciones, con respecto a las anteriores ordenanzas fiscales del municipio.

f) Los incrementos de costes incurridos por la actualización, a partir del 1 de enero de 2021, de las tasas de ocupación del dominio público portuario que resulten aplicables debido a la publicación posterior al año 2020 de un cambio de criterio de valoración, o método de cálculo, de las tasas. Las auditorías incluirán en su documentación la disposición legal publicada por la autoridad portuaria con posterioridad a 2020, que determine un cambio de

criterio de valoración, o método de cálculo, de las citadas tasas, con respecto a las anteriores.

g) Cualquier otra auditoría que corresponda a costes de operación y mantenimiento no incluidos directa o indirectamente en los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones de gas natural.

2. Los informes de revisión independiente, o auditorías, indicarán los costes o inversiones desglosando su valor por cada concepto y según las cuentas contables del balance de sumas y saldos del año en el que se hayan contabilizado. Las cuentas contables identificadas han de tener su correspondencia con las cuentas declaradas en la información anual declarada a tenor de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad.

3. El informe de revisión independiente a emitir por el auditor para los costes previstos en la letra a) del apartado primero deberá ser conforme con los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías de inversión.

Por su parte, para las letras b), c), y d) del apartado primero, el informe de revisión independiente a emitir por el auditor sobre los contratos de compra/venta y las facturas que justifican los costes previstos en dichas letras deberá ser conforme con los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías según lo previsto en la Circular 1/2015, de 22 de julio.

Para las letras e) y f) del apartado primero, el informe de revisión independiente a emitir por el auditor deberá ser de aseguramiento razonable, y deberá expresar una conclusión, en términos de seguridad positiva, fundamentada en la evidencia obtenida durante su trabajo, sobre la fiabilidad de que la información objeto de verificación se corresponde con los pagos efectuados por las tasas, y que no contenga errores significativos.

Para la letra g) del apartado primero, el informe de revisión independiente a emitir por el auditor deberá ser un informe que, en función de la naturaleza del coste auditado y su similitud con la naturaleza de los costes de las letras a), b), c), d), e) y f), cumplirá con los requisitos mínimos señalados para la auditoría del coste con el que guarde mayor similitud.

4. Para poder efectuar el cálculo del incremento de costes anuales por tasas de ocupación del dominio público portuario en la actividad de regasificación, y por tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local en la actividad de transporte, los titulares de las instalaciones enviarán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el plazo de dos meses desde la publicación de esta circular:

a) Relación auditada e individualizada por ayuntamiento, de los pagos efectuados por la tasa municipal por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local correspondientes al año 2019, con indicación y detalle de las instalaciones de transporte de gas afectadas, junto con las ordenanzas fiscales aplicadas por cada ayuntamiento.

b) Relación auditada individualizada por planta de GNL de los pagos efectuados por la tasa de ocupación del dominio público portuario correspondientes al año 2019, junto con los recibos de liquidación y las disposiciones legales publicadas por la autoridad portuaria para establecer las citadas tasas.

Sección segunda. Auditoría de inversiones

Artículo 25. *Auditoría de inversiones.*

1. El valor de inversión real activado, debidamente auditado, que debe presentar la empresa «e» titular de una o varias instalaciones, cuando solicita su inclusión definitiva en el régimen retributivo, deberá ser auditado en los términos y con los requisitos previstos en esta sección y en el anexo II de esta circular.

2. El informe de revisión independiente, o auditoría, sobre el valor de la inversión deberá ser emitido por un auditor de cuentas o por una sociedad de auditoría de cuentas, definidos conforme al artículo 3 de la Ley 22/2015, de 20 de julio, de Auditoría de Cuentas, o norma que lo sustituya, en los términos del anexo II de esta circular.

3. El informe de revisión independiente a emitir por el auditor, como resultado de su trabajo, deberá ser de aseguramiento razonable, en el que deberá expresar una conclusión, en términos de seguridad positiva, fundamentada en la evidencia obtenida durante su trabajo, sobre la fiabilidad de que la información objeto de verificación haya sido elaborada conforme a los criterios establecidos y que no contenga errores significativos.

4. Resultan de aplicación a los trabajos de auditoría previstos en este artículo las normas de actuación exigidas en la presente circular y sus anexos, así como las normas y principios que la normativa sobre auditoría de cuentas impone a los auditores en materia de incompatibilidades, prohibiciones, ética, diligencia profesional, custodia y conservación de los papeles de trabajo y secreto, en todo aquello que resulte aplicable.

Artículo 26. *Informe de revisión independiente, o auditoría, sobre el valor de la inversión a emitir por el auditor.*

1. A la finalización de su trabajo de verificación, el informe que emita el auditor deberá tener el siguiente contenido mínimo:

a) Título. Según proceda, «Informe de revisión independiente, de aseguramiento razonable, sobre el valor de la inversión para la instalación XXXX, con CUAR YYYY, propiedad de la empresa "e"» o «Informe de revisión independiente, de aseguramiento razonable, sobre el valor de la inversión para las instalaciones del proyecto ZZZZ, propiedad de la empresa "e"».

d) Destinatario. El informe irá dirigido a los administradores de la empresa titular de la instalación, o instalaciones. En el encabezado del informe se incluirá la siguiente frase «A los administradores de la empresa «e», para su remisión posterior a la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia».

e) Fecha. La fecha del informe deberá corresponderse con la fecha en la que se completan los procedimientos.

f) Alcance. Deberá identificarse con claridad: la información objeto de verificación, la instalación o instalaciones (CUAR y Descriptivo de CUAR) a la que corresponde la información y los criterios utilizados por la empresa «e» titular de la instalación, o instalaciones, en su elaboración. El alcance del encargo se describe en el apartado 2 del anexo II de esta Circular.

g) Criterios aplicados en la verificación. Se deberá hacer mención a los criterios que el auditor ha utilizado para medir el cumplimiento de la información preparada por la empresa «e» titular de la instalación, o instalaciones.

h) Responsabilidades de las partes. Deberá identificarse las responsabilidades tanto de la empresa «e» titular de la instalación, o instalaciones, como del auditor, en concordancia con lo establecido en este capítulo y en el anexo II de esta Circular.

i) Manifestación sobre la independencia del auditor y el cumplimiento de las normas sobre independencia previstas en la normativa de auditoría de cuentas.

j) Resumen de las pruebas realizadas. Deberá indicar las pruebas realizadas por el auditor

k) que le fueran de aplicación a la empresa «e» titular de la instalación, o instalaciones, así como otras pruebas adicionales, a criterio del auditor, que le hayan permitido expresar la conclusión de este informe, en términos de seguridad positiva. Deberá aportar un resumen de dichas pruebas en el anexo B al informe.

l) Mención de que la empresa «e» titular de la instalación o instalaciones facilitó cuanta información fue solicitada por el auditor para realizar su trabajo. En caso de que la empresa titular no hubiese aportado la totalidad de la información solicitada, se mencionará tal circunstancia con indicación de la información omitida (limitaciones en el alcance).

m) Limitaciones de uso. El informe deberá indicar que ha sido preparado con el exclusivo objeto de facilitar la información solicitada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y que no puede utilizarse para otro fin. Su uso estará restringido exclusivamente para la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, así como aquellos terceros a los que habilite en el desarrollo de sus funciones.

n) Conclusión del auditor sobre la fiabilidad de que la información solicitada haya sido elaborada conforme a los criterios establecidos y no contenga errores significativos, emitida

en términos de seguridad positiva. Se podrá expresar los siguientes tipos de conclusiones: conclusión no modificada o favorable (sin salvedades), conclusión con salvedades, conclusión desfavorable (adversa) o conclusión denegada (abstención). Se deberán enumerar y cuantificar las salvedades identificadas en el informe y proporcionar determinada información adicional sobre las mismas en el anexo C al informe.

o) Indicación de que el trabajo realizado no tiene la naturaleza de auditoría de cuentas ni se encuentra sometido a la Ley 22/2015, de 20 de julio, de Auditoría de Cuentas, o norma que lo sustituya.

p) Identificación del auditor firmante. Nombre y firma del auditor responsable del informe y su dirección.

q) Si el auditor lo considera necesario podrá incluir en su informe alguno de los siguientes párrafos:

i. Párrafos de énfasis, que permitan dirigir la atención de los usuarios del informe (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) hacia aquellas cuestiones de la información verificada que sean especialmente significativas para su comprensión.

ii. Párrafos de otras cuestiones, para comunicar cuestiones distintas de las que se presentan o revelan en la información objeto de revisión que, a su juicio, sean relevantes para que los usuarios del informe comprendan el encargo, las responsabilidades del auditor o el informe de aseguramiento. Se incluirán en el informe con un título adecuado que indique claramente que el auditor no expresa una opinión modificada en relación con la cuestión.

2. El informe irá acompañado de los siguientes anexos cuyo contenido mínimo ha de ser conforme al anexo II de esta Circular:

Anexo A. Cuadros resumen de costes e ingresos asociados al desarrollo de la instalación.

Anexo B. Resumen de resultados de las pruebas de verificación. El trabajo de auditoría deberá resumir las pruebas realizadas y los resultados obtenidos.

Anexo C. Resumen de salvedades recogidas en el informe. Se deberá dar información resumida sobre las salvedades: tipo, párrafo del informe en el que se recoge, cuantificación de la misma (cuando fuera posible), posibilidad de subsanación y código identificativo de la prueba en la que fue detectada.

Anexo D. Resumen de las técnicas de comprobación y fuentes de obtención de evidencia utilizadas. El trabajo de auditoría deberá dar información resumida sobre las técnicas de comprobación empleadas, la fuente de procedencia de la evidencia, la forma de concreción, los sistemas de información consultados, así como indicación de si la fuente de evidencia procede de otra auditoría u otro trabajo de verificación.

Anexo E. Resumen del procedimiento de adjudicación del encargo. Se deberá dar información resumida sobre el procedimiento de adjudicación del encargo: forma de contratación, las fechas de inicio y fin de los trabajos, honorarios, los recursos empleados, la habilitación profesional del auditor firmante.

Asimismo, el auditor podrá adjuntar al informe cuantos anexos complementarios considere oportunos para explicar el trabajo realizado.

Artículo 27. *Revisión y valoración de la información suministrada.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá encargar, si lo considera necesario, a otro auditor o a un consultor externo, contratado por ella misma y a su cargo, la revisión y valoración de la información suministrada.

2. El titular de la instalación deberá prestar colaboración al auditor o consultor externo que sea designado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para esta labor.

Artículo 28. *Habilitación de modificación del alcance de la auditoría.*

1. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá modificar mediante resolución, previo trámite de audiencia, el contenido de las tablas/cuadros resumen que han de incluirse en el Informe de revisión independiente, o auditoría, sobre el valor de la

inversión, el tipo de pruebas a realizar para cada uno de los conceptos de coste/ingreso, la población a muestrear y el tipo de muestreo recogidos el anexo II de esta Circular.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá acordar mediante resolución, previo trámite de audiencia, la aplicación de guías de actuación profesional elaboradas por las corporaciones representativas de los auditores de cuentas para el desarrollo de aspectos específicos del trabajo de revisión, así como modificar o revisar los criterios contenidos en las guías a estos efectos.

Sección tercera. Confidencialidad

Artículo 29. *Confidencialidad de la información.*

1. La recepción, validación, almacenamiento y gestión de la información remitida por los sujetos obligados será realizada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. La información estará sujeta a las siguientes normas de confidencialidad, sin perjuicio de lo dispuesto a estos efectos en la normativa vigente al respecto:

a) Como norma general, toda la información recibida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tendrá carácter confidencial, salvo aquellos datos que figuren agregados.

b) El personal de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que tenga conocimiento de información de carácter confidencial estará obligado a guardar secreto respecto de la misma.

3. Cuando en cumplimiento de la presente circular exista obligación de facilitar datos relativos a personas físicas, tal obligación se desarrollará en los términos de la normativa sobre protección de datos de carácter personal.

Disposición adicional primera. *Primer periodo de aplicación.*

El primer período regulatorio de aplicación de la presente Circular transcurrirá entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2026.

Disposición adicional segunda. *Tecnología de futuras instalaciones.*

Al objeto de poder contemplar las diferentes posibilidades tecnológicas futuras de las instalaciones, así como incentivar al promotor para adoptar la solución tecnológica más costo-eficiente en el largo plazo, incluyendo el cumplimiento de objetivos medioambientales, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá establecer mediante circular, previo trámite de audiencia:

1. Nuevas instalaciones tipo cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a las soluciones tecnológicas que ofrezca el mercado.

2. Los valores unitarios de referencia, tanto de inversión como de operación y mantenimiento que pudieran aplicarles a dichas nuevas instalaciones tipo.

3. Los métodos para determinar, tanto el valor de inversión a valores unitarios de referencia como la retribución por operación y mantenimiento anual a valores unitarios de dichas instalaciones.

Disposición adicional tercera. *Evaluación del modelo retributivo.*

1. De conformidad con los artículos 129.4 y 130 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia llevará a cabo una evaluación de los valores unitarios de operación y mantenimiento establecidos en esta circular antes de finalizar un período regulatorio.

2. Dicha evaluación valorara el cumplimiento de los criterios y principios generales establecidos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, así como el grado de cumplimiento de las

orientaciones de política energética establecidas en el apartado segundo de la Orden TEC/627/2020, de 3 de julio.

3. El resultado de la evaluación se plasmará en un informe que se hará público y que vendrá precedido de un período de información pública. Podrá referirse a la suficiencia de los valores para cubrir los costes del periodo o a la adecuación de la metodología retributiva de los costes de operación y mantenimiento de cara a introducir posibles modificaciones en el siguiente periodo.

Disposición adicional cuarta. *Territorios insulares.*

De acuerdo con el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determinará mediante resolución, previo trámite de audiencia, el porcentaje en el que, en su caso, y de acuerdo con el correspondiente análisis de costes, proceda incrementar los valores unitarios aplicables a las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado en territorios insulares.

Disposición transitoria única. *Instalaciones con autorización administrativa previa obtenida con anterioridad al 1 de enero de 2021 cuya puesta en servicio es posterior a dicha fecha.*

A efectos de las auditorías de inversión, de las instalaciones tipo y del empleo de los valores unitarios de referencia de inversión, incluidas las fórmulas de determinación del valor de inversión por aplicación de los mismos, esta circular también será de aplicación a las instalaciones con retribución individualizada, según la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, que nunca hayan estado operativas, cuya autorización administrativa previa haya sido obtenida con anterioridad al 1 de enero de 2021 y su puesta en servicio sea posterior a dicha fecha.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La Circular entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Valores unitarios de referencia

A) Valores unitarios de referencia de inversión para instalaciones cuya autorización administrativa previa sea obtenida en el periodo 2021-2026

1) Para instalaciones de gasoductos de transporte primario y secundario.

a) Obra Lineal.

Obra lineal de transporte primario (VUI_{OL}) €/(metro·pulgada)	22,16
Coef. Corrector GasoductosTransporte 2º(CCI_{TS})	0,90

b) Posiciones.

Diámetro Obra Lineal donde se ubica	Posición de Seccionamiento, o Tipo S, de Transporte Primario de Nueva Planta ($VUI_{Pos\ S}$) €/posición	Posición de Derivación, o Tipo D, de Transporte Primario de Nueva Planta ($VUI_{Pos\ D}$) €/posición
6	150.763,05	219.378,99
8	185.979,37	258.011,48
10	221.195,69	296.643,97
12	256.412,02	335.276,46
14	291.628,34	373.908,95
16	326.844,66	412.541,44
18	362.060,99	451.173,93
20	397.277,31	489.806,42

Diámetro Obra Lineal donde se ubica	Posición de Seccionamiento, o Tipo S, de Transporte Primario de Nueva Planta ($VUI_{Pos\ S}$) €/posición	Posición de Derivación, o Tipo D, de Transporte Primario de Nueva Planta ($VUI_{Pos\ D}$) €/posición
22	432.493,63	528.438,91
24	467.709,95	567.071,40
26	502.926,28	605.703,88
28	538.142,60	644.336,37
30	573.358,92	682.968,86
32	608.575,25	721.601,35
34	643.791,57	760.233,84
36	679.007,89	798.866,33
38	714.224,22	837.498,82
40	749.440,54	876.131,31
42	784.656,86	914.763,80
44	819.873,19	953.396,29
46	855.089,51	992.028,78
48	890.305,83	1.030.661,27
50	925.522,15	1.069.293,76
52	960.738,48	1.107.926,24

Coeficientes correctores posiciones	
De Válvulas Aisladas Seccionamiento-VAS (CCI_{VAS})	0,43
De Posiciones de Construcción Posterior (CCI_{Post})	1,35
De Posiciones de Transporte Secundario (CCI_{TS})	0,90
De Ampliación Pos. Tipo D con nuevo by-pass principal (CCI_{ND})	0,72

c) Trampa de Rascadores.

Diámetro de la Obra Lineal donde se ubica la posición que la equipa	Trampa Rascadores de Transporte Primario de Nueva Planta (VUI_{TR}) €/Trampa
6	302.282,64
8	379.027,79
10	401.072,85
12	423.117,91
14	445.162,96
16	467.208,02
18	489.253,08
20	511.298,14
22	533.343,20
24	555.388,25
26	577.433,31
28	599.478,37
30	621.523,43
32	643.568,49
34	665.613,54
36	687.658,60
38	709.703,66
40	731.748,72
42	753.793,78
44	775.838,83
46	797.883,89
48	819.928,95
50	841.974,01
52	864.019,07

Coeficientes correctores trampas rascadores	
De Posiciones de Construcción Posterior (CCI_{Post})	1,35
De Posiciones de Transporte Secundario (CCI_{TS})	0,90

2) Estaciones de Compresión (E.C.) en gasoductos de transporte primario.

Por estación de compresión (E.C.) de nueva planta ($VUIF_{EC}$)	14.997.763,28 €/E.C.

Por potencia instalada en Turbocompresores en la E.C. ($VUIV_{POT}$)	759,26 €/kW
Por potencia instalada en Motores Eléctricos en E.C. ($VUIV_{POT}$)	604,86 €/kW

3) Estaciones de regulación y/o medida de transporte primario.

Tipo G	Estación de Regulación y Medida de Transporte Primario de nueva Planta (VUI_{ERM}) €/ERM
65	261.560,00
100	264.818,00
160	270.494,00
250	279.226,00
400	294.357,00
650	468.919,88
1000	528.666,00
1600	644.457,14
2500	835.166,72
4000	1.052.096,44
6500	1.269.021,78

Coeficientes correctores de ERM/EMs de:	
Tipo Estación de Regulación y/o Medida (CCI_{TIPO})	
EM	0,91
EM Ultrasonido (EM-US)	1,19
ERP/ERC	0,91
De Instalación en Armario o Compacta (CCI_{CC})	0,69
De Línea Adiciona (CCI_{LA})	0,31
De Construcción Posterior (CCI_{Post})	1,03
De Transporte Secundario (CCI_{TS})	0,70

4) Centros de mantenimiento.

Centros de mantenimiento	1.068.064,14 €/Centro mantenimiento

5) Instalaciones estandarizadas de una planta de gas natural licuado.

Instalación estandarízada	Valor unitario
Tanque almacenamiento de GNL (€/m³ de GNL):	458,08
Sistema de bombas secundarias (€/m³/h de GNL):	3.605,71
Vaporizadores de agua de mar (€/m³/h de GN):	42,94
Vaporizadores de combustión sumergida (€/m³/h de GN):	24,56
Sistema de medida gas emitido a la Red de T&D.	Según VU de ERM equivalente de transporte
Sistema antorcha/combustor (€/kg/h):	10,9
Sistema de compresión boil-off para procesado interno planta (€/m³).	396,29
Relicuador boil-off (€/ Kg/h):	1,36
EC del boil-off para emisión directa a Red de T&D.	Según VU de EC equivalente de transporte
Cargaderos de GNL en cisternas (€/unidad):	1.785.184,61

B) Valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento anual para el periodo 2021-2026

1) Para instalaciones de gasoductos de transporte primario y secundario.

Obra lineal y Posiciones de transporte primario ($VUOM1_{OL}$).	0,1318 €/(metro·pulgada)
Obra lineal y Posiciones de transporte primario ($VUOM2_{OL}$).	2,9357 €/metro
Coef. Corrector GasoductosTransporte 2º($CCOM_{TS}$).	1

2) Estaciones de Compresión (E.C) en gasoductos de transporte primario.

Por estación de compresión de nueva planta ($VUOMF_{EC}$).	120.771,80 €/E.C.
Por potencia instalada con turbo-compresores ($VUOMV_{POT}$).	48,4426 €/kW
Por potencia instalada en motores eléctricos ($VUOMV_{POT}$).	32,7504 €/kW

3) Estaciones de Regulación y/o medida.

Tipo G	Estación de regulación y medida ($VUOM_{ERM}$) €/ERM
65	27.623,74
100	30.059,02
160	33.221,40
250	34.661,00
400	37.085,15
650	39.505,12
1000	47.265,32
1600	53.565,04
2500	60.598,83
4000	76.353,01
6500	92.111,36

Coeficientes correctores de ERM/EMs de:	
Tipo Estación de Regulación y/o Medida ($CCOM_{TIPO}$).	
EM.	0,75
EM Ultrasonido (EM-US).	0,75
ERP/ERC.	0,75
De Instalación en Armario o Compacta ($CCOM_{CC}$).	1
De Transporte Secundario ($CCOM_{TS}$).	0,53

4) Instalaciones estandarizadas de una planta de gas natural licuado.

Valores unitarios de coste O&M	(€/unidad)	(€/unidad capacidad)
Tanque de GNL.	1.800.444,31 €/Tanque	14,790225 €/ m^3 GNL
Vaporización.	–	0,599265 €/(m^3/h)
Cargadero de GNL en cisterna.	83.854,86 €/Cargadero	–
EC del boil-off para emisión directa a Red de T&D.	Según VU de EC equivalente de transporte	
Sistema de medida gas emitido a la Red de T&D.	Según VU de ERM/EM equivalente de transporte	
Gastos de gestión y resto de instalaciones de la planta de GNL.	1.366.895,21 €/Planta	–

ANEXO II

Informe de revisión independiente, o auditoría, de inversión

Las referencias contenidas en el presente anexo al término «auditor» han de entenderse referidas, de forma indistinta, tanto a un auditor designado de forma individual como a una sociedad de auditoría de cuentas.

1. Normas y principios que han de regir la elaboración del informe de revisión independiente o auditoría

La responsabilidad del auditor se circunscribe a realizar su trabajo conforme a las normas de actuación exigidas en el capítulo IV de la circular y en el presente anexo.

Los trabajos asociados al informe de revisión independiente, o auditoría, de inversión deben llevarse a cabo por una persona o personas que tengan la formación técnica y la capacidad profesional necesarias de acuerdo con la naturaleza, dimensión y complejidad del tipo de inversión cuya información se pretende auditar. En particular, deberán disponer de un adecuado conocimiento y experiencia contrastable en: (i) el campo de la auditoría, (ii) el campo de la contabilidad y (iii) los aspectos técnicos de las instalaciones cuyas inversiones se han de auditar.

Como consecuencia de la aceptación por parte del auditor de la carta de encargo o contrato, se entiende que éste asume y acepta las previsiones contenidas en la presente circular y sus anexos, comprometiéndose a su estricta observancia.

2. Carta de encargo del informe de revisión independiente, o auditoría, de inversión

La carta de encargo, o contrato del encargo del informe de revisión independiente, o auditoría, sobre el valor de la inversión deberá realizarse por escrito, estar firmada por el auditor y por el titular de la instalación, y deberá contener como mínimo los siguientes extremos:

a) Tipo de encargo: Deberá especificarse que el encargo tiene por objeto la emisión de un Informe de revisión independiente, de aseguramiento razonable, de conformidad con lo previsto en el capítulo IV de esta circular y este anexo.

b) Descripción detallada del objeto de verificación sobre el que el auditor va a expresar una conclusión.

c) Duración del encargo.

d) Alcance de la verificación: Deberá redactarse detalladamente el alcance de los trabajos, con indicación de las instalaciones (CUAR y Descriptivo de CUAR) a las que se refiere.

e) Responsabilidades de la empresa «e» titular de la instalación, o instalaciones. Se deberá hacer constar que le corresponde elaborar la información objeto de verificación, subsanar errores u omisiones antes de la entrega de la información al auditor y en general, de poner a su disposición cuantos libros, registros y documentos le sean solicitados para efectuar su revisión.

f) Responsabilidades del auditor. Se deberá hacer constar que le corresponde realizar su trabajo conforme a los criterios establecidos en la presente circular y este anexo y emitir un informe de aseguramiento razonable de acuerdo con lo previsto en tales circular y anexo.

g) Sometimiento a lo dispuesto en el cap*ítulo* IV de esta circular y en este anexo

h) Planificación temporal para la revisión y plazos de entrega del informe.

i) Honorarios a percibir por el auditor, con indicación de las horas estimadas para la realización del trabajo.

j) Los usuarios del informe: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la propia empresa «e» titular de la instalación, o instalaciones, así como aquellos terceros a los que dichos usuarios habiliten en el desarrollo de sus funciones.

k) Autorización expresa, por parte de la empresa «e» titular de la instalación o instalaciones al auditor para que este preste toda la colaboración posible a la CNMC en la entrega de la información que esta última le pueda solicitar en relación con el encargo. En particular, la empresa «e» titular de la instalación o instalaciones deberá autorizar al auditor a poner a disposición de la CNMC, entre otra información, toda la evidencia obtenida por el trabajo realizado, así como a responder por escrito a las cuestiones y aclaraciones que la CNMC le pueda trasladar sobre el mismo. El auditor deberá manifestar igualmente su plena disposición a colaborar con la CNMC y a facilitarles la información que esta le solicite en los términos señalados en este apartado.

3. Alcance del encargo

1. Para la realización de los trabajos se aplicar*án* necesariamente los procedimientos y pruebas de verificación establecidas en esta circular y sus anexos, sin perjuicio de poder realizar cualesquiera otras pruebas adicionales que se consideren necesarias, atendiendo al juicio profesional del auditor, para obtener evidencia suficiente y adecuada que soporte la conclusión expresada en un informe de aseguramiento razonable.

2. En el caso de que el auditor estimara oportuno la aplicación de pruebas adicionales, estas deberán ser descritas y justificadas en su informe, y seguir aplicando las mismas pruebas en los sucesivos encargos de la empresa «e» titular para instalaciones similares o equivalentes, debiendo justificar eventualmente su falta de aplicación.

3. El alcance de su trabajo de verificación se limitará a la siguiente información sobre la instalación, o instalaciones, cuya inclusión definitiva en el régimen retributivo se ha solicitado:

a) Los datos de identificación (CUAR y Descriptivo de CUAR), la fecha del acta de puesta en servicio y los datos técnicos de la instalación o instalaciones.

b) La información económico-financiera de asignación de los costes e ingresos en la instalación o instalaciones declarada conforme a este anexo.

c) La declaración expresa de ayudas o aportaciones de fondos públicos concedidos o medidas de efecto equivalente asociadas al desarrollo de la instalación o instalaciones.

d) La declaración expresa de instalaciones cedidas y financiadas total o parcialmente por terceros asociadas al desarrollo de la instalación o instalaciones o cualquier otra cesión de derecho de uso sobre bienes sin exigencia de contraprestación asociada a la instalación.

e) Importe de los costes e ingresos de las operaciones realizadas con partes vinculadas asociadas al desarrollo de la instalación o instalaciones, así como de los márgenes intragrupo incluidos en dichas operaciones.

f) La estimación, en la fecha en la que se produzca la incorporación de la instalación en el patrimonio de la empresa, del valor actual de las obligaciones asumidas derivadas del desmantelamiento o retiro y otras asociadas a la instalación, tales como los costes de rehabilitación del lugar sobre el que se asienta, que formen parte del valor activado en los estados financieros de las empresas como componentes de coste de la instalación siempre que estas obligaciones den lugar al registro de una provisión de acuerdo con lo dispuesto en el Plan General de Contabilidad.

g) La estimación, en la fecha en la que se produzca la incorporación de la instalación en el patrimonio de la empresa, del importe de los desembolsos necesarios para realizar una inspección general, revisión periódica o gran reparación, identificados como un componente de coste de la instalación y que, por ello, se registren contablemente junto con ella en el patrimonio de la empresa en dicha fecha.

h) El importe, en la fecha en que se produzca la incorporación de la instalación en el patrimonio de la empresa, de las piezas que se adquieran con el objetivo de mantener un nivel de repuestos de seguridad de elementos concretos de bienes que vayan a sustituir que formen parte de la instalación cuya inclusión definitiva en el régimen retributivo se ha solicitado, que se registren contablemente junto con ella en el patrimonio de la empresa en dicha fecha.

i) La estimación en la fecha en que se produzca la incorporación de la instalación en el patrimonio de la empresa del valor o importe de cualquier otro componente de coste que esté relacionado con la operación y mantenimiento de la instalación que se registren contablemente junto con ella en el patrimonio de la empresa en dicha fecha.

j) Cualquier otra estimación cuyo valor se hubiera incluido como componente de coste de la instalación en la fecha en que se produce su incorporación al patrimonio de la empresa: inclusión de provisiones por responsabilidades derivadas de los beneficios de expropiación forzosa, de ocupación temporal de bienes y derechos o de servidumbres de paso, u otro tipo de responsabilidades, la inclusión de pagos contingentes en el precio de adquisición, etc.

k) En su caso, la identificación (CUAR y descriptivo de CUAR), la fecha del acta de cierre y los datos técnicos y económico-financieros de las instalaciones que causen bajas del inmovilizado y que estén asociadas a las instalaciones cuya inclusión definitiva en el régimen retributivo se ha solicitado.

l) Anexos del informe de revisión independiente, o auditoría, de inversión, que se describen en este anexo.

4. Procedimientos y pruebas de verificación a realizar

En la realización de los trabajos se deberá comprobar que los importes y los datos relativos a las transacciones y hechos se han declarado adecuadamente por el valor recogido en los registros contables y técnicos de la empresa, que los mismos sean correctos y en conformidad con este anexo, y en su caso, indicar si, como consecuencia del trabajo de revisión efectuado por el auditor, procede realizar alguna modificación importante a dicha información técnica, contable y financiera declarada.

Se verificará que los importes de los costes o inversiones, desglosados por los conceptos de coste indicados por la empresa titular conforme a este anexo, se corresponden con la agregación de conceptos de coste, tipos de coste y cuentas contables del balance de

sumas y saldos del año en las que estén cargados o abonados y guardan coherencia con la información anual declarada por la Circular 1/2015, de 22 de julio.

Asimismo, también se deberá comprobar si las cantidades reflejadas son resultado de una identificación unívoca de las facturas del pedido correspondiente (asignación directa), o por la aplicación de las políticas, criterios, procedimientos y bases de cálculo de la empresa titular de la instalación (asignación indirecta por reparto), en cuyo caso el trabajo de auditoría deberá valorar la idoneidad de los mismos. Idéntica comprobación deberá realizarse en relación con los gastos financieros activados devengados hasta la puesta en condiciones de funcionamiento de la instalación que formen parte su valor contable.

También deberá verificar si existen inversiones correspondientes a las instalaciones revisadas que no se encuentren contabilizadas y asignadas a la instalación correspondiente, o si la instalación revisada tuviera contabilizadas y asignadas inversiones correspondientes a otras instalaciones.

Para ello, el trabajo de auditoría deberá analizar y verificar la trazabilidad y coincidencia de la información de los epígrafes del punto 3 del apartado 3 de este anexo, sobre alcance del encargo, con los registros documentales, técnicos y contables de la empresa titular de la instalación, y en particular su adecuación con:

i. La documentación legal: actas de puesta en servicio, autorizaciones administrativas de instalación, actas de inspección de la Delegación de Industria, etc.

ii. La documentación interna disponible en relación con los procesos de presupuestación y aprobación de inversiones para el desarrollo de las instalaciones, así como del procedimiento de compras de los servicios, equipos y materiales necesarios para la instalación.

iii. La documentación soporte que justifica el valor de la inversión asignado a cada instalación y, en particular, aquella que da soporte a los denominados costes directos de la inversión, a los denominados trabajos realizados por la empresa para el inmovilizado (o TREIs), los gastos financieros activados devengados hasta la puesta en condiciones de funcionamiento de la instalación, y a las estimaciones que, de acuerdo con el Plan General de Contabilidad, son activados en los estados financieros de las empresas como componentes de coste del activo en la fecha en que se produce su incorporación al patrimonio de la empresa.

iv. La documentación soporte justificativa de las ayudas y aportaciones de fondos públicos recibidos (o medidas de efecto equivalente) para financiar la inversión para la que se solicita su inclusión definitiva en el régimen retributivo, y, en particular, del cumplimiento de las condiciones exigidas por dichas subvenciones a la fecha de emisión del informe.

v. La documentación soporte justificativa de las instalaciones cedidas y financiadas por terceros asociadas al desarrollo de la instalación, o instalaciones.

En todo caso, el trabajo de auditoría deberá verificar la correcta cumplimentación por parte de la empresa titular de la instalación, o instalaciones, de las tablas de costes e ingresos asociados al desarrollo de la instalación recogidos en el presente anexo que han de incluirse en el Informe de revisión del valor de la inversión, así como verificar la coherencia de la información aportada en estas tablas entre sí, y realizar las pruebas de verificación que se especifican en este anexo.

5. Documentación justificativa del trabajo de auditoría

1. La documentación justificativa del informe de auditoría contendrá la siguiente información:

a) La documentación a la que se hace referencia el capítulo IV de esta circular y en el presente anexo.

b) Los procedimientos aplicados por el auditor.

c) Constancia de la evidencia obtenida por el auditor, con indicación del medio concreto utilizado, los aspectos analizados y cuanta información resulte necesaria para identificar el documento, registro o, en general, la fuente de información del auditor.

2. La documentación justificativa del trabajo realizado estará a disposición de la CNMC durante un periodo de cinco años a contar desde la fecha de emisión del informe.

6. Anexos del Informe de revisión independiente, o auditoría, sobre el valor de la inversión.

ANEXO A

Resumen de costes e ingresos asociados al desarrollo de la instalación

1. Como parte del trabajo de auditoría, se deberá verificar que la cumplimentación por parte de la empresa titular de la instalación de las siguientes tablas de costes e ingresos asociados al desarrollo de la instalación se ha realizado de acuerdo con lo establecido en este anexo II y, en particular, con las siguientes instrucciones:

– El apartado «Materiales y Equipos» deberá ser desglosado para cada tipo de instalación atendiendo a los listados específicos recogidos en el anexo II de Tablas de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad.

– El desglose de costes e ingresos por año de desarrollo de la instalación debe coincidir con las declaraciones que se hacen anualmente a tenor de la Circular 1/2015 (SICORE) para el CUAR. Para aquellas partidas de los cuadros que, o bien no han sido localizadas en SICORE o bien están declaradas en SICORE de manera agregada con otras partidas del cuadro, su importe deberá coincidir con la información contabilizada por las empresas para dicho CUAR, y minorarse de la partida de SICORE en la que estaban incluidas.

– A los efectos de estas tablas, se considera parte vinculada a las sociedades del grupo (en los términos del artículo 42 del Código de Comercio), a las sociedades asociadas o con negocios conjuntos, y a los accionistas con una participación superior al 10% o sociedades de su grupo.

– Las columnas «Importe Total Declarado» y «Total Provisión contable de facturas pendientes de recibir/Otras provisiones y estimaciones» de los cuadros «CUADRO A.1.1 - Costes con desglose por año de desarrollo» y «CUADRO A.1.2 - Costes con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas», deben ser coincidentes.

– La columna «Total Provisión contable de facturas pendientes de recibir/Otras provisiones y estimaciones», reflejará los importes correspondientes a la columna «Importe Total Declarado» que están provisionados/estimados en el momento de emitir el Informe de revisión independiente.

– Para las subvenciones de capital, los importes a reflejar en el «Cuadro A.1.3-Ingresos con desglose por año de desarrollo» y en el «Cuadro A.1.4-Ingresos con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas» serán los registrados como derechos de cobro o importes totales percibidos, y deberán ser coherentes con las subvenciones de capital declaradas en los Bloques F9-SI1 y F9-SI4 de SICORE durante los ejercicios de construcción de la instalación hasta la fecha de emisión del informe de revisión independiente.

– Para las instalaciones cedidas o financiadas por terceros o cualquier otra cesión de derecho de uso sobre bienes a título gratuito asociada a la instalación, los importes a reflejar en el «Cuadro A.1.3-Ingresos con desglose por año de desarrollo» y en el «Cuadro A.1.4-Ingresos con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas» serán los registrados contablemente como el valor razonable de inversión de las instalaciones cedidas o financiadas por terceros declaradas en los Bloques F9-SI2, F9-SI3 y F9-SI4 de SICORE durante los ejercicios de construcción de la instalación hasta la fecha de emisión del informe de revisión independiente.

– Las subvenciones de capital que justifican el importe imputado al CUAR se identificarán en un documento separado, agrupándolas entre aquellas preconcedidas, o concedidas, hasta la puesta en servicio de la instalación, aquellas preconcedidas, o concedidas, hasta la fecha de emisión del informe de revisión independiente y aquellas solicitadas por la empresa que están pendientes de resolución por los entes que las conceden. Para cada subvención se indicará quién concede la subvención, el importe subvencionado, así como las condiciones principales y plazos para su percepción. Además, se aportará la documentación soporte justificativa correspondiente.

– Cuando uno o varios costes imputados al CUAR sean consecuencia de un reparto de costes entre diferentes CUAR, habrá de comprobarse que dicho reparto se hubiera realizado conforme a las reglas establecidas en el apdo. 4.8 del anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC y se aportará la documentación soporte justificativa correspondiente, así como el listado de CUAR (código y denominación) implicados junto con los porcentajes aplicados a cada uno de ellos en el reparto.

– Cuando una o varias subvenciones imputadas al CUAR sean consecuencia de un reparto de subvenciones entre diferentes CUAR habrán de comprobarse las reglas de dicho reparto y se aportará la documentación soporte justificativa correspondiente, así como el listado de CUAR (código y denominación) implicados junto con los porcentajes aplicados a cada uno de ellos en el reparto.

CUADRO A.1.1 Costes con desglose por año de desarrollo

CUAR:

Descriptivo de CUAR:

Fecha de Puesta en Servicio:

En Euros	Año 1			Año n			Total			Importe total declarado	Total Provisión contable de facturas pendientes de recibir/ Otras provisiones y Estimaciones
	Costes externos activados	Trabajos Realizados por la Empresa para su Inmovilizado activados (TREI)	Otros costes internos Activados	Costes externos activados	Trabajos Realizados por la Empresa para su Inmovilizado activados (TREI)	Otros costes internos Activados	Costes externos activados	Trabajos Realizados por la Empresa para su Inmovilizado activados (TREI)	Otros costes internos Activados		
Gestión de Proyecto, Ingeniería, Supervisión e Inspecciones											
Permisos, licencias, tasas y seguros											
Terrenos											
Edificios (incluye su construcción y materiales)											
Construcción, obra civil, montaje y puesta en servicio (incluye mano de obra)											
Materiales y Equipos											
Listado específico por tipo de instalación (ver detalle en el Anexo II de las Tablas de la Circular 1/2015 de la CNMC))											
Otros costes necesarios (Medioambientales, etc.)											
Valor de Piezas Adquiridas, de acuerdo con el PGC, con objeto de mantener un nivel de repuestos de seguridad del CUAR. (1)											
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del importe de los desembolsos necesarios para realizar la inspección general del CUAR, porque se amortiza a diferente ritmo que el CUAR. (1)											
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del importe de los costes relacionados con grandes reparaciones del CUAR, porque se amortiza a diferente ritmo que el CUAR. (1)											
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de desmantelamiento o retiro del activo. (1)											
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de rehabilitación del lugar donde se ubica. (1)											
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, de provisiones por responsabilidades derivadas de los beneficios de expropiación forzosa, de ocupación temporal de bienes y derechos o de servidumbres de paso, u otro tipo de responsabilidades. (1)											
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de otras obligaciones asociadas al activo que den lugar al registro de una provisión. (1)											
Total Gastos No Financieros											
Gastos financieros activados (financiación específica)											
Gastos financieros activados (financiación genérica)											
Total Gastos Financieros Activados											
Total											

(1) Valor que no forma parte del valor auditado que computa a efectos de cálculo del valor de inversión reconocido

CUADRO A.1.2 Costes con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas

CUAR:
Descriptivo de CUAR:
Fecha de Puesta en Servicio:

En Euros	Costes externos activados		Trabajos Realizados por la Empresa para su Inmovilizado activados (TREI)	Otros costes internos Activados	Importe total declarado	Provisión contable de facturas pendientes de recibir/ Otras provisiones y Estimaciones			Total Provisión contable de facturas pendientes de recibir/ Otras provisiones y Estimaciones
	Operaciones Con Partes Vinculadas	Operaciones Con Partes NO-Vinculadas				Operaciones Con Partes Vinculadas	Operaciones Con Partes NO-Vinculadas	Otros costes internos Activados	
Gestión de Proyecto, Ingeniería, Supervisión e Inspecciones									
Permisos, licencias, tasas y seguros									
Terrenos									
Edificios (incluye su construcción y materiales)									
Construcción, obra civil, montaje y puesta en servicio (incluye mano de obra)									
Materiales y Equipos									
Listado específico por tipo de instalación (ver detalle en el Anexo II Tablas de la Circular 1/2015 de la CNMC)									
Otros costes necesarios (Medioambientales, etc.)									
Valor de Piezas Adquiridas, de acuerdo con el PGC, con objeto de mantener un nivel de repuestos de seguridad del CUAR. (1)									
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del importe de los desembolsos necesarios para realizar la inspección general del CUAR porque se amortiza a diferente ritmo que el CUAR. (1)									
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del importe de los costes relacionados con grandes reparaciones del CUAR porque se amortiza a diferente ritmo que el CUAR. (1)									
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de desmantelamiento o retiro del activo. (1)									
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de rehabilitación del lugar donde se ubica. (1)									
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, de provisiones por responsabilidades derivadas de los beneficios de expropiación forzosa, de ocupación temporal de bienes y derechos o de servidumbres de paso, u otro tipo de responsabilidades. (1)									
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de otras obligaciones asociadas al activo que den lugar al registro de una provisión. (1)									
Total Gastos No Financieros									
Gastos financieros activados (financiación específica)									
Gastos financieros activados (financiación genérica)									
Total Gastos Financieros Activados									
Total anual									

(1) Valor que no forma parte del valor auditado que computa a efectos de cálculo del valor de inversión reconocido

CUADRO A.1.3 Ingresos con desglose por año de desarrollo

CUAR:						
Descriptivo de CUAR						
Fecha de Puesta en Servicio:						
En euros	**Año 1**	**Año n**	**Año n+1**	**Año n+2**	**Total**	**Importes pendientes de recibir**
Derechos de cobro/Importes percibidos por subvenciones.						
Unión Europea.						
Estatales.						
CC.AA.						
Otras.						
Valor razonable de las instalaciones cedidas o financiadas por terceros o cualquier otra cesión de derecho de uso sobre bienes a título gratuito asociada a la instalación.						
Importes percibidos por venta de materiales y equipos.						
Importes percibidos por seguros asociados a la instalación.						
Importes percibidos por otras medidas de efecto equivalente.						

CUADRO A.1.4 Ingresos con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas

CUAR:					
Descriptivo de CUAR					
Fecha de Puesta en Servicio:					
En euros	Operaciones con partes vinculadas		Operaciones con partes no vinculadas		Total
	Importes percibidos	Importes pendientes de recibir	Importes percibidos	Importes pendientes de recibir	
Derechos de cobro/Importes percibidos por subvenciones.					
Unión Europea.					
Estatales.					
CC.AA.					
Otras.					
Valor razonable de las instalaciones cedidas o financiadas por terceros o cualquier otra cesión de derecho de uso sobre bienes a título gratuito asociada a la instalación.					
Importes percibidos por venta de materiales y equipos.					
Importes percibidos por seguros asociados a la instalación.					
Importes percibidos por otras medidas de efecto equivalente.					

2. Como parte del trabajo de auditoría, se deberá verificar la cumplimentación por parte del titular de la instalación de la siguiente tabla sobre proveedores.

La empresa identificará el 100% de los proveedores que son parte vinculada y hayan realizado operaciones asociadas al desarrollo de la instalación; y del resto, a sus proveedores principales hasta completar un mínimo del 75% del resto de los costes en el desarrollo de la instalación

Además de los datos identificativos del proveedor (nombre y CIF), se deberá facitar una descripción del tipo de suministro o servicio, el importe contabilizado como inversión y el importe pendiente de contabilizar en el desarrollo de la instalación.

CUADRO A.2 Proveedores

Código proveedor	Parte vinculada	Proveedor extranjero	Razón social	CIF-NIF	Tipo de suministro	Importe inversión		Importe total proveedor	Valor del margen aplicado partes vinculadas en importe		% sobre importe total
						Facturado	Provisionado		Facturado	Provisionado	

Descripción campos:

Nombre Campo	Descripción
Código proveedor.	Código asignado por la empresa para la identificación del proveedor en la información que facilita por la Circular 1/2015 (SICORE). En el caso de que un mismo proveedor proporcione distintos servicios y/o suministros, no deberán declararse códigos diferentes de proveedor ni repetirse el proveedor para los distintos servicios (es decir sólo será necesario hacer referencia una vez al código de proveedor).
Parte vinculada.	Indicar si el proveedor es una parte vinculada: SI/NO.
Proveedor extranjero.	Indicar si el proveedor es extranjero: SI/NO.
Razón social.	Razón social o denominación del proveedor.
CIF-NIF.	CIF o NIF del proveedor, según aplique.
Tipo de suministro.	Explicación de los tipos de suministro que realiza el proveedor. En el caso de que un mismo proveedor proporcione distintos servicios y/o suministros, se deberá indicar o bien el listado de los servicios o bien el suministro principal señalando que existen otros (p.e. tubos y otros).
Importe inversión facturado.	Importe total, en €, contabilizado como inversión que haya sido facturado por el proveedor durante el desarrollo de la instalación.
Importe inversión provisionado.	Importe total, en €, contabilizado como inversión que se hubiera provisionado por facturas pendientes de recibir.
Importe total proveedor.	Importe total, en €, contabilizado como inversión asociado al proveedor en el desarrollo de la instalación.
Valor del margen aplicado partes vinculadas facturado.	Importe total, en €, correspondiente al margen aplicado por el proveedor que es parte vinculada en el importe contabilizado como inversión que haya sido facturado durante el desarrollo de la instalación.
Valor del margen aplicado partes vinculadas provisionado.	Importe total, en €, correspondiente al margen pendiente de aplicar por el proveedor que es parte vinculada en el desarrollo de la instalación que se hubiera provisonado.
% sobre Importe total.	Porcentaje que representa el importe total asociado al proveedor sobre el importe total del desarrollo de la instalación. El importe total a considerar para determinar el % será el Total de la Columna de «Total Costes Externos Activados» del «CUADRO A.1.1-Costes con desglose por año de desarrollo» excluyendo todas las partidas identificadas con (1) así como los Gastos financieros Activados de dicho cuadro.

3. Como parte del trabajo de auditoría, se cumplimentará la siguiente tabla por el auditor sobre la verificación que ha realizado sobre costes e ingresos asociados al desarrollo de la instalación:

CUADRO A.3 Información sobre magnitudes verificadas

CUAR:					
Descriptivo de CUAR					
Fecha de puesta en servicio:					
	Importe total declarado	% importe auditado	% importe con salvedades	Importe sin salvedades	Importe con salvedades
Gestión de Proyecto, Ingeniería, Supervisión e Inspecciones.					
Permisos, licencias, tasas y seguros.					
Terrenos.					
Edificios (incluye su construcción y materiales).					
Construcción, obra civil, montaje y puesta en servicio (incluye mano de obra).					
Materiales y Equipos.					
Listado específico por tipo de instalación (ver detalle en el Anexo II Tablas de la Circular 1/2015 de la CNMC.					
Otros costes necesarios (Medioambientales, etc.).					
Valor de Piezas Adquiridas, de acuerdo con el PGC, con objeto de mantener un nivel de repuestos de seguridad del CUAR.					
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del importe de los desembolsos necesarios para realizar la inspección general del CUAR, porque se amortiza a diferente ritmo que el CUAR.					
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del importe de los costes relacionados con grandes reparaciones del CUAR, porque se amortiza a diferente ritmo que el CUAR.					
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de desmantelamiento o retiro del activo.					
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de rehabilitación del lugar donde se ubica.					
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, de provisiones por responsabilidades derivadas de los beneficios de expropiación forzosa, de ocupación temporal de bienes y derechos o de servidumbres de paso, u otro tipo de responsabilidades.					
Estimación inicial, de acuerdo con el PGC, del coste de otras obligaciones asociadas al activo que den lugar al registro de una provisión.					
Gastos financieros activados (financiación específica).					
Gastos financieros activados (financiación genérica).					
Total Costes.					
Derechos de cobro/Importe total percibido por subvenciones.					
Unión Europea.					
Estatales.					
CCAA.					
Otras.					
Valor razonable de las instalaciones cedidas o financiadas por terceros o cualquier otra cesión de derecho de uso sobre bienes a título gratuito asociada a la instalación.					
Importes percibidos por venta de materiales y equipos.					
Importes percibidos por seguros asociados a la instalación.					
Importes percibidos por otras medidas de efecto equivalente.					
Total.					

ANEXO B

Resumen de resultados de las pruebas de verificación

1. Como parte del trabajo de auditoría, se deberán cumplimentar las siguientes tablas por el auditor sobre las pruebas realizadas y los resultados obtenidos:

1.a Tabla resumen de las pruebas sobre el procedimiento de elaboración de la información requerida.

Para las pruebas sobre el procedimiento de elaboración de la información:

Código prueba	Resultado	Descripción	Justificación no ejecución	Identificador de la salvedad

Descripción campos:

Campo	Descripción
Código prueba.	Código Identificativo único de la prueba.
Resultado.	Conclusión en términos de Satisfactorio/ No satisfactorio/Limitación al alcance para las pruebas
Descripción.	Resultado de las indagaciones realizadas en las pruebas
Justificación no ejecución.	Justificación para la no aplicación de una prueba.

Campo	Descripción
Identificador de la salvedad.	Cuando el resultado de la prueba suponga una salvedad incluida en el informe, se deberá indicar el código único que identifique la salvedad

1.b Tabla resumen de las pruebas sobre la asignación de costes y la información económica-financiera.

Se deberá describir el tipo de revisión aplicado en la prueba, las características del muestreo (cuando proceda), el resultado obtenido en términos de Satisfactorio/No satisfactorio/Limitación al alcance y cuando aplique, los motivos de no haber aplicado la prueba.

Si el muestreo aplicado no cumpliera la definición de muestreo estadístico contemplada en la NIA-ES 530 (en lo que resulte aplicable, y teniendo en cuenta que este trabajo no es una auditoría de cuentas) no tendrá dicha consideración, y la información sobre el tipo de muestreo aplicado se deberá cumplimentar en las columnas de muestreo de elementos específicos.

Cuando determinados elementos no representativos de la población deban ser excluidos y analizados de forma específica, los resultados del examen realizado para los mismos se documentarán en las columnas de muestreo de elementos específicos.

Cuando se haya aplicado en una prueba una combinación de varios tipos de revisión se deberá aportar los datos solicitados para cada método y deberá proporcionar un único resultado para la prueba.

Código prueba	Descripción	Tamaño de la población	Unidad de muestreo	Examen 100 %: n.º o valor de las incorrecciones	Muestreo estadístico: Nivel de confianza	Muestreo de elementos específicos: Incorrecciones	Resultado	Justificación no ejecución

Descripción de campos:

Campo	Descripción
Código prueba.	Código Identificativo único de la prueba, establecido por el auditor para las auditorías de inversión de un titular determinado.
Descripción.	Descripción general del tipo de revisión aplicado para el examen de la población.
Tamaño de la población.	Se deberá indicar el nº de elementos o el importe en unidades monetarias de la población examinada.
Unidad de muestreo.	Definición de los elementos de la población examinados.
Examen 100%: Incorrecciones.	En este campo se deberá indicar el nº o el importe de las incorrecciones obtenidas.
Muestreo estadístico: Nivel de confianza.	Riesgo de que la conclusión del auditor basada en una muestra pueda diferir de la que obtendría aplicando el mismo procedimiento de auditoría a toda la población.
Resultado.	El auditor deberá concluir sobre el resultado de la prueba en los siguientes términos: Satisfactorio/ No satisfactorio / Limitación del alcance.
Justificación no ejecución.	Justificación de no haber aplicado una prueba desarrollada en auditorías anteriores.

ANEXO C

Resumen de las salvedades recogidas en el informe

1. Como parte del trabajo de auditoría, se deberá cumplimentar la siguiente tabla sobre las salvedades recogidas en el informe:

Identificador de la salvedad	Tipo de salvedad	Párrafo del informe	Cuantificación de la salvedad	Posibilidad de subsanación	Código prueba
Código salvedad 1.					
Código salvedad 2.					
….					

Descripción de campos:

Campo	Descripción
Identificador de la salvedad.	Código único que identifique la salvedad que haya sido puesta de manifiesto por el auditor en el informe de auditoría.
Tipo de salvedad.	El auditor deberá indicar si se trata de una salvedad por limitación al alcance o por incumplimiento//incorrección material.
Párrafo del informe.	Párrafo del informe de auditoría en el que se expone la salvedad.
Cuantificación de la salvedad.	Valor monetario de la salvedad cuando fuera posible su cuantificación. En caso contrario, NA.
Código prueba.	Código identificativo único de la prueba de verificación a través del cual el auditor haya detectado la salvedad recogida en su informe de revisión independiente.

Campo	Descripción
Posibilidad de subsanación.	Posibilidad de que las salvedades sean subsanables por la empresa titular.

ANEXO D

Resumen de técnicas de comprobación empleadas y fuentes de obtención de evidencia utilizadas

1. Como parte del trabajo de auditoría, se deberá cumplimentar la siguiente tabla sobre las técnicas de comprobación empleadas por el auditor y fuentes de obtención de evidencia utilizadas en la Auditoría:

Código prueba	Técnica de comprobación	Fuente de procedencia	Forma de concreción	Sistemas consultados	Auditorias

Descripción de campos:

Campo	Descripción
Prueba.	Código Identificativo único de la prueba, establecido por el auditor para las auditorias de inversión de un Titular determinado.
Técnica de comprobación.	Técnicas de comprobación utilizadas por el auditor utilizando la terminología utilizada por la NIA-ES 500 en lo que resulte aplicable, así como descripción de otras técnicas que haya utilizado.
Fuente de procedencia.	Evidencia de auditoría internas o externas, es decir, generada internamente por la sociedad o externa a la entidad.
Forma de concreción.	Verbal/escrita/escrita (identificada y firmada por la fuente de la que procede).
Sistemas consultados.	Identificación de los sistemas técnicos, contables y de planificación consultados en la realización de cada prueba.
Auditorías.	Si el procedimiento se hubiera apoyado en el trabajo realizado por otra auditoría (si aplica).

ANEXO E

Resumen del procedimiento de adjudicación del encargo.

1. Como parte del trabajo de auditoría, se deberá cumplimentar la siguiente tabla sobre el procedimiento de adjudicación:

Empresa contratante:		
Forma de contratación.	Nombre del auditor firmante del informe y/o de la sociedad de auditoría.	
	NIF auditor de cuentas o CIF sociedad de auditoría.	
	Indique fecha aaaa-mm-dd (fecha de la firma de la aceptación del encargo).	
Fecha de inicio.	Indique fecha aaaa-mm-dd de inicio de los trabajos.	
Fecha de fin.	Indique fecha aaaa-mm-dd de fin de los trabajos (fecha de emisión del informe de revisión independiente).	
Procedimiento.	Descripción proceso de contratación/adjudicación del encargo de revisión al auditor	
Honorarios.	Honorarios devengados por la realización del encargo	
Recursos empleados.	Nº de horas de auditor firmante del informe	
	Nº de horas de gerente.	
	Nº de horas de colaborador senior (personal con más de 5 años de experiencia en auditoría de cuentas excluidas las horas de gerente y socio).	
	Nº de horas de colaborador junior (personal con menos de 5 años de experiencia en auditoría de cuentas excluidas las horas de gerente y socio).	
	Nombre y apellidos del auditor firmante del informe.	
	DNI del auditor firmante del informe de revisión independiente.	
Experto auditor.	Nombre del experto del auditor.	
	CIF del experto (sociedad) o NIF del experto (persona física).	
	Trabajo realizado por el experto	

ANEXO F

Pruebas específicas del Informe de revisión independiente, o de auditoría, sobre el valor de la inversión

En este anexo se describen las pruebas específicas sobre la información de asignación de coste y su trazabilidad con la información financiera que el auditor debe realizar conforme a lo establecido en el apartado 3 del anexo II de esta Circular. A través de estas pruebas se pretende sostener, entre otras, las siguientes afirmaciones:

Afirmación (AF)	Descripción
Presentación y desglose (P&D).	Examinar que los datos aportados en los cuadros del anexo A cumplan las reglas de localización, desglose y presentación de los costes e ingresos.
Exactitud y valoración (V&E).	Comprobar que las cantidades y los datos relativos a las transacciones y hechos se han declarado adecuadamente, por el importe correcto.
Trazabilidad (T).	Comprobar que los costes e ingresos declarados en los cuadros del Anexo A sean trazables con la contabilidad financiera de la sociedad auditada de los diferentes ejercicios implicados y con sus sistemas internos.
Razonabilidad (R).	Comprobar que los costes localizados sean razonables conforme a las reglas establecidas en el apartado 4.7.1 del Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC.
Asignabilidad (A).	Comprobar que los costes localizados sean asignables conforme a las reglas establecidas en el apartado 4.7.1 del anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC.
Concordancia (C).	Comprobar que los costes localizados sean concordantes conforme a las reglas establecidas en el apartado 4.7.1 del Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC.

En la siguiente tabla se identifica para cada prueba con un código único, la población objeto de revisión, el tipo de revisión a aplicar, unidad de muestreo, comprobaciones a realizar, afirmaciones que se pretende sostener, y por último las técnicas de comprobación que como mínimo debería aplicar el auditor para obtener evidencia entendidas en los términos de la NIA-ES 500 en lo que resulte aplicable, sin que este trabajo suponga en ningún caso una auditoría de cuentas.

En relación con el tipo de revisión, se podrá aplicar un método de revisión diferente al indicado en las tablas cuando a juicio profesional del auditor este método no sea adecuado para la verificación de la población examinada, por sus características, tamaño o porque sea más eficiente aplicar una combinación de dos tipos de revisión (p.e. muestreo de elementos específicos para los ítems de la población de mayor de valor y muestreo estadístico para los restantes ítems).

El informe deberá justificar en el anexo B un tipo de revisión diferente al indicado en las tablas.

En el anexo B, el informe del auditor deberá indicar, para cada una de las pruebas aplicadas, el método de revisión, las características del muestreo aplicado en su caso, los resultados obtenidos y cuando proceda, la justificación de haber aplicado un criterio diferente al establecido en este apartado.

Cuando se realicen pruebas selectivas, la base estadística de cada uno de los importes de las inversiones revisadas debe tener, al menos, un nivel de confianza del 95% al objeto de garantizar que no contiene un error superior al 5 % del importe declarado en cada caso.

Se considerará que se produce un error en un elemento seleccionado cuando se produzca una incorrección material, incumplimiento o una limitación al alcance en cualquiera de las comprobaciones establecidas para cada una de las pruebas.

Código Prueba	Descripción de la prueba		AF	Técnica de comprobación
A-A1.1 A-A1.2	Población	Unidades monetarias del conjunto de partidas declaradas en los cuadros «A.1.1-Costes con desglose por año de desarrollo» y «A.1.2-Costes con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas» del anexo A.		
	Tipo de revisión	Muestreo estadístico (en este caso, se recomienda muestreo por unidad monetaria MUM) o por combinación de muestreo de elementos específicos (significativos y/o excepcionales) y muestreo estadístico.		
	Unidad de muestreo	Unidades monetarias declaradas en cada fila en caso MUM o total Cuadro para otros tipos de muestreo.		
	Comproba-ciones.	Para los costes localizados en las filas seleccionadas se deberán comprobar los siguientes aspectos: 1. Se correspondan con el activo regulado CUAR desarrollado. Indagación e inspección registros y documentación soporte. 2. Se correspondan con la naturaleza del concepto de coste recogido en los cuadros. Para el caso particular de filas correspondientes a partidas recogidas en la Circular 1/2015 de la CNMC se comprobará que sean conformes a los conceptos de costes previstos en el Anexo II de Tablas para el tipo de activo declarado y a las definiciones correspondientes apdo.3 Anexo IV de dicha Circular. Indagación e inspección documentación soporte. En concreto, para el concepto de coste «Materiales y equipos», inspección de la documentación soporte tanto de la compra como de su recepción (factura y/o contrato y albarán de entrada) y comprobar que se corresponden efectivamente con el tipo de material y equipo declarado. Asimismo, para las partidas correspondientes a los conceptos de coste recogidos en el Anexo II Tablas de la Circular 1/2015, se comprobará que no se incluyan estimaciones de costes futuros(por desmantelamiento o retiro, rehabilitación del lugar, por responsabilidades, etc), costes posteriores a la puesta en condiciones de funcionamiento de los activos regulados, importe de piezas de recambio, estimaciones de costes por reparaciones generales o inspecciones periódicas, y que estos últimos costes se hubieran declarado correctamente en las partidas identificadas con (1) en los cuadros A.1.1 y A.1.2 del anexo A. 3. Cuando se trate de costes directos, se correspondan con el CUAR para el que se declaran (conforme definición apdo.3 Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC). 4. En los que proceda, que dichos conceptos de coste se hayan localizado conforme a las reglas de localización del apdo. 4.7.4. anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC. 5. Se encuentren registrados en las cuentas contables. Inspección registros contables. 6. Que el importe de los costes directos coincida con la información que figura en los registros contables y esté debidamente justificado por documentación soporte (ej. facturas de compra, documentos notariales, facturas de trabajos subcontratados a terceros, por servicios recibidos, justificantes de pago de los anticipos a cuenta realizados en el ejercicio, etc.). 7. Que las políticas, criterios, procedimientos y bases de cálculo aplicadas para el cálculo y reparto de los costes indirectos (TREIs) sean adecuadas. 8. En concreto, para el concepto de coste «Gastos financieros activados» (GFA), indagar el cálculo de los intereses financieros activados hasta la puesta en condiciones de funcionamiento de los activos. Cuando correspondan con un coste de desmantelamiento de activos regulados, inspeccionar registros contables y justificantes de pago de los importes satisfechos por dicho concepto de desmantelamiento. 9. Cuando correspondan al tipo de coste CC-48 conforme a las definiciones del apdo.3 Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC, por compras de gas talón, colchón o mínimo de llenado. Inspección documentación soporte de la compra. 10. Cuando correspondan al tipo de coste CC-48 conforme a las definiciones del apdo.3 Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC por compras de activo regulado en curso o al tipo de coste CC-47, no se hubieran localizado en el CUAR (conforme reglas de localización apto. 4.7.4 Anexo IV y apdo. 6.1 Anexo IV). 11. Cuando tengan origen en una operación con parte vinculada, estuviera identificado de manera separada en las columnas específicas del «CUADRO A.1.2-Costes con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas» y que el concepto de coste declarado sea coherente con el tipo de operación realizada. 12. Cuando correspondan a una instalación cedida y financiada total o parcialmente por terceros o cualquier otra cesión de derecho de uso sobre bienes a título gratuito asociada a la instalación, estuvieran identificados en el «Cuadro A.1.3-Ingresos con desglose por año de desarrollo» y en el «Cuadro A.1.4-Ingresos con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas» correspondiente a dicha instalación.	P&D V&E T R A C	Indagación. Inspección registros contables y documentación soporte.
A-A1.1 A-A1.2	Comproba-ciones.	13. Cuando se correspondan con estimaciones de costes futuros, se deberá revisar el soporte documental que sirva de base al registro contable de la provisión. 14. Cuando se correspondan con estimaciones de costes de la inspecciones generales o las grandes reparaciones periódicas del CUAR, se deberán revisar que las políticas, criterios, procedimientos, bases de cálculo y el soporte documental utilizados sean adecuados.	P&D V&E T R A C	Indagación. Inspección registros contables y documentación soporte.

Código Prueba	Descripción de la prueba		AF	Técnica de comprobación
A-A1.3 A-A1.4	Población	Unidades monetarias del conjunto de filas declaradas en los cuadros A«A.1.3-Ingresos con desglose por año de desarrollo» y «A.1.4- Ingresos con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas del Anexo A.		
	Tipo de revisión	Examen 100 %		
	Unidad de muestreo	Unidades monetarias declaradas en cada fila.		
	Comproba-ciones.	Para los importes localizados en cada una de las filas se deberán comprobar los siguientes aspectos: 1. Se correspondan con el activo regulado CUAR desarrollado. Indagación e inspección de registros y documentación soporte. 2. Cuando se correspondan con los tipos de ingresos conforme definiciones apdo.3 Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC, se comprobará que: a) No tengan la consideración de ingresos no localizables, conforme al apdo. 4.7.4 del Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC. b) Se correspondan con la naturaleza del tipo de ingreso declarado c) Se hayan localizado en el CUAR que les corresponda atendiendo a los criterios del apdo. 4.7.2 Anexo IV y a las reglas de localización del apdo. 4.7.4 Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC. 3. Cuando no se correspondan con los tipos de ingresos conforme definiciones apdo.3 Anexo IV de la Circular 1/2015 de la CNMC, se comprobará que se hubieran declarado en los bloques F9-SI1, F9-SI2, F9-SI3 y F9-SI4 de las declaraciones presentadas por la empresa titular de la instalación en cumplimiento de la Circular 1/2015 durante los ejercicios de construcción de la instalación hasta la fecha de emisión del informe de revisión independiente. 4. Se encuentren registrados contablemente. Inspección registros contables. 5. Su valor monetario coincida con la información que figura en los registros contables y en la documentación soporte correspondiente (extractos bancarios, documento de concesión de la subvención de capital, contrato de cesión, etc.). 6. Cuando tengan origen en una operación con parte vinculada, estuviera identificado de manera separada en las columnas específicas del «Cuadro A.1.4-Ingresos con desglose por operaciones realizadas con partes vinculadas y no vinculadas» y que el tipo de ingreso declarado sea coherente con el tipo de operación realizada. 7. Cuando se trate de una subvención, se comprobará que se hubiera identificado de manera individualizada en un documento separado, indicándose quien concede la subvención, el importe subvencionado, así como las condiciones principales y plazos para su percepción. Además, se revisará la documentación soporte justificativa aportada por la empresa junto con dicho documento separado. 8. Cuando haya importes pendientes de recibir de subvenciones de capital, verificar la información declarada a través de la información que figura en sus registros contables y en documentación soporte. 9. Cuando se trate de instalaciones cedidas y/o financiadas total o parcialmente por terceros declaradas. Verificar la información declarada a través de la información que figura en sus registros contables y en documentación soporte.	P&D V&E T	Indagación. Inspección registros contables y documentación soporte
A-A2	Población	Unidades monetarias del conjunto de filas declaradas en el cuadro A-2 Proveedores del Anexo A		
	Tipo de revisión	Examen 100 %		
	Unidad de muestreo	Unidades monetarias declaradas en cada fila		
	Comproba-ciones.	Se deberán realizar las siguientes comprobaciones de carácter general: 1. Que el 100% del total de los costes externos activados procedentes de operaciones con partes vinculadas, asociadas al desarrollo de la instalación, se hubiera desglosado por partes vinculadas identificadas con su propio código de proveedor (coincidente con el asignado por la empresa en las declaraciones presentadas en cumplimiento de la Circular 1/2015, SICORE). 2. Que el 75 % del total de los costes externos activados procedentes de operaciones con terceros que no sean partes vinculadas, asociadas al desarrollo de la instalación, se hubiera desglosado por proveedor identificado con su propio código (coincidente con el asignado por la empresa en las declaraciones presentadas en cumplimiento de la Circular 1/2015, SICORE). Se comprobará que los costes externos activados con partes vinculadas y no vinculadas se obtienen de la Columna de «Total Costes Externos Activados» del «Cuadro A.1-Costes con desglose por año de desarrollo», excluyendo del total el importe de las partidas identificadas con (1) y los Gastos financieros activados (GFA). 3. Para los importes localizados en cada una de las filas (código proveedor), se realizarán las siguientes comprobaciones: a) Se comprobará que los importes declarados para cada proveedor/parte vinculada coincidan con los registros contables. b) Mediante el examen de las facturas y contratos que dan soporte a los importes declarados para cada proveedor/parte vinculada, se comprobará que los importes coinciden y que el concepto de la factura/contrato se corresponde con el desarrollo de la instalación. c) Mediante el examen de los contratos entre partes vinculadas u otra documentación soporte, se comprobará que los importes declarados como márgenes intragrupo se corresponden con el estipulado en el contrato u otra documentación soporte. d) Se comprobarán las provisiones por el importe de las facturas pendientes de recibir incluidas en el cuadro A-2 Proveedores, así como el importe del margen intragrupo incluido en la provisión.	P&D V&E T	Indagación. Inspección registros contables y documentación soporte

§ 47

Circular 6/2021, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los incentivos del gestor técnico del sistema gasista y la afección a su retribución

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 159, de 5 de julio de 2021
Última modificación: 23 de mayo de 2025
Referencia: BOE-A-2021-11079

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, establece en su artículo 7.1.i) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología para el cálculo de la retribución del gestor técnico del sistema gasista, en función de los servicios que efectivamente preste. Dicha retribución podrá incorporar incentivos, que podrán tener signos positivos o negativos, a la reducción de costes del sistema gasista derivados de la operación del mismo u otros objetivos. Asimismo, el apartado 7 del artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, añadido por el Real Decreto-ley 1/2019, también establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá la metodología de la retribución de la gestión técnica del sistema.

El artículo 64 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, de conformidad con lo establecido a su vez en el artículo 58.b), establece que el gestor técnico del sistema será responsable de la operación y de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, y garantizará la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución, listando el detalle de sus funciones. Dichas funciones deberán ser ejercidas en coordinación con los distintos sujetos que operan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia, y serán adecuadamente retribuidas conforme a lo dispuesto en el capítulo VII de dicha Ley.

En este sentido, ha de mencionarse también la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, que atribuye al gestor técnico del sistema nuevas funciones en relación con la asignación y contratación de la capacidad de las infraestructuras gasistas y la gestión del modelo de tanque virtual de las plantas de regasificación.

Por otro lado, el artículo 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece que en la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

A los anteriores efectos, fue aprobada la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema. Esta Circular, en su artículo 3, estructura la retribución del gestor técnico del sistema en varios componentes, uno de los cuales se denomina «retribución por incentivos». La retribución por incentivos del gestor técnico del sistema se define en el artículo 10, obligando a su desarrollo mediante circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. También, en el citado artículo 10, se exige el desarrollo de indicadores de eficiencia relativos a la operación, gestión técnica del sistema y coordinación entre las distintas infraestructuras, a la continuidad y seguridad del suministro, al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y el óptimo uso de las mismas y a la gestión del balance de gas.

Asimismo, la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, en su artículo 18.1, determina la obligación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de aprobar un régimen de incentivos respecto a las obligaciones del gestor técnico del sistema en relación con el balance en el sistema gasista. Este régimen de incentivos ha de basarse en su desempeño y en las herramientas que tenga a su disposición, teniendo en cuenta, entre otros, el cumplimiento de sus obligaciones en relación con el balance, el impacto de sus decisiones sobre los costes del sistema y la valoración de los usuarios. El régimen de incentivos estará sujeto a revisión periódica de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En cumplimiento del principio de transparencia, las resoluciones que se dicten por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en desarrollo de esta circular serán publicadas en los términos establecidos en los artículos 7.1 y 37.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habiéndose dotado al procedimiento de la máxima publicidad y transparencia.

La circular se adecua a los principios de buena regulación establecidos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Estos principios son los de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia.

En particular, en cuanto a los principios de necesidad y eficiencia, esta circular está justificada por una razón de interés general, se basa en una identificación clara de los fines perseguidos y es el instrumento más adecuado para garantizar su consecución.

La circular es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. Asimismo, se ajusta al principio de seguridad jurídica, materializando el mandato del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

Por último, con respecto al principio de eficiencia, las medidas regulatorias consideran la información disponible en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y las funciones de supervisión asignadas a esta Comisión, de modo que no implican nuevas funciones. Con respecto a la retribución, únicamente se consideran los costes necesarios para realizar la actividad, considerando una retribución correspondiente a una actividad de bajo riesgo, realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, y con criterios de eficiencia económica.

Por todo lo anterior, conforme a las funciones asignadas por el artículo 7.1.i) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TED/627/2020, de 3 de julio, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 30 de junio de 2021, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta circular tiene por objeto desarrollar la retribución por incentivos que podrá percibir el gestor técnico del sistema de acuerdo con el artículo 10 de la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista, para lo que se definen los indicadores para la medición del grado de eficiencia del gestor técnico del sistema en el desempeño de sus funciones.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular será de aplicación al gestor técnico del sistema.

Artículo 3. *Definiciones.*

Con carácter adicional a las definiciones contenidas en la normativa vigente y, en particular, en la Circular 8/2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 12 de diciembre, por la que se define la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, y en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, serán de aplicación las siguientes definiciones a los efectos de la presente circular:

a) Demanda convencional: Total de demanda de gas natural consumida en un plazo determinado descontando la demanda de gas natural consumida en centrales de generación eléctrica (cogeneraciones no incluidas) en ese mismo plazo.

b) Gas de operación: Gas natural necesario para el funcionamiento de los equipos e instalaciones del sistema gasista, conforme a lo definido en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

c) Usuario activo: Usuario que, durante el año de gas n, participa en algún proceso de asignación de capacidad o tiene algún contrato de acceso en vigor en alguna de las instalaciones del sistema gasista y/o cartera de balance habilitada y en vigor en alguna de las áreas de balance del sistema. Además, deberá haber realizado nominaciones de su capacidad contratada al menos en cinco días del año de gas n y/o comunicado al gestor técnico del sistema notificaciones de operaciones de compraventa de gas en cinco días en el año de gas n.

d) Encuesta válida: Encuesta de satisfacción remitida al gestor técnico del sistema dentro del plazo establecido, por un agente del sistema gasista identificable de forma unívoca, en el que se han cumplimentado al menos la mitad de las preguntas de cada bloque de la encuesta que le corresponden en función de la actividad que desarrolla dentro del sector gasista.

e) Banda de indiferencia: Nivel de existencias de gas natural en la red de transporte conforme a lo definido en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

CAPÍTULO II

Cálculo de indicadores de eficiencia e impacto en la retribución anual del gestor técnico del sistema

Artículo 4. *Retribución por incentivos.*

1. La retribución por incentivos (RxInc_n^{GTS}) (será el resultado de multiplicar la base de retribución del gestor técnico del sistema del año natural n (BRet_n^{GTS}) por el factor de eficiencia calculado para el año de gas n+1 (F_{n+1}^{GTS}) (de octubre del año n a septiembre del año n+1).

$$\mathrm{RxInc}_n^{GTS} = \mathrm{F}_{n+1}^{GTS} * \mathrm{BRet}_n^{GTS}$$

2. El factor de eficiencia del gestor técnico del sistema para el año n) (F_n^{GTS}) será un porcentaje comprendido entre los valores del límite inferior (LI) y del límite superior (LS) que se definan para cada periodo regulatorio conforme a lo establecido en la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de gestor técnico del sistema. Se calculará a partir de la media ponderada de los indicadores definidos en los artículos siguientes de la presente circular aplicando la siguiente fórmula:

$$F_n^{GTS} = LI + \left(\sum_{j=1}^{m} \alpha_j x \ I_j \right) x \ (LS - LI)$$

Siendo:

a) *αj* el peso asignado a cada uno de los indicadores calculados para medir el desempeño del gestor técnico del sistema en el año de gas *n.*

b) *Ij* cada uno de los m indicadores definidos en la presente circular para el cálculo del factor de eficiencia en el año de gas *n.*

c) *LI* es el límite inferior del término de retribución por incentivos, expresado en porcentaje negativo, según lo establecido en la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

d) *LS* es el límite superior del término de retribución por incentivos, expresado en porcentaje positivo, según lo establecido en la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. Cada uno de los indicadores de eficiencia (*Ij*) podrá tomar un valor comprendido entre 0 y 1, siendo el valor 1 cuando el desempeño del gestor técnico del sistema sea del 100 % y 0 en caso de que su desempeño sea del 0 %.

4. La suma de los pesos de los indicadores (*αj*) será igual a la unidad. El valor de los pesos *α*j podrá ser revisado mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. Si conforme con los estándares definidos, el desempeño del gestor técnico del sistema es del 100 %, el factor de eficiencia será igual al límite superior definido para cada periodo regulatorio (*LS*) y el gestor técnico del sistema verá incrementada su retribución reconocida en dicho porcentaje. Si conforme a los estándares de eficiencia definidos, el desempeño del gestor técnico del sistema es del 0 %, el factor de eficiencia será igual al límite inferior definido para cada periodo regulatorio (*LI*) y verá disminuida su retribución en dicho porcentaje.

Artículo 5. *Indicador de desempeño en relación con los conflictos de acceso y de gestión económica y técnica del sistema gasista (I1).*

1. Este indicador evalúa la eficiencia en la actuación del gestor técnico del sistema en relación con la gestión técnica y económica del sistema, el acceso de terceros a las instalaciones del sistema gasista y su uso óptimo, las instrucciones de operación y gestión impartidas y la aplicación de los mecanismos de gestión de congestiones, a través del número de conflictos que, habiendo sido interpuestos por los agentes con posterioridad a la entrada en vigor de la circular, se hayan resuelto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en contra del gestor técnico del sistema en un año de gas n.

2. El indicador *I1* se calculará en función del número de conflictos de acceso y de gestión económica y técnica que, habiendo sido interpuestos por los agentes con posterioridad a la fecha de entrada en vigor de la circular, se hayan resuelto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en contra del gestor técnico del sistema. Para su determinación, se contabilizarán los conflictos resueltos en el año de gas *n*. A este respecto, los conflictos interpuestos por agentes del sistema distintos pero referidos a la misma actuación del gestor técnico del sistema contabilizarán como un único conflicto.

3. Si el número de conflictos de acceso y de gestión económica y técnica del sistema interpuestos contra el gestor técnico del sistema que se han resuelto en su contra en el año de gas *n* es inferior o igual a 2, se considerará que el desempeño del gestor técnico del sistema ha sido el 100 % y el indicador tomará el valor 1. Por el contrario, si el número de conflictos resueltos en el año de gas *n* contra el gestor técnico del sistema es igual o superior a 7, se considerará que el desempeño del gestor técnico del sistema ha sido el 0 % y el indicador tomará el valor 0.

4. Cuando el número de conflictos esté comprendido entre 2 y 7 el valor del indicador I1 se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$I_1 = \frac{7 - n_1}{5}$$

siendo *n1* la suma del número de conflictos de acceso y de gestión económica y técnica interpuestos por los agentes del sistema contra el gestor técnico del sistema y que han sido resueltos en su contra en el año de gas *n*.

Artículo 6. *Indicador de desempeño en relación con los sistemas informáticos y la comunicación y publicación de información (I2).*

1. Este indicador evalúa el grado de eficiencia de la actuación del gestor técnico del sistema en relación con el mantenimiento de los sistemas informáticos necesarios, y la comunicación y publicación de información relativa al acceso y contratación de capacidad en las instalaciones, sus afecciones y al balance de los usuarios y del sistema.

2. El indicador *I*2 se calcula en función del número de días del año de gas n en el que se produce alguna incidencia en relación con las funciones del gestor técnico del sistema respecto a la comunicación y publicación de información.

3. Si el número de días del año de gas n en los que se produce una incidencia en los sistemas informáticos o en relación con la comunicación y publicación de información de las enumeradas en el apartado 4 de este artículo es igual o superior a 18, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido el 0 % y el indicador tomará el valor 0. Por el contrario, si el número de días es igual a 0, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido el 100 % y el indicador tomará el valor 1.

4. Cuando el número de días del año de gas n esté comprendido entre 0 y 18 el valor del indicador I2 se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$I_2 = 1 - \frac{n_2}{18}$$

siendo n2 el número de días del año de gas n en el que ocurre una o más de las siguientes circunstancias:

a) Se produce una indisponibilidad no planificada del sistema logístico de acceso de terceros a la red, SL-ATR, que afecte a todo o parte del sistema, de duración superior a 1 h., o más de una indisponibilidad no planificada de dicho sistema en el mismo día de duración inferior a 1 h.

b) Se produce una afección no planificada en una instalación del sistema gasista que afecta a los compromisos de funcionamiento adquiridos con respecto a los usuarios, sobre la que no se publica una nota de operación en el sistema logístico de acceso de terceros a la red, SL-ATR, en un plazo de 1 h desde que sucede dicha afección.

c) No está disponible en el sistema logístico de acceso de terceros a la red, SL-ATR, la información necesaria para la contratación de la capacidad de las instalaciones del sistema gasista, en plazos requeridos en el apartado sexto de la Resolución de 3 de abril de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista.

d) No está disponible la información relativa a la demanda de gas y al balance de cada usuario en las distintas áreas de balance en los tiempos requeridos en el artículo 22 de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, y en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

e) No está disponible la información relativa a la gestión del balance y sobre las actuaciones de balance del gestor técnico del sistema en las distintas áreas de balance en los tiempos requeridos en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Artículo 7. *Indicador de desempeño en relación con la optimización de la operación del sistema gasista (I3).*

1. Este indicador evalúa la actuación eficiente del gestor técnico del sistema en la impartición de instrucciones de operación y utilización de las infraestructuras, a través de la medición de la variación de la cantidad de gas de operación consumido en la red de transporte en el año de gas n en relación con la demanda.

2. El indicador I3 se calculará en función de la variación de la relación entre el gas de operación consumido por las estaciones de compresión de la red de transporte y la demanda total transportada por gasoducto en el año de gas n con respecto a años de gas anteriores.

3. Si la variación del cociente entre el gas de operación consumido por las estaciones de compresión de la red de transporte y la demanda total real transportada por gasoducto del año de gas n, es inferior o igual en un -5 % a la media del cociente en los años de gas n-1, n-2 y n-3, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido el 100 % y el indicador tomará el valor 1. Por el contrario, si el gas de operación dividido por la demanda total real del año *n* es igual o superior en un +5 % a la media del cociente en los tres años anteriores, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido el 0 % y el indicador tomará el valor 0.

4. Cuando la variación del cociente gas de operación dividido entre demanda total real transportada por gasoducto del año n aumente o disminuya menos de un ±5 % en relación con la media del cociente en los tres años anteriores, el indicador I_3 se calculará según la siguiente fórmula:

$$I_3 = 0{,}5 - 10\, n_3$$

siendo n_3 la desviación en tanto por uno del cociente de gas de operación (G_n) entre demanda total real transportada por gasoducto (D_n) del año de gas n con respecto a la

media aritmética del cociente del gas de operación entre la demanda total real transportada por gasoducto en los tres años de gas anteriores (n-1, n-2 y n-3).

Téngase en cuenta que esta actualización de los apartados 3 y 4, establecida por el art. único.1 de la Circular 3/2025, de 16 de mayo. Ref. BOE-A-2025-10207, entra en vigor el 1 de octubre de 2025, según establece su disposición final única.

Redacción anterior:

"3. Si el cociente entre el gas de operación consumido por las estaciones de compresión de la red de transporte y la demanda total real del año de gas n, es inferior o igual en un –5 % a la media del cociente en los años 2017, 2018 y 2019, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido el 100 % y el indicador tomará el valor 1. Por el contrario, si el gas de operación dividido por la demanda total real del año n es igual o superior en un +5 % a la media del cociente en los tres años anteriores, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido el 0 % y el indicador tomará el valor 0.

4. Cuando la variación del cociente gas de operación dividido entre demanda total real del año n aumente o disminuya menos de un ± 5 % en relación con la media del cociente en los tres años anteriores, el indicador I_3 se calculará según la siguiente fórmula:

$$I_3 = 0{,}5\text{-}10\ n_3$$

siendo n3 la desviación en tanto por uno del cociente de gas de operación (Gn) entre demanda total real (Dn) del año de gas n con respecto a la media aritmética del cociente del gas de operación entre la demanda total de los años 2017, 2018 y 2019.

Artículo 8. *Indicador de desempeño en relación con la continuidad y seguridad del suministro (I4).*

1. Este indicador evalúa la eficiencia en la actuación del gestor técnico del sistema en relación con la continuidad y seguridad del suministro, a través de la diferencia entre la demanda convencional estimada y la real.

2. El indicador *I*4 constará de dos términos, *I*4,1 e *I*4,2. El primer término, *I*4,1, se calculará en función de la desviación en valor absoluto de la previsión de demanda convencional diaria realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda convencional diaria real en el año de gas *n*. El segundo término *I*4,2, se calculará en función de la desviación en valor absoluto de la previsión de la demanda convencional anual realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda convencional anual real en el año de gas *n*.

3. Para la determinación del indicador *I*4,1 se tendrá en cuenta la demanda convencional estimada para el día de gas publicada por el gestor técnico del sistema en el sistema logístico de acceso de terceros a la red antes de las 10:00 horas del día anterior al día de gas. A este respecto, previa comunicación por parte del gestor técnico del sistema, la información relativa a aquellos días en los que se produzcan situaciones excepcionales debidamente acreditadas será excluida del cálculo del indicador.

4. Si la media del año de gas n de la desviación en valor absoluto de la previsión de demanda convencional diaria realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda real, descontando para el cálculo de dicha media los 18 días del año con mayor desviación en valor absoluto entre la demanda prevista y la real, es inferior o igual al 0,3 %, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido del 100 % y el indicador $I_{4,1}$ tomará el valor 1. Por el contrario, si es igual o superior al 5 %, el desempeño del gestor técnico del sistema será del 0 % y el indicador $I_{4,1}$ tomará el valor 0.

5. Cuando la desviación en valor absoluto de la previsión de demanda convencional diaria realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda convencional

diaria real esté comprendida entre el 0,3 % y el 5 %, el indicador $I_{4,1}$ se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$I_{4,1} = \frac{0{,}05 - n_{4,1}}{0{,}047}$$

donde $n_{4,1}$ es la media en tanto por uno de la suma de las desviaciones en valor absoluto de la previsión de la demanda convencional diaria realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda, calculado para cada día de gas i de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$n_{4,1} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \left| \frac{DR_i - DP_i}{DP_i} \right|}{N^{\underline{o}}\ días}$$

Siendo:

a) DPi la previsión de la demanda convencional diaria correspondiente al día i.
b) DRi la demanda convencional diaria real correspondiente al día i.
c) N.º días el número de días de gas del año de gas n descontando 18 días.

6. Para la determinación del indicador I4,2 se tendrá en cuenta la demanda anual convencional estimada para el año de gas n empleada por el gestor técnico del sistema para calcular la capacidad a ofertar en el proceso de asignación de periodicidad anual desarrollado en el año de gas *n*–1. A este respecto, previa comunicación por parte del gestor técnico del sistema, en los años en los que se produzcan situaciones excepcionales debidamente acreditadas, el indicador *I*4,2 será excluido del cálculo del indicador *I*4.

7. Si la desviación en valor absoluto de la previsión de demanda convencional anual realizada por el gestor técnico del sistema para el año de gas *n* con respecto a la demanda real es inferior o igual al 1 %, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido del 100 % y el indicador $I_{4,2}$ tomará el valor 1. Por el contrario, si la desviación en valor absoluto de la previsión con respecto a la demanda real es superior al 7 %, el desempeño del gestor técnico del sistema será del 0 % y el indicador $I_{4,2}$ tomará el valor 0.

8. Cuando la desviación en valor absoluto y en tanto de la previsión de demanda convencional anual para el año de gas *n* realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda real de ese año esté comprendida entre el 1 % y el 7 %, el indicador $I_{4,2}$ se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$I_{4,2} = \frac{0{,}07 - n_{4,2}}{0{,}06}$$

donde $n_{4,2}$ es la desviación en valor absoluto y en tanto por uno de la estimación de la demanda convencional anual (DAP) realizada por el gestor técnico del sistema para el año de gas *n* respecto a la demanda convencional anual real (DA), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$n_{4,2} = \left| \frac{DA - DAP}{DAP} \right|$$

9. Finalmente, el indicador I4 se calculará como:

$$I_4 = 0{,}8 \text{ x } I_{4,1} + 0{,}2 \text{ x } I_{4,2}$$

Si, como consecuencia de la aplicación del apartado 6 de este artículo, el indicador I4,2 se excluyese del cálculo, el indicador *I*4, será igual a *I*4,1.

Téngase en cuenta que esta actualización de los apartados 4, 5, 7 y 8, establecida por el art. único.2 de la Circular 3/2025, de 16 de mayo, Ref. BOE-A-2025-10207, entra en vigor el 1 de octubre de 2025, según establece su disposición final única.

Redacción anterior:

"4. Si la media del año de gas n de la desviación en valor absoluto de la previsión de demanda convencional diaria realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda real es inferior o igual al 0,3 %, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido del 100 % y el indicador *I*4,1 tomará el valor 1. Por el contrario, si la media de la desviación en valor absoluto de la previsión con respecto a la demanda real es igual o superior al 5 %, el desempeño del gestor técnico del sistema será del 0 % y el indicador *I*4,1 tomará el valor 0."

"5. Cuando la desviación en valor absoluto de la previsión de demanda convencional diaria realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda convencional diaria real esté comprendida entre el 0,3 % y el 5 %, el indicador *I*4,1 se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$I_{4,1} = \frac{0{,}05 - n_{4,1}}{0{,}047}$$

donde n4,1 es la media en tanto por uno de la suma de las desviaciones en valor absoluto de la previsión de la demanda convencional diaria realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda, calculado para cada día de gas i de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$n_{4,1} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \left| \frac{DR_i - DP_i}{DP_i} \right|}{\text{Nº días}}$$

Siendo:

a) DPi la previsión de la demanda convencional diaria correspondiente al día i.
b) DRi la demanda convencional diaria real correspondiente al día i.
c) N.º días el número de días de gas del año de gas n."

"7. Si la desviación en valor absoluto de la previsión de demanda convencional anual realizada por el gestor técnico del sistema para el año de gas n con respecto a la demanda real es inferior o igual al 1 %, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido del 100 % y el indicador *I*4,2 tomará el valor 1. Por el contrario, si la desviación en valor absoluto de la previsión con respecto a la demanda real es superior al 5 %, el desempeño del gestor técnico del sistema será del 0 % y el indicador $I_{4,2}$ tomará el valor 0."

"8. Cuando la desviación en valor absoluto y en tanto de la previsión de demanda convencional anual para el año n realizada por el gestor técnico del sistema con respecto a la demanda real de ese año esté comprendida entre el 1 % y el 5 %, el indicador *I*4,2 se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$I_{4,2} = \frac{0{,}05 - n_{4,2}}{0{,}04}$$

donde n4,2 es la desviación en valor absoluto y en tanto por uno de la estimación de la demanda convencional anual (DAP) realizada por el gestor técnico del sistema para el año de gas n respecto a la demanda convencional anual real (DA), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$n_{4,2} = \left|\frac{DA - DAP}{DAP}\right|$$

"

Artículo 9. *Indicador de desempeño en relación con la calidad de la asistencia a los agentes del sistema (I5).*

1. Este indicador evalúa la eficiencia en la actuación del gestor técnico del sistema en relación con la asistencia prestada a los agentes del mismo y la calidad de la información comunicada, a través de la información y valoración aportada por dichos agentes mediante una encuesta.

2. El indicador I5 constará de tres términos, I5,1, I5,2 e I5,3. El primer término, I5,1, se calculará en función de la información y valoración con la atención prestada por el gestor técnico del sistema respecto al acceso de terceros del sistema. El segundo término, I5,2, se calculará en función de la información y valoración con la atención prestada por el gestor técnico del sistema respecto al balance de los usuarios y al balance del sistema. El tercer término, I5,3, se calculará en función de la información y valoración con la atención prestada por el gestor técnico del sistema respecto la operación del sistema.

3. En el mes de septiembre de cada año, el gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una propuesta de encuesta. La encuesta se organizará en tres bloques; el primero dedicado al acceso, que se empleará para el cálculo del indicador I5,1, el segundo al balance, que se empleará para el cálculo del indicador I5,2, y el tercero a la operación del sistema, que se empleará para el cálculo del indicador I5,3. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará propuestas de mejora de la encuesta en el informe de supervisión de las actuaciones del gestor técnico del sistema elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia al que hace referencia el artículo 11 de esta circular. Asimismo, el gestor técnico del sistema, a más tardar el 15 de octubre de cada año, remitirá a los operadores de instalaciones de gas y a los usuarios activos en el sistema conforme a lo establecido en el artículo 3 de esta circular la encuesta en relación con el año de gas n, proporcionando a los mismos el plazo de al menos 1 mes para su cumplimentación.

4. Sólo se tendrán en cuenta para el cálculo del indicador aquellas encuestas cumplimentadas de manera válida según lo establecido en el artículo 3 de esta circular. En el caso de que menos del 30 % de los agentes a los que se remita la encuesta la rellenen de forma válida, el indicador no computará para el cálculo de la retribución por incentivos del gestor técnico del sistema del año de gas evaluado.

5. Cada uno de los bloques de la encuesta se calificará con una nota comprendida entre 0 y 1, no contabilizándose aquellas preguntas que, en función de la actividad que desarrolla el agente en el sistema gasista, no le son de aplicación y, por tanto, no puede responder.

6. Los indicadores $I_{5,1}$, $I_{5,2}$ e $I_{5,3}$ se calculará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$I_{5,i} = \frac{\sum_1^m ve_i}{m}$$

Siendo:

a) i el bloque de la encuesta que se está valorando (1 para el acceso, 2 para el balance y 3 para la operación del sistema).

b) m el número de encuesta válidas según el artículo 3 de esta circular recibidas.

c) vei la calificación del bloque i de una encuesta válida (entre 0 y 1).

7. Finalmente, el indicador I5 se calculará como la suma de un tercio de la valoración obtenida en cada bloque (I5,i) de la encuesta.

Artículo 10. *Indicador de desempeño en relación con la gestión del balance del sistema (I6).*

1. Este indicador evalúa la eficiencia en la actuación del gestor técnico del sistema en relación con el balance operativo de las distintas áreas de balance en el sistema gasista español, esto es, el punto virtual de balance de la red de transporte por gasoducto (PVB), el tanque virtual de balance de las plantas de regasificación (TVB) y el almacenamiento virtual de balance de los almacenamientos subterráneos (AVB).

2. El indicador I6 constará de dos términos, I6,1 e I6,2. El primer término, I6,1, se calculará en función de las ocasiones en que, en el año de gas n, el gestor técnico del sistema debió acudir al Mercado Organizado de gas por estar en riesgo la operación normal de la red de transporte y efectivamente lo hizo, conforme a lo dispuesto en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, o si a pesar de su actuación en el Mercado Organizado de gas, al final del día de gas el nivel de gas en la red de transporte se situó fuera de la banda de indiferencia. El segundo término I6,2, se calculará en función de las veces que el gestor técnico del sistema, en el año de gas n, debió acudir al Mercado Organizado para gestionar los desbalances de los usuarios en AVB y/o TVB y lo hizo en un plazo máximo de cinco días de gas desde el día de gas en que se produjeron los desbalances a gestionar.

3. En el caso del indicador I6,1, si el gestor técnico del sistema acudió al Mercado Organizado de gas a adquirir productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas menos del 80 % de las veces en las que debería haberlo hecho durante el año de gas n, o si a pesar de su actuación, al final del día de gas el nivel de gas en la red de transporte se situó fuera de la banda de indiferencia, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido del 0 % y el indicador I6,1 tomará el valor 0. Por el contrario, en el caso de que el gestor técnico del sistema acuda al Mercado Organizado de gas el 100 % de las veces en las que debió haberlo hecho y, además, al final del día de gas el nivel de gas en la red de transporte se situó dentro de la banda de indiferencia, el desempeño del gestor técnico del sistema habrá sido del 100 % y el indicador I6,1 tomará el valor 1.

4. Cuando el gestor técnico del sistema, durante el año de gas n, haya acudido al Mercado Organizado de gas a adquirir productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas entre el 80 % y el 100 % de las veces en las que debía hacerlo, y al final del día de gas el nivel de gas en la red de transporte se situó dentro de la banda de indiferencia, el indicador I6,1 se calculará en base a la siguiente fórmula:

$$I_{6,1} = (10 \text{ x } n_{6,1} - 8)/2$$

donde n6,1 es la proporción, en tanto por uno, del número de días de gas del año de gas n en que el gestor técnico del sistema debió acudir al mercado organizado, conforme a lo dispuesto en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los

autoconsumos, para adquirir productos normalizados con transferencia de título de propiedad de gas y al final del día de gas el nivel de gas en la red de transporte se situó dentro de la banda de indiferencia, con respecto al número de días de gas que el gestor técnico del sistema debió acudir al mercado organizado y no lo hizo o, si lo hizo, al final del día de gas el nivel de gas en la red de transporte se situó fuera de la banda de indiferencia. Así, n6,1 será calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$n_{6,1} = \frac{DBI}{DBI+DNMO+ DNBI}$$

Siendo:

a) DBI el número de días de gas del año n en los que el gestor técnico del sistema debió acudir al mercado organizado y lo hizo y, al final del día de gas, el nivel de existencias de la red de transporte se situó dentro de la banda de indiferencia.

b) DNMO el número de días de gas del año n en los que el gestor técnico del sistema debió acudir al mercado organizado y no lo hizo.

c) DNBI el número de días de gas del año n en los que el gestor técnico del sistema debió acudir al mercado organizado y lo hizo pero, al final del día de gas, el nivel de existencias de la red de transporte se situó fuera de la banda de indiferencia.

5. El indicador I6,2 se calculará en función del tiempo que tarde el gestor técnico del sistema en gestionar en el Mercado Organizado los desbalances de los usuarios en TVB y AVB cuando sea necesario, teniendo en cuenta que, para ello, la cantidad neta de desbalance tiene que ser igual o superior a la cantidad mínima negociable en el Mercado Organizado. Si, para todos los días de gas del año de gas n en que se producen desbalances en TVB y AVB que deben gestionarse en el Mercado Organizado, el gestor técnico del sistema tarda más de cinco días de gas con respecto al día de gas a que se refiere el desbalance, se considerará que el desempeño del gestor técnico del sistema ha sido el 0 % y el indicador tomará el valor 0. Por el contrario, si para todos los días de gas n en que se producen desbalances en TVB y AVB que deben gestionarse en el Mercado Organizado, el gestor técnico del sistema tarda menos o igual a cinco días de gas con respecto al día de gas a que se refiere el desbalance, se considerará que el desempeño del gestor técnico del sistema ha sido el 100 % y el indicador tomará el valor 1:

$$I_{6,2}=1- \frac{Dc}{Dt}$$

Siendo:

a) Dc el número de días de gas del año n en los que ocurrieron desbalances de los usuarios en TVB y AVB que obligaron al gestor técnico del sistema a acudir al Mercado Organizado para gestionarlos y este no lo hizo en un plazo inferior o igual a cinco días de gas desde el día de gas al que se refieren los desbalances.

b) Dt el número total de días de gas del año n en los que ocurrieron desbalances de los usuarios en TVB y AVB que obligaron al gestor técnico del sistema a acudir al Mercado Organizado para gestionarlos.

6. Finalmente, el indicador I6 se calculará como:

$$I_6=0,8 \text{ x } I_{6,1}+0,2 \text{ x } I_{6,2}$$

Artículo 11. *Indicador de desempeño de las funciones del gestor técnico del sistema valorado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (I7).*

1. Este indicador evalúa la eficiencia en la actuación global del gestor técnico del sistema en relación con el conjunto de las funciones atribuidas al mismo y, en particular, con las nuevas funciones asignadas en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 12 de diciembre, por la que se define la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, y en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, a través del informe de supervisión anual del gestor técnico del sistema a elaborar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Anualmente, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborará un informe de supervisión de las actuaciones del gestor técnico del sistema en el año de gas n anterior, en relación con:

a) Los procedimientos de asignación de capacidad en las instalaciones del sistema gasista, revisando, entre otros, el cálculo de la capacidad ofertada y los escalones de precio en dichos procedimientos, el desarrollo de los mismos y la comunicación de los resultados.

b) La aplicación de los mecanismos de flexibilidad en los servicios y productos de capacidad contratados por los usuarios regulados en los artículos 32 y 33 de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

c) La aplicación de los mecanismos vigentes de antiacaparamiento y gestión de congestiones que puedan comprometer la operación normal del sistema.

d) El diseño y aplicación de procedimientos para el seguimiento y prevención de comportamientos inadecuados de los agentes en cuanto al acceso y el balance, así como para minimizar el impacto de dichos comportamientos inadecuados.

e) El desarrollo de eventos y documentación, así como la publicación de los mismos y de información, que sirva de apoyo a los agentes y, en especial, a los nuevos usuarios del sistema gasista.

f) La realización de estudios para el fomento de la sostenibilidad del sistema gasista, incorporación del hidrógeno y otros gases renovables y bajos en carbono, así como las acciones para la valoración y reducción de la huella de carbono en el desarrollo de sus funciones.

3. En función del desempeño del gestor técnico del sistema sobre las tareas descritas en el apartado 2 de este artículo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia asignará un valor al indicador I7, que oscilará entre 0, cuando el desempeño del gestor técnico del sistema haya sido el 0 %, y 1, cuando el desempeño del gestor técnico del sistema haya sido el 100 %.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia valorará del 0 al 1 el desempeño del gestor técnico del sistema respecto a cada uno de los aspectos enumerados en el apartado 2 de este artículo. El indicador I7 se calculará como:

$$I_7 = 0{,}3 \text{ x } v_a + 0{,}1 \text{ x } v_b + 0{,}2 \text{ x } v_c + 0{,}2 \text{ x } v_d + 0{,}1 \text{ x } v_e + 0{,}1 \text{ x } v_f$$

donde va, vb, …, vf corresponde a la puntuación asignada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a cada uno de los aspectos supervisados conforme al apartado 2 de este artículo.

5. Para el desarrollo de su informe, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá solicitar información adicional al gestor técnico del sistema, al operador del mercado organizado, al gestor de garantías y a cualquier otro agente del sistema gasista.

CAPITULO III

Valoración del desempeño de gestor técnico del sistema en el año de gas n

Artículo 12. *Aplicación de los indicadores de eficiencia.*

1. Los indicadores definidos en el capítulo II de la presente circular se calcularán anualmente, tomando los datos de la actuación del gestor técnico del sistema en el año de gas n, esto es, desde el 1 de octubre del año natural *n*–1 al 30 de septiembre del año natural *n*.

2. En el caso de que en el año de gas para el que se calculan los incentivos del gestor técnico del sistema se produzcan situaciones sobrevenidas excepcionales ajenas a su actuación que alteren de manera significativa los valores que toman las variables utilizadas para el cálculo de uno o varios indicadores, el gestor técnico del sistema podrá solicitar que dichos indicadores tomen un valor igual a 0,5, de manera que la retribución por incentivos del gestor técnico del sistema no se vea afectada ni positiva ni negativamente por los indicadores de que se trate. En estos casos, el gestor técnico del sistema proporcionará en su informe el valor de dichos indicadores y justificará debidamente los motivos de su solicitud. Si la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia considera justificada la solicitud, los indicadores afectados tomarán un valor igual a 0,5, de manera que la retribución por incentivos del gestor técnico del sistema no se vea afectada ni positiva ni negativamente por estos indicadores.

3. Antes del 1 de enero del año n+1, el gestor técnico del sistema remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe con el cálculo del valor de los indicadores de desempeño *I*1 a *I*6 correspondientes al año de gas n, incluyendo toda la información necesaria para su comprobación, así como el cálculo del impacto económico de estos en la retribución del gestor técnico del sistema. En cuanto al indicador *I*5, además de un análisis de los resultados de las encuestas, se adjuntarán en un anexo todas las respuestas remitidas por los usuarios. Adicionalmente, el informe incluirá toda la información necesaria para la valoración del indicador *I*7.

4. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia podrá requerir información adicional al gestor técnico del sistema, o a cualquier otro agente del mismo.

5. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará mediante resolución el incremento o disminución de la retribución del gestor técnico del sistema correspondiente a la retribución por incentivos del año de gas n, que será considerado en la retribución del gestor técnico del sistema conforme a lo dispuesto en el artículo 13.2 de la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema.

6. Una vez aprobada la retribución por incentivos del gestor técnico del sistema, este publicará en su página web el valor de los indicadores y la información utilizada para su determinación.

Téngase en cuenta que esta actualización por la que se añade un nuevo apartado 2 y se renumeran los anteriores apartados 2, 3, 4 y 5 como 3, 4, 5 y 6, establecida por el art. único.3 de la Circular 3/2025, de 16 de mayo, Ref. BOE-A-2025-10207, entra en vigor el 1 de octubre de 2025, según establece su disposición final única.

Disposición adicional única. *Estaciones de compresión eléctricas.*

En el caso de que, en un año de gas, se produjese la sustitución de estaciones de compresión de la red de transporte del sistema gasista que consumen gas natural para su funcionamiento por estaciones de compresión eléctricas, el indicador de eficiencia *I*3, devendría inaplicable. En tal caso, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia procedería a la adaptación de dicho indicador a la nueva situación de hecho, estableciendo el momento a partir del cual volvería a ser aplicable en su nueva formulación.

Disposición transitoria única. *Peso de los indicadores de eficiencia (αj).*

Hasta que tenga lugar la aprobación por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de los valores de los pesos (*αj*) que corresponde a los indicadores de eficiencia a los que se refiere el artículo 4 de esta circular, estos se fijan en $\frac{1}{m}$, siendo m el número de indicadores calculados para la determinación del factor de eficiencia en el año de gas *n*.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el 1 de octubre de 2021.

Madrid, 30 de junio de 2021.–La Presidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Cani Fernández.

§ 48

Circular 7/2021, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 186, de 5 de agosto de 2021
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2021-13385

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, atribuyendo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de aprobar la normativa relativa a las mermas y autoconsumos, debiendo determinarse las cantidades de gas a retener para cada tipo de instalación. Además, el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, determina que la Comisión deberá establecer la metodología de retribución de las actividades de transporte y distribución de gas natural. Por su parte, el artículo 30.1 de la citada Ley señala que esta Comisión podrá dictar las disposiciones de desarrollo y ejecución de las leyes, entre otras normas, que se aprueben en relación con los sectores sometidos a su supervisión cuando le habiliten expresamente para ello, debiendo adoptar tales disposiciones la forma de circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Asimismo, la Ley 3/2013, de 4 de junio, estableció, en su artículo 7.33, que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia calcular anualmente el saldo de mermas de cada red de transporte.

Hasta el momento, la normativa de referencia para el cálculo y valoración de las mermas de gas en las instalaciones gasistas ha venido establecida en varias Órdenes Ministeriales (ITC/3126/2005, de 5 de octubre, ITC/1890/2010, de 13 de julio, ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, IET/2446/2013, de 27 de diciembre, e IET/2736/2015, de 17 de diciembre). Estas órdenes fueron evolucionando desde 2005 para reflejar los distintos aspectos y particularidades de las mermas en las instalaciones gasistas.

La circular se adecua a los principios de buena regulación previstos en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, dado que responde a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia y eficiencia. Esta circular es el instrumento más adecuado para garantizar la consecución de los objetivos que persigue.

Con carácter general, en lo que se refiere a los principios de necesidad y eficiencia, esta circular está justificada por una razón de interés general, se basa en una identificación clara de los fines perseguidos y es el instrumento más adecuado para garantizar su consecución.

En concreto, la necesidad de desarrollar una metodología para el cálculo de las mermas para todas las instalaciones gasistas, coherente con el nuevo régimen de funcionamiento e integración del sistema gasista y que aplique los principios de transparencia y eficiencia técnica y económica y dé un tratamiento análogo a los saldos de mermas, incentivando la reducción de las mermas reales, deriva de la revisión de la regulación actual, que no contempla medidas homogéneas para los distintos tipos de instalaciones, ni integradas con el modelo actual de gestión del sistema gasista. En este sentido, cabe señalar que, además, ninguna de las órdenes ministeriales citadas desarrolla con el detalle suficiente el procedimiento para calcular el saldo de mermas en las instalaciones del sistema gasista, el mecanismo de cálculo de las mermas reales por pérdidas y diferencias de medición, o el grado de desagregación de la información a comunicar.

La circular es acorde con el principio de proporcionalidad al contener la regulación necesaria e imprescindible para la consecución de los objetivos previamente mencionados. Asimismo, se ajusta al principio de seguridad jurídica al desarrollar el regulador las funciones normativas asignadas por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero.

En cumplimiento del principio de transparencia, las resoluciones que se dicten por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en desarrollo de esta circular serán publicadas en los términos establecidos en los artículos 7.1 bis y 37.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, habiéndose dotado al procedimiento de la máxima publicidad y transparencia.

Por todo lo anterior, y conforme a las funciones normativas asignadas por el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, modificado por el citado Real Decreto-ley 1/2019, previo trámite de audiencia, y de acuerdo con las orientaciones de política energética previstas en la Orden TED/627/2020, de 3 de julio, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su sesión del día 28 de julio de 2021, ha acordado, de acuerdo con el Consejo de Estado, emitir la presente circular.

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Esta circular tiene por objeto regular los mecanismos de cálculo, supervisión, valoración y liquidación de los saldos de mermas en las instalaciones del sistema gasista español, incluidos los incentivos a la reducción de mermas, así como definir los procedimientos de información al respecto entre los agentes afectados.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

Esta circular será de aplicación a las plantas de regasificación y a las redes de transporte y de distribución por gasoducto del sistema gasista y, en consecuencia, a los agentes que desarrollan su actividad en estas instalaciones, incluyendo al gestor técnico del sistema, a los titulares de las instalaciones y a los usuarios que accedan a las mismas, conforme a lo definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 3. *Definiciones.*

Con carácter adicional a las definiciones contenidas en la normativa vigente y, en particular, en la Circular 8/2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de 12 de diciembre, por la que se define la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, y en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, a efectos de la presente circular serán de aplicación las siguientes definiciones:

a) Mermas reales: cantidad de gas calculada a partir del balance físico de gas de dicha infraestructura según lo establecido en el artículo 5 de esta circular y en la normativa de

gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

b) Mermas retenidas: cantidad de gas propiedad de los usuarios que es descontada sobre la cantidad de gas que les ha sido asignada en los repartos en concepto de pérdidas y diferencias de medición en las infraestructuras, calculadas según lo establecido en el artículo 6 esta circular.

c) Saldo de mermas: cantidad de gas calculada como la diferencia entre las mermas reales y las mermas retenidas para cada titular y para cada infraestructura del sistema gasista, según lo establecido en el artículo 7 esta circular.

d) Gas de operación o autoconsumo: cantidad de gas necesaria para el funcionamiento de los equipos e instalaciones del sistema gasista, conforme a lo definido en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Artículo 4. *Principios generales.*

1. Los mecanismos definidos en la presente circular se aplicarán de acuerdo a criterios de eficiencia económica y serán transparentes, objetivos y no discriminatorios.

2. Se calcularán mermas reales, mermas retenidas y saldos de mermas para cada una de las plantas de regasificación, para el titular de redes de transporte por el conjunto de sus redes de transporte y para el titular de redes de distribución por el conjunto de sus redes de distribución, conforme a lo dispuesto en los artículos 5, 6 y 7 de esta circular. Los saldos de mermas calculados serán repartidos entre los usuarios de las instalaciones conforme a lo dispuesto en esta circular.

3. Las mermas reales, las mermas retenidas y los saldos de mermas en las plantas de regasificación, redes de transporte y redes de distribución se calcularán con periodicidad mensual y anual. Para el cálculo de periodicidad mensual se considerarán meses naturales «m». Para el cálculo de periodicidad anual se considerará el año de gas «n», que transcurre desde el 1 de octubre del año «n-1» hasta el 30 de septiembre del año «n».

4. El gestor técnico del sistema será el responsable de supervisar la correcta determinación, en el año de gas «n», de las mermas reales registradas en las instalaciones gasistas, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios. Además, gestionará el gas del saldo de mermas de las instalaciones mediante el mantenimiento de una cuenta de saldo de mermas del sistema, donde se ingresarán los saldos de mermas negativos en las instalaciones de regasificación y transporte y desde donde se compensarán los saldos de mermas positivos de dichas instalaciones.

5. El gestor técnico del sistema determinará e informará sobre la valoración y liquidación de los saldos de mermas anuales, conforme a lo dispuesto en el artículo 13 de esta circular. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará los saldos de mermas anuales y su valoración y liquidación, conforme a lo dispuesto en el artículo 13 de esta circular.

6. El intercambio de información entre los sujetos afectados en relación con las mermas reales, mermas retenidas, saldos de mermas y su valoración y liquidación se realizará a través del sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR).

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la responsable de resolver cualquier conflicto entre las partes, en los términos del artículo 12.1.b.2.º de la Ley 3/2013, de 4 de junio, en relación con la propuesta de cálculo, asignación, valoración y liquidación de los saldos de mermas.

CAPÍTULO II

Metodología de cálculo de las mermas reales, mermas retenidas y saldo de mermas en las infraestructuras

Artículo 5. *Cálculo de las mermas reales.*

1. Las mermas reales en las instalaciones del sistema gasista serán calculadas en base a los balances físicos del gas que transita por las instalaciones, empleando para ello las mediciones disponibles o, en su defecto, las mejores estimaciones disponibles, efectuadas

en los diferentes puntos de medición del sistema gasista, según lo establecido en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

2. Para cada uno de los titulares «i» de redes de transporte y plantas de regasificación, en el conjunto de la red de transporte del titular y con detalle por planta de regasificación, y para cada mes «m», se calcularán las mermas reales mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Mermas reales}_{i,m} = \text{Existencias iniciales}_{i,m} + \text{Entradas}_{i,m} - \text{Salidas}_{i,m} - \text{Existencias finales}_{i,m} - \text{Autoconsumos}_{i,m}$$

Debiendo estarse, en lo referido al titular «i» y el mes «m», a la definición de las existencias iniciales $_{i,m}$, las entradas $_{i,m}$, las salidas $_{i,m}$, las existencias finales $_{i,m}$, y los autoconsumos $_{i,m}$ prevista en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

3. Para cada uno de los titulares «i» de redes de distribución, con detalle por punto de conexión transporte-distribución (PCTD) y distribución-distribución (PCDD) que alimente sus redes, y para cada mes «m», se calcularán las mermas reales mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Mermas Reales}_{i,m,PCTD/PCDD} = \text{Entradas a la red de distribución}_{i,m,PCTD/PCDD} - \text{Salidas de la red de distribución}_{i,m,PCTD/PCDD}$$

Debiendo estarse, en lo referido al titular «i», el mes «m» y el punto de conexión transporte-distribución (PCTD) o punto de conexión distribución-distribución (PCDD), a la definición de entradas $_{i,m,PCTD/PCDD}$ y salidas $_{i,m,PCTD/PCDD}$ prevista en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Las mermas reales del operador «i» de redes de distribución correspondientes al mes «m» serán la suma de las mermas reales en los puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y distribución-distribución (PCDD) del distribuidor.

4. Para cada año de gas «n» se calcularán las mermas reales como la suma de las mermas reales correspondientes a los meses de dicho año. Las mermas reales anuales a considerar en el cálculo del saldo de mermas según lo dispuesto en el artículo 8 podrán presentar un límite máximo, según su signo, que se determinará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 6. *Cálculo de las mermas retenidas.*

1. Las mermas retenidas en las instalaciones del sistema gasista a los usuarios de las mismas serán calculadas mensualmente, para el mes «m», mediante la aplicación de los coeficientes de retención en vigor aprobados por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Las mermas retenidas se calcularán como un porcentaje a aplicar:

a) En las plantas de regasificación, sobre la energía descargada (kWh). Esta cantidad será retenida al usuario en el momento en que se produzca la descarga, por el responsable del reparto, sobre la cantidad asignada al usuario en el reparto.

b) En las redes de transporte que supongan un punto de entrada al conjunto de la red de transporte y distribución por gasoducto del sistema gasista, sobre las entradas que corresponden a cada usuario (kWh). Esta cantidad será retenida al usuario, por el responsable del reparto, sobre la cantidad asignada al usuario en el reparto.

c) En las redes de distribución, sobre los consumos (kWh) de los clientes según la presión de la red a la que estén conectados. Esta cantidad será imputada al usuario por el responsable del reparto, incrementando la cantidad asignada por punto de conexión transporte-distribución (PCTD) y punto de conexión distribución-distribución (PCDD) en el reparto como consumo.

d) En las redes de distribución donde exista un punto de inyección de gas renovable, sobre las entradas que corresponden al usuario (kWh). Esta cantidad será retenida al usuario, por el responsable del reparto, sobre la cantidad asignada al usuario en el reparto.

2. Mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia se determinarán las mermas retenidas correspondientes a las operaciones de carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques, imputándose a los usuarios en el momento de la realización del servicio.

3. Las mermas retenidas a los usuarios en las descargas de buques se contabilizarán en la planta donde se ha producido la operación física.

4. La cantidad total de mermas retenidas en el conjunto de los puntos de entrada a la red de transporte por los titulares de dichos puntos se repartirá entre los titulares de redes de transporte conforme a lo establecido por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, pudiendo tenerse en cuenta en el reparto el gas vehiculado, la capacidad de medición y las mermas generadas en las instalaciones.

5. Las mermas retenidas en las redes de distribución del titular «i» correspondientes al mes «m» serán la suma de las mermas retenidas por punto de conexión transporte-distribución (PCTD) y distribución-distribución (PCDD) en dichas redes.

6. Para cada año de gas «n» se calcularán las mermas retenidas como la suma de las mermas retenidas correspondientes a los meses de dicho año.

7. No se retendrán mermas en relación con el gas que se introduzca en el sistema en concepto de talón, gas colchón y gas de operación sufragado por el sistema gasista.

Artículo 7. *Cálculo del saldo de mermas.*

1. Se calcularán saldos de mermas mensuales y anuales:

a) Por planta de regasificación y por titular de plantas de regasificación para el conjunto de sus plantas, como la suma de los saldos de mermas de las mismas.

b) Por titular de transporte, para el conjunto de sus redes.

c) Por titular de distribución, para el conjunto de sus redes.

2. El saldo de mermas mensual del mes «m» (kWh) se calculará como la diferencia entre las mermas reales y las mermas retenidas:

$$\text{Saldo mensual de mermas}_{m} = \text{mermas reales}_{m} - \text{mermas retenidas}_{m}$$

3. El saldo anual de mermas del año de gas «n» se calculará conforme a la fórmula anterior, considerando las mermas reales y las mermas retenidas correspondientes al año de gas «n».

4. Cuando en las instalaciones de regasificación y transporte el saldo de mermas sea negativo, al ser inferiores las mermas reales a las mermas retenidas, dicho saldo permanecerá temporalmente bajo titularidad del gestor técnico del sistema, incrementando así el gas disponible en la cuenta del saldo de mermas del sistema. Siempre que haya gas en la cuenta del saldo de mermas del sistema, el gestor técnico del sistema comunicará a los operadores de las instalaciones las instrucciones técnicas necesarias con el objetivo de lograr una adecuada ubicación de dicha cantidad de gas, de forma que no interfiera con el gas almacenado por los usuarios.

Cuando en las instalaciones de regasificación y transporte el saldo de mermas sea positivo, al ser superiores las mermas reales a las mermas retenidas, dicho saldo será compensado mediante una disminución del gas disponible en la cuenta de saldo de mermas del sistema.

CAPÍTULO III

Asignación del saldo de mermas a los usuarios

Artículo 8. *Asignación a los usuarios del saldo de mermas en plantas de regasificación.*

1. En cada una de las plantas de regasificación se asignará un saldo de mermas a aquellos usuarios que hayan realizado operaciones de descarga de GNL.
2. Para cada mes «m» del año de gas «n», el saldo de mermas de la planta se repartirá entre los usuarios citados en el apartado 1 de este artículo, de forma proporcional a las cantidades descargadas por el usuario en dicha planta.
3. El saldo de mermas anual del año de gas «n» del usuario asignado en una planta de regasificación se corresponderá con la suma de los saldos correspondientes a los meses de dicho año.

Artículo 9. *Asignación a los usuarios del saldo de mermas en redes de transporte.*

1. En el conjunto de las redes de transporte del sistema gasista, se asignará un saldo de mermas a aquellos usuarios que tengan contratada capacidad de entrada al punto virtual de balance de la red de transporte.
2. Para cada mes «m», el saldo mensual de mermas en el conjunto de la red de transporte se calculará como la suma de los saldos de mermas de los transportistas en dicho mes. Esta cantidad se repartirá entre los usuarios citados en el apartado 1 de este artículo, de forma proporcional a sus entradas al punto virtual de balance de la red de transporte.
3. El saldo de mermas anual del año de gas «n» asignado al usuario en el conjunto de la red de transporte se corresponderá con la suma de los saldos correspondientes a los meses de dicho año.

Artículo 10. *Asignación a los usuarios del saldo de mermas en redes de distribución.*

1. Para cada uno de los titulares de redes de distribución y en cada punto de conexión transporte-distribución (PCTD) y distribución-distribución (PCDD) que alimente la red del titular, se asignará un saldo de mermas a aquellos usuarios que registren consumos en la red conectada a dichos puntos. Se hará de forma proporcional a su consumo cuando la red alimentada por ese punto suministre solo a consumidores no telemedidos o solo a consumidores telemedidos. Se hará de forma proporcional a su consumo ponderado, cuando la red alimentada por ese punto suministre tanto a consumidores telemedidos como a no telemedidos. En este último caso, los coeficientes para ponderar el consumo se definirán por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
2. Para cada mes «m», el saldo de mermas mensual del usuario asignado en la red de distribución del titular «i» será la suma de los saldos de mermas asignados al mismo en los puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y distribución-distribución (PCDD) que alimentan la red del titular correspondientes a ese mes.
3. El saldo de mermas anual del año de gas «n» del usuario asignado en la red de distribución del titular «i» se corresponderá con la suma de los saldos correspondientes a los meses «m» de dicho año «n» en dicha red.

CAPÍTULO IV

Calendarios e información a intercambiar por los sujetos

Artículo 11. *Calendario para el cálculo e información de las mermas reales, mermas retenidas y saldo de mermas mensuales.*

1. Para cada mes «m», antes de la finalización del mes «m+3», y con la mejor información disponible en ese momento aportada por los titulares de las instalaciones, en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) se calcularán las mermas reales, las mermas retenidas y los saldos de mermas del mes «m», así como los saldos de mermas que corresponden a los usuarios de las instalaciones, conforme a lo establecido en esta circular.

2. Antes de la finalización de la primera semana completa del mes «m+4», los usuarios de las instalaciones podrán consultar en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) los saldos de mermas que les corresponden, junto con la información necesaria que permita reproducir su cálculo. Los usuarios dispondrán de un plazo de 10 días para solicitar la revisión de los mismos. Dicha solicitud seguirá el procedimiento indicado en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

3. Asimismo, antes de la finalización de la primera semana completa del mes «m+4», se publicará en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) la información sobre las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas mensuales de las instalaciones con el detalle que se establezca en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

Cuando, como resultado de las revisiones solicitadas por los usuarios fuera necesario modificar la información publicada sobre las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas mensuales de las instalaciones, esta será actualizada en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) de forma inmediata.

Artículo 12. *Calendario para el cálculo e información de las mermas reales, mermas retenidas y saldo de mermas anuales.*

1. Para cada año de gas «n», antes de la finalización del mes de enero del año de gas «n+1», y con la mejor información disponible en ese momento aportada por los titulares de las instalaciones, en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) se calcularán las mermas reales, las mermas retenidas y los saldos de mermas anuales de sus instalaciones, así como los saldos de mermas anuales que corresponden a los usuarios de las mismas, conforme a lo establecido en esta circular.

2. Antes de la finalización del mes de enero del año de gas «n+1», los usuarios de las instalaciones podrán consultar en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) los saldos de mermas que les corresponden en el año de gas «n», junto con la información necesaria que permita reproducir su cálculo. Los usuarios dispondrán de un plazo de 15 días para solicitar la revisión de los mismos. Dicha solicitud seguirá el procedimiento indicado en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

3. Asimismo, antes de la finalización del mes de enero del año de gas «n+1», se publicará en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) la información sobre las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas anual de las instalaciones con el detalle que se establezca en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

4. El gestor técnico del sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios para el año de gas «n». Si en el desarrollo de esta labor de supervisión el gestor técnico del sistema detectase un defecto en la determinación y reparto de los saldos de mermas que conllevara la modificación de los mismos, el gestor técnico del sistema comunicará y justificará al titular dicho error lo antes posible, y siempre antes del 25 de febrero del año de gas «n+1», con el fin de que este pueda realizar las alegaciones que considere oportunas y, en caso necesario, corregir su asignación de saldos y trasladar dicha corrección a los usuarios afectados.

5. Cuando, como resultado de las reclamaciones de los usuarios, o bien de la función de supervisión realizada por el gestor técnico del sistema, fuera necesario modificar la información publicada sobre las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas anual de las instalaciones, esta será actualizada en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) de forma inmediata.

6. Para cada año de gas «n», antes de la finalización del mes de enero del año de gas «n+2», los titulares de instalaciones podrán introducir en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) revisiones de la información remitida sobre las mermas. Con esta

información, se calcularán las mermas reales, las mermas retenidas, el saldo de mermas anuales resultante, así como la asignación de dicho saldo anual entre los usuarios.

7. Antes de la finalización del mes de enero del año de gas «n+2», los usuarios de las instalaciones podrán consultar en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) la revisión de los saldos de mermas que les corresponden en el año de gas «n», junto con la información necesaria que permita reproducir su cálculo. Los usuarios dispondrán de un plazo de 15 días para solicitar la revisión de los mismos. Dicha solicitud seguirá el procedimiento indicado en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

8. Antes de la finalización del mes de enero del año de gas «n+2», se publicará en el sistema logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR) la información revisada sobre las mermas reales, las mermas retenidas y el saldo de mermas anual de las instalaciones del año de gas «n», con el detalle que se establezca en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos.

CAPÍTULO V

Valoración y liquidación de los saldos de mermas anuales e incentivos a la reducción de las mermas reales

Artículo 13. *Consideraciones generales sobre la valoración y liquidación de los saldos de mermas anuales en las instalaciones gasistas.*

1. Para cada año de gas «n», el gestor técnico del sistema será el responsable de valorar los saldos de mermas de los titulares de plantas de regasificación, redes de transporte y redes de distribución.

2. Antes del 15 de marzo del año de gas «n+1», el gestor técnico del sistema remitirá un informe sobre su labor de supervisión y valoración de los saldos de mermas anuales del año de gas «n» a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que debe cumplir con los requisitos establecidos en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará la valoración de los saldos de mermas anuales del año de gas «n» y, en base a este informe, si así lo considera necesario, podrá aprobar mediante resolución unos nuevos coeficientes de mermas retenidas en las instalaciones.

3. La valoración de los saldos de mermas se realizará empleando la media aritmética, en el año de gas, del precio medio ponderado de gas diario definido en el artículo 3.1, apartado aa), de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural. El gestor técnico del sistema publicará en su página web el valor de ese precio y la información necesaria para reproducir su cálculo.

4. Si, como consecuencia de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 12.6 de esta circular, se remitiera al gestor técnico del sistema nueva información sobre el saldo de mermas correspondiente al año de gas «n», el gestor técnico del sistema volverá a supervisar y valorar las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas anuales y su asignación a los usuarios del año de gas «n» conforme a la nueva información. Para ello, elaborará un informe complementario al mencionado en el apartado 2 de este artículo que remitirá, antes del 15 de marzo del año «n+2», a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para su aprobación, así como a los usuarios afectados. Este informe complementario cumplirá los requisitos establecidos en la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos. Los usuarios dispondrán de un plazo de 15 días desde la recepción del informe para realizar las alegaciones que consideren oportunas, que remitirán tanto al gestor técnico del sistema como a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Artículo 14. *Valoración y liquidación de los saldos de mermas anuales en las plantas de regasificación y en la red de transporte.*

1. La valoración de los saldos de mermas anuales del año de gas «n» de los titulares de plantas de regasificación y de redes de transporte será realizada con detalle por planta de regasificación y para el conjunto de redes de transporte de cada titular.

2. En el caso de que el saldo de mermas anual en una planta de regasificación, o el saldo de mermas anual de un titular de redes de transporte en el conjunto de sus redes, sea positivo, se valorará la totalidad de dicho saldo al precio indicado en el artículo 13.3 de esta circular. Las cantidades resultantes se corresponderán con el concepto retributivo IM_a^e del titular de instalaciones para el año de gas «n» del artículo 14 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, y serán descontadas de la retribución reconocida al titular de las instalaciones. El importe de este concepto retributivo se liquidará en la primera liquidación disponible del año en curso como una retribución negativa a pago único. Además, el gas necesario para cubrir el saldo de mermas positivo se descontará de la cuenta del saldo de mermas del sistema.

3. En el caso de que el saldo de mermas anual en una planta de regasificación, sea negativo, la mitad de este saldo se repartirá entre los usuarios con saldo de mermas anual negativo, de manera proporcional al saldo de cada usuario. El gestor técnico del sistema pondrá a disposición de cada usuario, a cuenta del gas acumulado en la cuenta del saldo de mermas del sistema, la cantidad que le corresponde en el tanque virtual de balance, repartida proporcionalmente en los 30 días posteriores a contar desde el séptimo día natural siguiente al de la aprobación de la valoración de los saldos de mermas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Además, se valorará económicamente la mitad del saldo de mermas de la planta al precio indicado en el artículo 13.2 de esta circular. La cantidad resultante se corresponderá con el concepto retributivo IM_a^e del titular de la planta de regasificación para el año de gas «n» del artículo 14 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, y será adicionada a la retribución reconocida al titular de la planta de regasificación. El importe de este concepto retributivo se liquidará en la primera liquidación disponible del año en curso como un pago único.

4. Cuando el saldo de mermas anual en el conjunto de las redes de transporte del sistema gasista sea negativo, la mitad de este saldo se repartirá entre los usuarios con saldo de mermas anual negativo, de manera proporcional al saldo de cada usuario. El gestor técnico del sistema pondrá a disposición de cada usuario en el punto virtual de balance de la red de transporte, a cuenta del gas acumulado en la cuenta del saldo de mermas del sistema, la cantidad que le corresponde repartida proporcionalmente en los 30 días posteriores a contar desde el séptimo día natural siguiente al de la aprobación de la valoración de los saldos de mermas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

5. Además, en el caso de que el saldo de mermas anual de un titular de redes de transporte, en el conjunto de sus redes, sea negativo, se valorará económicamente la mitad de dicho saldo de mermas al precio indicado en el artículo 13.3 de esta circular. La cantidad resultante corresponderá con el concepto retributivo IM_a^e del titular de la red de transporte para el año de gas «n» del artículo 14 de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, y será adicionada a la retribución reconocida al titular de la red de transporte. El importe de este concepto retributivo se liquidará en la primera liquidación disponible del año en curso, como un pago único.

6. Antes del 15 de marzo del año de gas «n+1», el gestor técnico del sistema comunicará a los titulares de plantas de regasificación y de redes de transporte, así como a los usuarios de las mismas, el saldo de mermas anual asignado a cada usuario, junto con la información necesaria para reproducir su cálculo. A los usuarios se les indicará si les correspondiera la

devolución de gas retenido y, en su caso, la cantidad de gas a devolver. Los usuarios dispondrán de un plazo máximo de 5 días hábiles desde la recepción de esta comunicación para, si así lo requiriesen, renunciar a la devolución del gas asignado mediante comunicación formal al gestor técnico del sistema.

7. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá, mediante resolución, el destino del gas que quede en la cuenta del saldo de mermas del sistema tras la entrega a los usuarios del gas del saldo de mermas anual del año «n» que les corresponde.

Artículo 15. *Valoración y liquidación de los saldos de mermas anuales en la red de distribución.*

1. El gestor técnico del sistema valorará los saldos de mermas de los titulares y usuarios de redes de distribución, con detalle por titular para el conjunto de sus redes de distribución, y con detalle por usuario y titular.

2. En el caso de que el saldo de mermas anual de un titular de redes de distribución en el conjunto de sus redes fuera positivo, el titular abonará a los usuarios de sus redes con saldo de mermas anual positivo la cantidad que resulte de valorar los saldos de los usuarios al precio indicado en el artículo 13.3 de esta circular. A su vez, los usuarios con saldo de mermas anual negativo abonarán al titular de la red de distribución la cantidad que resulte de valorar sus saldos de mermas a este mismo precio. Los abonos se realizarán en el plazo máximo de un mes desde la aprobación de las valoraciones de los saldos de mermas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. El titular de redes de distribución con un saldo de mermas anual negativo en el conjunto de sus redes, repartirá la mitad del valor absoluto de dicho saldo entre los usuarios con consumo en el conjunto de sus redes, de forma proporcional al consumo ponderado según sea telemedido o no telemedido, de acuerdo con los coeficientes de ponderación que se definan por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para la aplicación del artículo 10.1 de esta circular. Las cantidades resultantes se adicionarán al saldo anual inicial de cada usuario. Posteriormente, se valorará el saldo de mermas de cada usuario al precio indicado en el artículo 13.3 de esta circular. Cuando el resultado de la valoración sea negativo, el usuario abonará dicha cantidad al titular en el plazo de un mes desde la aprobación de las valoraciones de los saldos de mermas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Cuando sea positiva, será el titular quien, en el mismo plazo de un mes, abone dicha cantidad al usuario.

4. Antes del 15 de marzo del año de gas «n+1», el gestor técnico del sistema comunicará a los titulares de redes de distribución, con detalle por usuario, así como a cada usuario de las mismas, con detalle por titular, el saldo de mermas anual asignado que les corresponde, junto con la información necesaria para reproducir su cálculo.

5. Los ingresos o costes de los titulares de redes de distribución que resulten de la compensación del saldo de mermas en las mismas, se corresponderán con el concepto retributivo IM_a^e del titular de la red de distribución del artículo 5 de la Circular 4/2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural. El importe de este concepto retributivo no se saldará a través del sistema de liquidaciones del sistema gasista, sino mediante cobros y pagos entre los titulares de redes de distribución y sus usuarios.

6. En caso de retrasos en el abono de las cantidades correspondientes, se devengarán intereses de demora equivalentes al Euribor a tres meses publicado en Reuters el día del vencimiento del pago incrementado en dos puntos.

Disposición transitoria primera. *Parámetros contenidos en esta circular.*

En tanto no se aprueben las resoluciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia referidas en los artículos 5.4, 6.1, 6.2 y 10.1 de esta circular, se tendrá en cuenta lo siguiente:

1. Se considerarán los siguientes valores de los coeficientes de retención de mermas:

a) En las descargas de las plantas de regasificación, 0,00%.

b) En las entradas a la red de transporte desde conexiones internacionales, plantas de regasificación y yacimientos, 0,20%.

c) En redes de distribución:

1) Redes de presión igual o inferior a 4 bar, 1,50% del consumo, salvo las alimentadas a partir de planta satélite, que será el 2% del consumo.

2) Redes de presión superior a 4 e inferior o igual a 16 bar: 0,38% del consumo.

3) Redes de presión superior a 16 bar: 0,00% del consumo.

d) En las entradas en los puntos de inyección de gas renovable, 0,00%.

2. Las mermas retenidas en las operaciones de carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques serán las identificadas como mermas reales asociadas a cada uno de estos servicios.

3. Se fijan, en las plantas de regasificación, como límites máximos de las mermas reales anuales los siguientes valores:

a) Cuando las mermas reales sean positivas, para calcular el saldo de mermas, las mermas reales positivas se reducirán, descontando de las mismas la energía descargada en la planta (KWh) multiplicada por 0,005%.

b) Cuando las mermas reales sean negativas, para calcular el saldo de mermas se tomará como mermas reales el valor mayor entre dichas mermas reales negativas y la energía descargada en la planta (KWh) multiplicada por –0,21%.

4. Para la asignación de los saldos de mermas en redes de distribución a los usuarios, los coeficientes para ponderar el consumo de los usuarios serán:

a) Consumos no telemedidos: 0,97.

b) Consumos telemedidos: 0,03.

Disposición transitoria segunda. *Reparto de las mermas retenidas entre los titulares de la red de transporte.*

1. En tanto no se apruebe la resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia referida en el artículo 6.4 de esta circular, el reparto de la cantidad total de mermas retenidas en el conjunto de los puntos de entrada a la red de transporte por los titulares de dichos puntos en el mes «m» se repartirán entre los titulares de las redes de transporte aplicando la siguiente fórmula:

$$Mr_i = MRT \times [0{,}5 \times (Entradas_i / \sum Entradas_i) + 0{,}2 \times (ERM_i / \sum ERM_i) + 0{,}3 \times (Mreal_i / \sum Mreal_i)]$$

donde:

a) Mr_i son las mermas retenidas asignadas al titular de la red de transporte «i» (kWh) en el mes «m».

b) MRT son las mermas retenidas totales en el conjunto de los puntos de entrada a la red de transporte por los titulares de dichos puntos (kWh) en el mes «m».

c) $Entradas_i$ son las entradas físicas registradas en la red del titular «i» a través de conexiones internacionales, plantas de regasificación, yacimientos, almacenamientos subterráneos, puntos de inyección de gases renovables, puntos de conexión transporte-transporte. En caso de que un punto de conexión sea bidireccional, se contabilizarán aquellas medidas que correspondan a entradas físicas de gas netas en el día, sumándose las entradas diarias correspondientes a todo el mes.

d) ERM_i es el número de estaciones de regulación y medida conectadas a la red de transporte de un titular de transporte «i» en el mes «m» que funcionan de frontera de red y se emplean para realizar el balance físico de la instalación, según la información de que disponga la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aportada por los titulares de las redes de transporte y el gestor técnico del sistema.

e) $Mreal_i$ son las mermas reales del titular de la red de transporte «i» (kWh) en el mes «m».

2. Si, como resultado de la aplicación del punto anterior, para algún titular de red de transporte, las mermas retenidas asignadas (Mr_i)resultan un valor negativo, a este titular se le asignarán unas mermas retenidas iguales a cero. Para el resto de titulares, se recalcularán las mermas retenidas a asignar, excluyendo toda la información correspondiente al titular con mermas retenidas asignadas igual a cero, conforme a la fórmula del apartado 1 de este artículo.

3. En el caso de que la suma de las mermas reales de todos los titulares de redes de transporte tenga signo negativo, se aplicará la siguiente fórmula:

$$Mr_i = MRT \times [0{,}7 \times (Entradas_i / \sum Entradas_i) + 0{,}3 \times (ERM_i / \sum ERM_i)]$$

Disposición transitoria tercera. *Tratamiento de las mermas para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021.*

A los efectos de determinar y valorar los saldos de mermas de las instalaciones gasistas en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021, conforme a la metodología establecida en las Órdenes Ministeriales ITC/3126/2005, de 5 de octubre, ITC/1890/2010, de 13 de julio, ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, IET/2446/2013, de 27 de diciembre, e IET/2736/2015, de 17 de diciembre, se considerará dicho periodo como un año completo.

Disposición transitoria cuarta. *Normas de gestión técnica.*

Hasta que tenga lugar la aprobación por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de las normas de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos, serán de aplicación, en lo que se refiere a esta circular, las disposiciones oportunas de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las normas de gestión técnica del sistema gasista.

Disposición final única. *Entrada en vigor.*

La presente circular entrará en vigor el 1 de octubre de 2021.

§ 49

Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 206, de 26 de agosto de 2004
Última modificación: 30 de marzo de 2022
Referencia: BOE-A-2004-15457

La relevancia de las importaciones netas de hidrocarburos en el balance energético español hace que cualquier dificultad en el abastecimiento, incluso momentánea, pueda derivar en graves consecuencias para la actividad de nuestra economía. A este respecto, debe considerarse que los mercados internacionales de productos petrolíferos y de gas natural se caracterizan por una oferta imperfecta de materias primas, concentrada, en una parte significativa, en zonas geográficas ajenas a la influencia de las economías occidentales.

En estas circunstancias, el Estado debe velar por la seguridad y continuidad del abastecimiento de hidrocarburos, sobre la base de las competencias contenidas en la Constitución relativas a la planificación en materia energética, circunstancia que justifica la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y de gas natural, así como las exigencias de una adecuada diversificación de los suministros de gas.

Por lo que hace referencia a los productos petrolíferos, medidas de esta índole han venido siendo aplicadas por España desde 1972, cuando en el marco del Monopolio de Petróleos se estableció la obligación de mantenimiento de unas existencias mínimas de seguridad suficientes, refrendada en disposiciones posteriores en 1985 y 1992. Asimismo, España es miembro signatario de la Carta de la Agencia Internacional de la Energía, organismo multilateral consultivo de la OCDE que incorpora un sistema homogéneo de corresponsabilidad, para todos los países signatarios, de obligación de mantenimiento y disponibilidad de existencias mínimas de seguridad de crudos y productos petrolíferos. Por otra parte, como miembro de la Unión Europea, nuestro país está obligado a cumplir la normativa que sobre estas materias establece la normativa comunitaria (Directivas 68/414/CEE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de diciembre de 1968, y 98/93/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de diciembre de 1998). En ambos casos, las obligaciones consisten en el mantenimiento de un nivel mínimo de 90 días de importaciones netas o consumo de productos petrolíferos.

La importancia creciente del gas natural dentro del abastecimiento energético español aconseja la introducción de medidas para la seguridad del suministro de este combustible. A este fin se establece la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de

gas y se incluye la necesidad de diversificación de los abastecimientos procedentes del exterior.

Al objeto de cumplir con los objetivos anteriormente señalados, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, ha establecido en su artículo 50 que todo operador autorizado a distribuir al por mayor productos petrolíferos y toda empresa que desarrolle una actividad de distribución al por menor de productos no adquiridos a los citados operadores deberán mantener en todo momento existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, en la cantidad, forma y localización geográfica que el Gobierno determine reglamentariamente, hasta un máximo de 120 días de sus ventas anuales, extendiéndose la misma obligación a los consumidores respecto a la parte del producto no adquirido a los operadores regulados en esta ley, materia regulada hasta ahora en el Real Decreto 2111/1994, de 28 de octubre. En el citado artículo se establece además la obligación, para los distribuidores al por mayor de gases licuados del petróleo, así como a los comercializadores o consumidores que no adquieran el producto a los distribuidores autorizados, de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo hasta un máximo de 30 días de sus ventas o consumos anuales. Por último, el artículo 50 citado establece las competencias de las distintas Administraciones en materia de inspección de existencias mínimas de seguridad.

En el artículo 51 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se delega en el Gobierno la determinación de la parte de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, excluidos los gases licuados del petróleo, calificables como existencias estratégicas.

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural de los transportistas que incorporen gas al sistema se regula en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en 35 días de sus ventas de carácter firme a distribuidores para el suministro a clientes en régimen de tarifa, extendiéndose dicha obligación a los comercializadores y a los consumidores que hagan uso del derecho de acceso y no se suministren de comercializadores autorizados.

Asimismo se regula en este artículo la forma de cumplimiento de esta obligación.

La diversificación de los abastecimientos de gas natural se regula en el artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en relación a los transportistas que incorporen gas al sistema y a los comercializadores, los cuales se encuentran obligados a diversificar sus abastecimientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país supere el 60 por ciento. Asimismo, se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para reglamentar esta obligación en el caso de los consumidores. En todo caso, se exime de esta obligación para el gas adquirido a efectos de atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otros combustibles.

Por su parte, el Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, modifica el artículo 100 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, asignando la inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación de los abastecimientos de gas natural a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en los casos que esta competencia corresponda a la Administración General del Estado.

El título I de este real decreto tiene por objeto desarrollar el contenido de los artículos 50, 51, 53, 98 y 100 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, estableciéndose aspectos relativos a la definición de los sujetos sobre los que recae la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos, al contenido de la obligación, la cantidad, forma y localización de estas existencias, las obligaciones de información de los diferentes sujetos junto con los mismos aspectos relativos a la diversificación de los abastecimientos de gas natural. Por último, se regulan las competencias administrativas relativas a inspección y control de las citadas obligaciones.

En este mismo título se recoge, asimismo, la facultad para la apertura de expedientes sancionadores por las Administraciones competentes y se regula su tramitación.

El artículo 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, relativo a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, se desarrolla en el título II de este real decreto, estableciéndose su naturaleza jurídica, objeto, régimen jurídico, los procedimientos para la adquisición, mantenimiento y venta de existencias estratégicas, su régimen económico, así como el desarrollo de las facultades de inspección de aquella. Todas las actividades de la

Corporación vendrán determinadas por esta normativa y por los estatutos que se aprueban como anexo de este real decreto, que la dotan de la organización más económica y eficaz posible.

El título III está dedicado a la definición de los mecanismos para la aplicación de las existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos, incluidas las estratégicas, en casos de desabastecimiento, indicándose aquellas medidas de restricción de la demanda energética que el Gobierno se encuentra autorizado a establecer en situaciones de emergencia. En este particular, se establece la aplicación de un régimen retributivo a aquellas actividades que se vieran afectadas por la adopción de las citadas medidas, garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes, todo ello en desarrollo de los artículos 49 y 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

De acuerdo con lo previsto en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la Comisión Nacional de Energía ha emitido el preceptivo informe sobre este real decreto.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, con la aprobación previa del Ministro de Administraciones Públicas, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 23 de julio de 2004,

D I S P O N G O :

TÍTULO I

Existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos y diversificación de suministro de gas natural

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

Este real decreto tiene por objeto desarrollar lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en relación con la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos, por parte de los distintos sujetos que intervienen en los sectores del petróleo y de gas natural y con la obligación de diversificación de suministro de gas natural.

Regula igualmente el funcionamiento de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y las situaciones de escasez de suministro de hidrocarburos.

Artículo 1 bis. *Definiciones.*

A los efectos de lo establecido en el actual real decreto, se definen los siguientes términos:

1. **"**Año de referencia**"**: El año natural de los datos de consumo o de las importaciones netas utilizados para calcular el nivel de existencias mínimas de seguridad que deben mantenerse o el nivel de existencias efectivamente mantenidas en un momento determinado.

2. **"**Consumo interno**"**: El agregado que corresponde al total, calculado de conformidad con el anexo II, de las cantidades suministradas en el país para el conjunto de usos energéticos y no energéticos; este agregado incluye los suministros al sector de la transformación y los suministros al transporte, a la industria, los hogares y demás sectores para el consumo final; asimismo incluye el consumo propio del sector de la energía (excepto el combustible de refinería).

3. **"**Decisión internacional efectiva de movilización de reservas**"**: Toda decisión en vigor del Consejo de Dirección de la Agencia Internacional de la Energía con el fin de permitir que el crudo o los productos petrolíferos lleguen al mercado mediante la movilización de las reservas de sus miembros o mediante medidas adicionales.

4. **"**Interrupción grave del suministro**"**: El descenso importante y repentino en el suministro de petróleo crudo o productos petrolíferos de la Unión Europea o de un Estado miembro, independientemente de que dé lugar o no a una decisión internacional efectiva de movilización de reservas o existencias de seguridad.

5. **"**Accesibilidad física**"**: Las disposiciones para ubicar y transportar las existencias de seguridad a fin de asegurar su distribución o entrega efectiva a los usuarios y mercados finales dentro de plazos y en condiciones que permitan aliviar los problemas de suministro que puedan haber surgido.

Artículo 2. *Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.*

1. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener, en todo momento, los sujetos que intervienen en el sector del petróleo, a los que se hace referencia en el artículo 7 de este real decreto, se fija en 92 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior.

Cuando se trate de gases licuados del petróleo, dichas existencias mínimas se fijan en 20 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior.

No obstante lo establecido en los párrafos precedentes, para el cálculo de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas durante el primer trimestre el periodo de 1 de enero a 31 de marzo de cada año, se considerarán las ventas o consumos efectuados durante el penúltimo año natural al año en que se calcule la obligación.

2. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener los sujetos que intervienen en el sector del gas natural se fija en 27,5 días de sus ventas o consumos de carácter firme en el año natural anterior, en las condiciones que se fijan en la presente disposición.

Artículo 3. *Obligación de diversificación de suministro de gas natural.*

En el caso de que la suma de todos los aprovisionamientos de gas natural destinados al consumo nacional provenientes de un mismo país sea superior al 50 por ciento, según la información publicada por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en virtud de lo establecido en el apartado 2 del artículo 21, los comercializadores y los consumidores directos en mercado que, directamente o por estar integrados en grupos empresariales, realicen aprovisionamientos por una cuota superior al 7 por ciento de los aprovisionamientos en el año natural anterior, deberán diversificar su cartera de forma que sus suministros provenientes del principal país suministrador al mercado nacional sea inferior al 50 por ciento. A estos efectos, se entenderá por aprovisionamientos el gas natural importado en frontera española y destinado al consumo nacional.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá desarrollar las condiciones para el cumplimiento de esta obligación atendiendo a la situación del mercado, pudiendo exceptuar de la obligación determinados tipos de transacciones. Asimismo, podrá modificar los porcentajes a que se refiere el párrafo anterior, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, al alza o a la baja, en función de la evolución de los mercados internacionales de gas natural.

Artículo 4. *Competencias administrativas.*

Sin perjuicio de las funciones atribuidas a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en los artículos 52 y 100 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el artículo 37 de este real decreto, las competencias administrativas referidas a existencias mínimas de seguridad y a la diversificación de suministros de gas natural corresponden a:

a) Según lo establecido por el artículo 50.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la inspección del cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, corresponderá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio cuando el sujeto obligado sea un operador al por mayor. Corresponderá dicha inspección a las Administraciones Autonómicas cuando la obligación afecte a distribuidores al por menor, comercializadores o consumidores.

En cualquier caso, la competencia estatal de ejecución en cuanto a la inspección se extenderá a distribuidores al por menor, comercializadores y a los consumidores respecto a aquellas actividades cuyo ejercicio exceda del ámbito territorial de la comunidad autónoma donde estén ubicados.

b) Según lo establecido en el artículo 3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la inspección del cumplimiento de los requisitos y condiciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural corresponderá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio cuando el sujeto obligado sea un comercializador o un consumidor, cuyo ámbito de actuación traspase el de una comunidad autónoma.

Corresponderá dicha inspección a las Administraciones autonómicas cuando la obligación afecte a comercializadores o consumidores que ejerzan su actividad únicamente en el ámbito territorial de una comunidad autónoma.

c) Asimismo, según lo establecido en artículo 100 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en los casos en que esta competencia corresponda a la Administración General del Estado, la inspección y control de las existencias mínimas de seguridad y la diversificación será realizada por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

d) Para el ejercicio de las funciones que les correspondan en materia de inspección del cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, las Administraciones autonómicas podrán establecer convenios de colaboración con la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

e) Entre la Administración pública competente en materia de inspección y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos se establecerán los cauces oportunos de comunicación de información que resulten necesarios para el mejor desarrollo de las competencias y funciones respectivas.

Artículo 5. *Información.*

1. Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, según lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y aquéllos otros que sin serlo mantengan existencias de hidrocarburos por razón de su actividad deberán facilitar al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos información, en la forma y con la periodicidad que se determine, que permita obtener un balance exacto sobre los movimientos de los productos de cada sujeto, entradas de crudo y/o productos petrolíferos por importación, intercambio intracomunitario o compra nacional, cantidades y destinos de las ventas al mercado interior por canales de distribución y sectores de consumo, exportaciones de productos petrolíferos, otras salidas, niveles y variación de existencias y cualquier otra que se considere necesaria a los mismos fines.

2. Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad según lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, deberán enviar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, dentro de los cinco primeros meses de cada año, un estado contable relativo a las existencias, compras y ventas del ejercicio anterior, expresado en unidades físicas, acompañado de un informe de auditoría sobre dicho estado, emitido por el auditor de cuentas del sujeto obligado. El mencionado estado contable deberá estar constituido por los siguientes elementos:

a) Existencias al 1 de enero, por materias primas y productos.

b) Compras mensuales, por materias primas y productos.

c) Ventas mensuales, por materias primas y productos.

d) Existencias al 31 de diciembre, por materias primas y productos.

Dicho estado contable de existencias, compras y ventas será firmado por persona con poderes suficientes para ello y deberá ser remitido, junto con el correspondiente informe de auditoría, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, salvo cuando no se hubieran producido ventas o consumos en el periodo anual correspondiente en cuyo caso podrá sustituirse por una declaración expresa de la ausencia de actividad durante el ejercicio correspondiente.

3. Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gas natural según lo establecido en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, deberán facilitar al

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en la forma y con la periodicidad que se determine, toda la información necesaria para acreditar el cumplimiento de las obligaciones correspondientes. En particular, deberá facilitarse a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos información, en la forma y con la periodicidad que aquella determine, que permita obtener un balance exacto sobre los movimientos de gas natural de cada sujeto, entradas de gas por importación, intercambio intracomunitario, compra nacional, cantidades y destinos de las ventas al mercado interior por sectores de consumo, exportaciones, otras salidas, niveles y variación de existencias y cualquier otra que se considere necesaria a los mismos fines.

4. Toda esta información, así como la recibida por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos que pudiera contener cualquier factor relevante respecto a la posición comercial del sujeto obligado, se considerará estrictamente confidencial en cuanto a los datos individualizados por empresa.

5. Con independencia de lo indicado en los apartados anteriores, aquellos sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad cuya competencia de inspección corresponda a las comunidades autónomas deberán enviar la documentación expresada en los apartados anteriores, además, a los órganos competentes de las comunidades autónomas.

6. Los sujetos obligados a la diversificación en los abastecimientos de gas natural deberán comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos cuanta información sea precisa para el control del cumplimiento de la obligación de diversificación. A tal efecto, cada vez que suscriban un nuevo contrato de aprovisionamiento de gas natural, deberán informar, entre otros, de los siguientes extremos:

a) Cantidad del gas objeto del nuevo aprovisionamiento y la programación temporal de entregas prevista.

b) País o países de origen del nuevo aprovisionamiento.

c) Modo en que queda la cartera total de aprovisionamientos del sujeto en cuestión tras el nuevo contrato.

Artículo 6. *Procedimiento sancionador.*

1. El régimen sancionador aplicable en materia de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, gas natural y diversificación de suministro de gas natural será el establecido en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2. La Administración pública competente podrá disponer el inicio de expediente sancionador de oficio o a instancia de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

CAPÍTULO II

Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo

Artículo 7. *Sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de hidrocarburos líquidos.*

De conformidad con lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, están obligados a mantener, en todo momento, existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en la cuantía determinada en el artículo 2.1 de este real decreto:

a) Los operadores al por mayor productos petrolíferos, regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas y/o consumos a otros operadores al por mayor.

b) Las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la parte de sus ventas y/o consumos anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, regulados en el artículo 42 de la citada ley, o por otros distribuidores al por menor.

c) Los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrada por operadores al por mayor regulados en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o por las empresas que desarrollen una actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, regulada en el artículo 43 de la citada ley.

Artículo 8. *Existencias mínimas de seguridad de los gases licuados del petróleo.*

1. De conformidad con lo establecido en el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, están obligados a mantener, existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo en la cuantía determinada en el artículo 2.1 de este real decreto:

a) Los operadores al por mayor con autorización de actividad conforme a lo regulado en el artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor.

b) Las empresas que desarrollen una actividad de comercialización al por menor de gases licuados del petróleo reguladas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrada por los operadores al por mayor, regulados en el artículo 45 de la citada ley.

c) Los consumidores de gases licuados del petróleo en la parte de su consumo anual no suministrada por los operadores al por mayor regulados en el artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o por las empresas que desarrollen una actividad de comercialización de gases licuados del petróleo, reguladas en la citada ley.

2. Se faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para fijar los criterios de determinación de las existencias de gases licuados del petróleo que deben computar como mínimas de seguridad a efectos del cumplimiento de esta obligación.

Artículo 9. *Productos petrolíferos sujetos a la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.*

1. La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, en las cantidades a que se refiere el artículo 2, afecta a los siguientes grupos de productos:

1.º Gases licuados de petróleo.

2.º Gasolinas auto y aviación.

3.º Gasóleos de automoción, otros gasóleos, querosenos de aviación y otros querosenos.

4.º Fuelóleos.

Se considerarán también como productos, a efectos de la obligación del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, todos aquellos carburantes y combustibles líquidos o gaseosos no expresamente contemplados en los anteriores grupos, siempre que se destinen a usos idénticos a los allí recogidos.

Aquellos biocarburantes susceptibles de ser mezclados para su consumo con productos de alguno de los grupos anteriores se entenderán incluidos en dicha categoría de productos.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá modificar la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad para las empresas que comercialicen biocombustibles o biocarburantes, de acuerdo con la definición dada en la disposición adicional décimo sexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, determinando el contenido de la obligación así como su forma de cómputo.

2. Las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos podrán mantenerse en forma de crudos de petróleo, materias primas o productos semirrefinados. La equivalencia del crudo, materia prima y semirrefinados a cada categoría de productos se hará, a elección del sujeto obligado, conforme a cualquiera de los procedimientos alternativos siguientes:

a) Según las proporciones y cantidades correspondientes a cada categoría de productos elaborados durante el año natural precedente por la refinería o conjunto de refinerías de cada grupo empresarial; o

b) Teniendo en cuenta la relación entre la cantidad total de productos cubiertos por la obligación de mantenimiento de existencias mínimas fabricada durante el año natural precedente en la refinería o conjunto de refinerías de cada grupo empresarial y la cantidad total de crudo utilizada durante dicho año; o

c) De acuerdo con los programas de producción de la refinería o conjunto de refinerías de cada grupo empresarial para el año en curso.

En estos tres procedimientos, lo anterior no deberá aplicarse a más del 40 por ciento de la obligación total correspondiente al primer, segundo y tercer grupo (gases licuados del petróleo, gasolinas y destilados medios), ni a más del 50 por ciento del cuarto grupo (fuelóleos).

3. A efectos del cálculo de las existencias mínimas de seguridad computables para el cumplimiento de la obligación establecida en los artículos precedentes, las existencias en forma de crudo, materia prima y productos semirrefinados deberán ser contabilizadas netas de su contenido en naftas, por lo que serán objeto de una reducción del 4 por ciento sobre el total de las existencias, sin perjuicio de lo establecido en el Anexo I.

Además, únicamente podrán contabilizarse como existencias mínimas de seguridad un 90 por ciento de las existencias de cada uno de los grupos de productos y del crudo y productos semirrefinados.

4. Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, para establecer o modificar, con la periodicidad necesaria y cuando razones técnicas o compromisos internacionales así lo aconsejen o previa solicitud motivada de las empresas titulares de refinerías interesadas, el valor de los coeficientes de equivalencia y los porcentajes computables recogidos en los apartados 2 y 3 anteriores. En la fijación de los porcentajes del apartado 2 se estará a lo dispuesto en el apartado 9 del artículo 14 de este real decreto.

Artículo 10. *Contabilización de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados de petróleo.*

1. En el cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, podrán computarse como tales las cantidades que, siendo propiedad del sujeto obligado o estando a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento, se destinen a su consumo en territorio nacional, siempre que los citados contratos de arrendamiento hubiesen sido previamente remitidos a la Corporación. Además, en el caso de contratos de arrendamiento, los volúmenes asociados no podrán ser objeto de cesión u arrendamiento a terceros en forma alguna.

A efectos del cálculo de las existencias mínimas de seguridad, tendrán esta consideración:

a) Las contenidas a bordo de buques petroleros, incluidos los butaneros, que se encuentren en puerto pendientes de descarga, una vez cumplimentadas las formalidades portuarias.

b) Las almacenadas en los puertos de descarga.

c) Las contenidas en los depósitos y esferas de las refinerías.

d) Las contenidas en depósitos a la entrada de los oleoductos.

e) Las existentes en los depósitos y esferas de los operadores autorizados para la distribución al por mayor, en las empresas de almacenamiento o de importación, y en los de los comercializadores y distribuidores al por menor.

f) Las existentes en los depósitos de los grandes consumidores. A estos efectos, se entenderá por gran consumidor aquel que consuma más de 10.000 toneladas métricas al año de los productos petrolíferos o 500 toneladas métricas al año en el caso de gases licuados del petróleo.

g) Las existentes en barcazas y barcos en tráfico de cabotaje durante el transporte dentro de las fronteras nacionales, siempre que la Administración pueda ejercer su control, y disponer de ellas sin demora.

h) El petróleo crudo o productos petrolíferos almacenados en una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.

En todo caso, las instalaciones en las que se almacenen productos petrolíferos, computables a efectos de existencias mínimas de seguridad, deberán estar inscritas en los correspondientes registros de las Administraciones públicas competentes.

2. No podrán contabilizarse como existencias mínimas de seguridad:

a) Las reservas de petróleo crudo que se encuentren en los yacimientos almacén de origen.

b) Las cantidades de productos almacenados en las bodegas de los buques y destinados al avituallamiento para la navegación marítima.

c) Las cantidades de crudo o de productos contenidas en los conductos e instalaciones de tratamiento de las refinerías.

d) Los productos que estén en tránsito en camiones o vagones cisterna, o en el interior de los oleoductos, salvo que se encuentren en tránsito provenientes de un Estado miembro de la Unión Europea en el que se encontraban almacenados en virtud de algún acuerdo intergubernamental adoptado según lo dispuesto en el artículo 11.

e) Las cantidades de producto que se encuentran en los depósitos de instalaciones para el suministro de carburantes y/o combustibles líquidos a vehículos (estaciones de servicio) o en poder de pequeños consumidores.

f) Los productos pertenecientes a las Fuerzas Armadas o afectos a la defensa nacional.

3. En cualquier caso, las existencias deberán encontrarse en territorio español para poder ser contabilizadas como existencias mínimas de seguridad, salvo lo dispuesto en el artículo 11.

4. Las existencias mínimas de seguridad deberán almacenarse en cualquiera de los sistemas descritos en el apartado 1 de este artículo y de tal forma que puedan llevarse al consumo, de forma continuada, durante un período de 92 días en el caso de productos petrolíferos líquidos y de 20 días en el caso de los gases licuados del petróleo. Asimismo, deberán garantizar la disponibilidad y accesibilidad física de las mismas a fin de permitir la verificación en cualquier momento.

En todo caso, la Corporación, mediante los procedimientos de control a los que se refieren los artículos 37 y 38 del presente real decreto, garantizará la habilitación de los procedimientos oportunos para la identificación, contabilidad y control de las mismas a fin de permitir su verificación en cualquier momento, incluso cuando dichas existencias se encuentren mezcladas con otras existencias que no tengan la consideración de existencias mínimas de seguridad.

Anualmente, la Corporación remitirá un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo en el que detalle las actuaciones de control desarrolladas, con especial atención a la verificación de su disponibilidad y accesibilidad física, realizando las recomendaciones que considere pertinentes.

5. A los efectos de verificar el cumplimiento a nivel país de las obligaciones internacionales, el consumo interno diario medio que debe ser tenido en cuenta, se calculará sobre la base del equivalente de petróleo crudo del consumo interno durante el año natural precedente, establecido y calculado según las modalidades y el método expuestos en el anexo II.

Cuando proceda, las importaciones netas diarias medias que deben tenerse en cuenta se calcularán sobre la base de equivalente de petróleo crudo de las importaciones diarias durante el año natural precedente, establecida según las modalidades y el método expuestos en el anexo I.

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de cada año, las medias diarias de consumo interno y de importaciones netas referidas en los dos párrafos anteriores se determinarán sobre la base de las cantidades consumidas o importadas, respectivamente, durante el penúltimo año anterior al año natural en cuestión.

En todo caso, ninguna cantidad puede ser contabilizada varias veces como reserva y no se incluirán las reservas de nafta ni las reservas de productos petrolíferos para los bunkers de barcos internacionales. De las reservas de petróleo crudo se deduce un 4 por ciento en concepto de rendimiento medio de la nafta.

Asimismo, se podrá optar por cualquier de las siguientes métodos aplicables al cálculo del nivel de existencias. El método de cálculo se mantendrá durante todo el año en cuestión:

a) incluir todas las demás reservas de productos petrolíferos que figuran en el anexo C, punto 3.1, del Reglamento (CE) n.º 1099/2008 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las estadísticas sobre energía, con respecto a la aplicación de actualizaciones para las estadísticas sobre energía mensuales y anuales, y determinar su equivalente de petróleo crudo multiplicando las cantidades por 1,065.

b) incluir las reservas exclusivamente de los productos siguientes: gasolina de automoción, gasolina de aviación, carburante de tipo gasolina para aviones de retropropulsión (carburante de tipo nafta para aviones de retropropulsión o JP4), carburante de tipo queroseno para aviones de retropropulsión, otro queroseno, gasóleo/carburante diésel (fuelóleo destilado), fuelóleo (tanto de bajo como de alto contenido de azufre), y determinar su equivalente de petróleo crudo multiplicando las cantidades por el factor 1,2.

En ningún caso se podrán computar, a nivel país, como existencias mínimas de seguridad las cantidades de petróleo crudo o de productos petrolíferos objeto de medidas de embargo o de ejecución así como las existencias de empresas en procedimiento de quiebra o de concurso de acreedores sin perjuicio de que, en este último caso y siempre que el concursado o quebrado no carezca de poder de disposición sobre las mismas, dichas cantidades si sean consideradas a efecto del cumplimiento de la obligación nacional por parte del sujeto en cuestión. En la auditoría de ventas a la que se refiere el artículo 5 del presente Real Decreto, el auditor certificará bajo su responsabilidad los volúmenes de existencias de seguridad del sujeto obligado objeto de la auditoría de ventas que se encuentran embargados, además de la circunstancia de estar o no dicho sujeto obligado en situación de concurso de acreedores.

La Corporación elaborará, sin perjuicio de sus restantes funciones, las relaciones estadísticas a que hace referencia el anexo III.

Artículo 11. *Existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos fuera del territorio español.*

1. Se faculta al Ministro de Industria, Energía y Turismo para autorizar el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas, incluidas las estratégicas, de productos petrolíferos a los sujetos obligados y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en su caso, con crudo y productos que se encuentren almacenados por su cuenta en otro Estado miembro de la Unión Europea, siempre que, como condición previa, exista un acuerdo intergubernamental con dicho Estado que garantice el mantenimiento de las condiciones de competencia y asegure la disponibilidad de las existencias para los fines contemplados en el artículo 49 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y siempre que no suponga perjuicio para la seguridad del abastecimiento nacional. Asimismo, podrá modificar la cuantía de los porcentajes a que se refieren los siguientes párrafos del presente artículo.

El porcentaje de existencias mínimas de seguridad que el sujeto obligado almacene en otros Estados miembros de la Unión Europea no podrá exceder en ningún momento del 40 por ciento de las existencias mínimas de seguridad totales que a ese sujeto obligado le correspondiere mantener en virtud de la legislación vigente.

En caso de que la cuantía de existencias mínimas de seguridad localizadas en otros Estados miembros de la Unión Europea por el conjunto de los sujetos obligados superase el 15 por ciento a nivel nacional, será preceptivo para la autorización del mantenimiento de cantidades adicionales de reservas mínimas de seguridad fuera del territorio español informe de la Corporación de Reservas Estratégicas que considere el impacto sobre la seguridad del suministro.

Lo establecido en los párrafos anteriores aplica tanto a las existencias propias almacenadas en otros Estados Miembros de la Unión Europea como a las existencias puestas a su disposición en virtud de contratos de arrendamiento suscritos con Entidades Centrales de Almacenamiento u operadores económicos de otros Estados Miembros para existencias localizadas en sus territorios, las cuales no podrán ser cedidas o arrendadas a terceros en forma alguna.

2. Los sujetos obligados de otros Estados Miembros de la Unión Europea podrán cumplir con las obligaciones de mantenimiento de reservas de emergencia que les hubiesen sido impuestas con crudo y/o productos que se encuentren almacenados en España, siempre que tal operación sea previamente autorizada por ambos Estados, independientemente de que exista o no un acuerdo intergubernamental entre ellos.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, determinará las modalidades, el procedimiento y los requisitos de aplicación general para la autorización previa de tal operación de cobertura en aquellos casos en que no exista acuerdo intergubernamental con dicho Estado.

No obstante, cuando dicho acuerdo ya exista o se celebre posteriormente, se estará a lo dispuesto en el mismo que pasará a sustituir al procedimiento anterior para ese Estado en cuestión.

3. Los sujetos obligados de Estados no pertenecientes a la Unión Europea podrán cumplir con las obligaciones que les hubiesen sido impuestas con crudo y/o productos almacenados en España previo acuerdo intergubernamental.

4. En el caso de Estados Miembros de la Unión Europea o de sus Entidades Centrales de Almacenamiento, cuando deseen que parte de sus reservas de emergencia le sean mantenidas durante un periodo determinado por la Corporación, se estará a lo dispuesto en el artículo 14 exclusivamente. La citada Corporación igualmente podrá solicitar con carácter puntual a otras Entidades Centrales de Almacenamiento de Estados Miembros el mantenimiento de parte de sus existencias estratégicas.

5. Las entidades que mantengan en territorio nacional existencias a favor de sujetos obligados extranjeros, con independencia de que sean o no sujetos obligados en España, deberán remitir a la Corporación, antes del día 20 de cada mes, una relación de las existencias almacenadas en España el último día del mes natural anterior, desglosada por categoría de producto y localización en instalación de almacenamiento. Con la misma periodicidad, la Corporación remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia esta información agrupándose en un único documento las relaciones remitidas por cada sujeto.

6. En el caso de decisión internacional efectiva de movilización de reservas o de interrupción grave del suministro, las Autoridades Competentes se abstendrán de tomar cualquier medida que obstaculicela transferencia, el uso o distribución de las reservas de emergencia y las reservas específicas almacenadas en territorio nacional por cuenta de otro Estado. Asimismo, se prohíbe que cualquier otra entidad adopte medidas similares, sin perjuicio de las restantes cláusulas que se hubiesen pactado entre las partes.

Artículo 12. *Inicio de actividad.*

En el caso en que un sujeto obligado inicie su actividad o no hubiera consumido o realizado ninguna venta de productos petrolíferos en el año inmediatamente anterior, los promedios de venta o consumo con arreglo a los cuales deban cumplir sus obligaciones de existencias mínimas de seguridad serán sustituidos durante los primeros 15 meses de actividad por una estimación razonada de ventas o consumos a propuesta del sujeto obligado, que deberá ser aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha estimación será contrastada y podrá ser revisada por la citada Dirección General con el fin de actualizar el alcance de la obligación del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad del sujeto obligado.

Artículo 13. *Criterios para determinar el contenido de la obligación.*

1. A efectos de la determinación del contenido de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad según el artículo 2, no tendrán la consideración de ventas las realizadas entre operadores.

Asimismo deberán excluirse las exportaciones y las salidas de productos con destino a otros países miembros de la Unión Europea, los suministros de productos petrolíferos a la navegación marítima internacional y cualesquiera otras operaciones asimilables a las exportaciones.

Los criterios para determinar los suministros que pueden ser asimilados a operaciones de exportación tendrán en cuenta la necesidad de garantizar el suministro, los

procedimientos establecidos por la Agencia Internacional de la Energía y la normativa comunitaria.

2. Los grupos empresariales del sector, tanto operadores como distribuidores, comercializadores y consumidores, podrán computar sus ventas o consumos y establecer sus existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos de forma consolidada. Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para establecer los requisitos y fijar los criterios que deben cumplir las distintas sociedades de cada grupo empresarial a efectos de poder realizar la mencionada consolidación.

Artículo 14. *Existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos.*

1. Tendrán la consideración de existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos la parte de las existencias mínimas de seguridad que sean constituidas, mantenidas y gestionadas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

2. Se constituirán existencias estratégicas que computarán a favor de cada uno de los sujetos obligados por al menos 42 días del total de su obligación de existencias mínimas de seguridad de cada grupo de productos petrolíferos, excluyendo los gases licuados del petróleo, vendidos o consumidos en el territorio nacional. El Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá modificar el número de días al que hace referencia este apartado y el anterior en función de la evolución del mercado y de la disponibilidad de infraestructuras de almacenamiento por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

3. La Corporación evitará disponer de existencias o capacidad en exceso, una vez constituidos los días mínimos obligatorios y atendidas las peticiones relativas a los apartados 4 y 5 del presente artículo.

4. Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 podrán solicitar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, la ampliación de las existencias estratégicas constituidas a su favor, hasta alcanzar una cantidad máxima equivalente a la totalidad de sus obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad.

En el caso de que la Corporación dispusiese de capacidad suficiente, se asignará a los solicitantes volúmenes adicionales de existencias, aplicando en su caso los criterios de preferencia establecidos en el apartado 6 del presente artículo.

5. Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 que opten por la alternativa establecida en el apartado anterior, deberán realizar la correspondiente solicitud a la Corporación, en los plazos y forma que ésta determine, indicando tanto la cobertura adicional sobre el mínimo establecido, cuando proceda, como el plazo correspondiente, que desean que les mantenga la Corporación. Las solicitudes habrán de comunicarse antes del 30 de junio del año precedente al año sobre el que se solicita la cobertura adicional.

La Corporación resolverá sobre las peticiones recibidas en el plazo máximo de 5 meses, de acuerdo con los principios de transparencia, objetividad y no discriminación, sin perjuicio de lo establecido en el apartado 6, determinando la cobertura de días adicionales que corresponda a cada solicitante así como los periodos de tal cobertura. La Dirección General de Política Energética y Minas, previa propuesta de la Corporación, aprobará los modelos de contrato correspondientes.

6. En los casos en que la capacidad solicitada por el total de sujetos, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 4 supere la capacidad de almacenamiento y de existencias disponible por la Corporación, el reparto de capacidad se asignará de acuerdo con la siguiente prelación:

a) Solicitudes realizadas por todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7 hasta un máximo de 2 días sobre el mínimo establecido en el apartado 2 de este artículo.

b) Solicitudes realizadas por los sujetos obligados a que se refieren los párrafos b y c del artículo 7 de este real decreto, a su vez, con el siguiente orden de prioridad:

1.º Sujetos que no alcancen un volumen de importaciones de un 0,5 por ciento de volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en el territorio nacional durante el periodo al que se refiere el artículo 2.1.

2.º Sujetos que no se encuentren incluidos en el epígrafe inmediatamente anterior.

c) Solicitudes realizadas por sujetos individuales, o pertenecientes a grupos empresariales, no incluidos en el párrafo b anterior, sin capacidad de refino en el territorio español ni en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 de este real decreto, a su vez, con el siguiente orden de prioridad:

1.º Sujetos que no alcancen un volumen de ventas o consumo de un 0,5 por ciento de volumen total de cada grupo de productos petrolíferos, vendidos o consumidos en el territorio nacional durante el periodo al que se refiere el artículo 2.1.

2.º Sujetos que no se encuentren incluidos en el epígrafe inmediatamente anterior.

d) Solicitudes realizadas por sujetos individuales, o pertenecientes a grupo empresariales sin capacidad de refino en el territorio español pero con capacidad de refino en cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con que se haya suscrito un acuerdo intergubernamental en los términos del artículo 11 de este real decreto.

e) Solicitudes realizadas por sujetos pertenecientes a grupos empresariales con capacidad de refino en el territorio español.

En los casos en que la capacidad disponible no sea suficiente para satisfacer todas las solicitudes de un mismo grupo establecido en los criterios anteriores, se realizará un reparto tal que resulte el mismo número de días disponibles para todas las solicitudes de ese grupo.

En caso de que se produjesen eventuales reducciones de la capacidad de almacenamiento o de existencias disponible por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, dicha reducción se imputará a los sujetos aplicando los criterios anteriores en orden inverso.

7. En los casos en que la capacidad total solicitada de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 4, no supere la capacidad de almacenamiento y de existencias disponible por la Corporación, y que la Corporación dispusiese de capacidad excedentaria, podrá asignarla a las solicitudes realizadas, para periodos determinados, por otros Estados Miembros de la Unión Europea o sus Entidades Centrales de Almacenamiento, aun cuando no exista un acuerdo con dicho Estado o por un estado miembro de la Agencia Internacional de la Energía con el que se hubiese suscrito el correspondiente acuerdo internacional, o por la agencia constituida por dicho estado para el mantenimiento de reservas de seguridad de hidrocarburos.

Dicha asignación se hará por una duración tal que no afecte a los compromisos que la Corporación haya adquirido o adquiera con los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a los que se refiere el artículo 7.

En los casos en que la capacidad disponible no sea suficiente para satisfacer todas las solicitudes realizadas por las Estados, Entidades Centrales de Almacenamiento o Agencias a las que hace referencia este apartado, la Corporación establecerá un mecanismo de reparto objetivo, transparente y no discriminatorio.

8. No existirán existencias estratégicas dentro de las existencias mínimas de seguridad correspondientes a los gases licuados del petróleo.

9. A la hora de constituir las existencias estratégicas de productos petrolíferos, la Corporación adoptará las medidas oportunas para garantizar que, al menos, un tercio del total de las existencias mínimas de seguridad se mantengan en forma de los productos obligados, a que se refiere el artículo 9 siempre que el equivalente de petróleo crudo de las cantidades consumidas equivalga como mínimo el 75 por ciento del consumo interno, calculado por el método que figura en el anexo II.

Los equivalentes de petróleo crudo mencionados en el párrafo anterior se calcularán multiplicando por un factor de 1,2 la suma del total de los «suministros interiores brutos observados», tal como se definen en el anexo C, punto 3.2.1, del Reglamento (CE) no 1099/2008, para los productos incluidos en las categorías utilizadas sin incluir en el cálculo los bunkers de barcos internacionales.

La Corporación remitirá anualmente un informe al Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre el cumplimiento de la obligación relativa a este apartado.

10. La Corporación publicará de manera permanente una información completa, por categoría de productos, sobre los volúmenes y duración de reservas cuyo mantenimiento podrá garantizar a los operadores económicos, o, en su caso, a las entidades centrales de almacenamiento interesadas.

CAPÍTULO III

Existencias mínimas de seguridad y diversificación de suministro de gas natural

Artículo 15. *Sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

Están obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gas natural, conforme a lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre:

a) Los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional.

b) Los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores autorizados.

Artículo 16. *Suministros firmes.*

1. A los únicos efectos de determinar la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, tendrán la consideración de suministros firmes los que no se encuentren incluidos en alguno de los siguientes supuestos:

a) Los suministros acogidos a un peaje interrumpible, en las condiciones que establezca la reglamentación aplicable.

b) Los suministros realizados al amparo de un contrato entre un comercializador y un consumidor en el que se hayan incluido cláusulas de interrumpibilidad comercial, siempre que el mismo cumpla los preceptos establecidos en la normativa vigente que le sea de aplicación, así como las siguientes condiciones:

i) El punto de suministro deberá disponer de equipo de telemedida.

ii) El periodo de posible interrupción suscrito deberá superar 10 días por año y la duración del contrato deberá ser, al menos, anual.

Para cada sujeto obligado no se podrán considerar como suministros interrumpibles comerciales, a los efectos de la exención de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, más del 25 por ciento de sus ventas totales anuales.

Los comercializadores deberán remitir a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y al gestor técnico del sistema la relación de clientes con interrumpibilidad comercial a los que se refiere el punto 2 anterior, indicando localización, caudal diario contratado, consumo del año anterior, periodo de interrupción y fechas de inicio y finalización del contrato. A su vez, el gestor técnico del sistema deberá enviar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos la relación de consumidores acogidos al peaje interrumpible junto con su consumo anual.

Toda la información a que se refiere el párrafo anterior deberá ser remitida antes del día 20 de febrero de cada año.

2. Los consumidores directos en mercado que dispongan de equipo de telemedida quedarán eximidos de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecida en el artículo 2.2 hasta un máximo del 25 por ciento de su consumo total anual siempre que remitan, antes del día 20 de febrero de cada año, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y al gestor técnico del sistema, una declaración expresa en la que asuman, durante un periodo mínimo de un año, los compromisos, derechos y obligaciones que disponga la normativa vigente para la interrumpibilidad comercial incluyendo un período de posible interrupción, especificado en la declaración, superior a 10 días.

Artículo 17. *Contabilización de existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

1. Todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural deberán disponer en todo momento de unas existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico equivalentes a 10 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior. Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.

No obstante, los sujetos que mantengan las existencias mínimas de seguridad fuera del sistema gasista, en los supuestos previstos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, mantendrán las reservas de carácter estratégico en sus propias instalaciones.

La movilización de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico corresponderá exclusivamente al Gobierno.

2. Además de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico a las que se refiere el apartado anterior, todos los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural deberán disponer, en los almacenamientos subterráneos, de las siguientes existencias operativas:

Existencias mínimas operativas del sistema: en todo momento un volumen de gas equivalente a 10 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior. La movilización de estas existencias corresponderá exclusivamente a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Existencias mínimas operativas de los usuarios: adicionalmente los usuarios deberán mantener, al menos durante el 1 de noviembre, un volumen de gas equivalente a 7,5 días de sus ventas o consumos firmes en el año natural anterior.

La asignación de la capacidad de almacenamiento necesaria para cumplir con las obligaciones anteriores se realizará mediante asignación directa por parte del Gestor Técnico del Sistema.

La cuantía y localización de las existencias mínimas de seguridad, tanto estratégicas como operativas, podrá ser modificada por la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que asimismo podrá establecer calendarios obligatorios de inyección y extracción de las mismas.

3. Para el cálculo de las obligaciones a que se refieren los apartados 1 y 2 se considerarán como ventas anuales las realizadas a consumidores finales por el sujeto obligado en el año natural anterior, o el consumo del año anterior en el caso de los consumidores directos en mercado. El cálculo de la obligación se realizará anualmente y será de aplicación en el periodo comprendido entre el día 1 de abril de cada año y el 31 de marzo del año siguiente.

4. En el cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad de gas natural, podrán computarse como tales las cantidades de gas que sean propiedad del sujeto obligado o estén a su plena disposición en virtud de contratos de arrendamiento.

5. No se contabilizarán como existencias mínimas de seguridad:

a) Las reservas de gas natural que se encuentren en los yacimientos de origen.

b) Las incluidas en los gasoductos del sistema gasista.

c) Las cantidades a bordo de buques de transporte de gas natural licuado (GNL).

d) El gas existente en almacenamientos subterráneos que no pueda ser extraído técnicamente.

6. En cualquier caso, las existencias deberán encontrarse en territorio español para poder ser contabilizadas como existencias mínimas de seguridad, salvo lo dispuesto en el artículo 18.

7. Lo establecido en los apartados anteriores del presente artículo no se aplicará a los territorios extrapeninsulares sin conexión con el sistema gasista peninsular. Se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para establecer la cuantía y las condiciones de la obligación de mantenimiento de reservas mínimas de seguridad en dichos ámbitos territoriales.

Artículo 18. *Existencias mínimas de seguridad de gas natural fuera del territorio español.*

Se faculta al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para autorizar el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural a los sujetos obligados, con producto que se encuentre almacenado por su cuenta en otro Estado miembro de la Unión Europea, siempre que, como condición previa, exista un acuerdo intergubernamental con dicho Estado que garantice el mantenimiento de las condiciones de competencia y asegure la disponibilidad de las existencias para los fines contemplados en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y siempre que no suponga perjuicio para la seguridad del abastecimiento nacional.

Artículo 19. *Inicio de actividad.*

En el caso de los comercializadores y consumidores directos en mercado que inicien su actividad, los promedios de venta con arreglo a los cuales deban cumplir sus obligaciones de existencias mínimas de seguridad serán sustituidos, para el primer año, por una estimación razonada de ventas, que deberá ser aprobada por la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Para los consumidores que hagan uso por primera vez del derecho de acceso, la base sobre la que calcular sus existencias mínimas de seguridad podrá calcularse sobre los consumos de carácter firme del año anterior teniendo en cuenta cuantas circunstancias puedan justificadamente incidir en una modificación de las bases de cálculo de las existencias mínimas de seguridad.

Artículo 20. *Criterios para determinar el contenido de la obligación.*

1. Las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural podrán ser cumplidas por el sujeto obligado de alguna de las siguientes formas:

a) Mediante el almacenamiento de gas de su propiedad en instalaciones de su titularidad.

b) Mediante el almacenamiento de gas de su propiedad en instalaciones de titularidad de terceros.

c) Mediante la suscripción de contratos de arrendamiento de gas que garanticen la plena disponibilidad, siempre que dicho gas no compute a favor de otro sujeto obligado.

2. A efectos de la determinación del contenido de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad según el artículo 2, no tendrán consideración de ventas las realizadas entre comercializadores. Asimismo, deberán excluirse las exportaciones y las salidas de productos con destino a otros países de la Unión Europea.

3. Los grupos de sociedades del sector podrán computar sus ventas y establecer sus existencias mínimas de seguridad de gas natural de forma consolidada. Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para establecer los requisitos y fijar los criterios que deben cumplir las distintas sociedades de cada grupo empresarial a efectos de poder realizar la mencionada consolidación.

Artículo 21. *Diversificación del suministro.*

1. A efectos de lo dispuesto en el artículo 3, se entiende por aprovisionamientos provenientes de un mismo país aquellos que estén contratados directamente con productores de dicho país, así como aquellos que, aun procedentes de entidades radicadas o no en el país en cuestión, estén directamente vinculados, por razón del origen, a la actividad productora del país.

2. A efectos del cumplimiento de la obligación de diversificación, se tomarán en consideración las cantidades anuales de gas incorporado al sistema español para atender los suministros y ventas en el año natural precedente para el consumo nacional.

Antes del 30 de abril de cada año, los sujetos que incorporen gas al sistema enviarán a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos la relación de las ventas firmes e importaciones de gas, por país de origen, correspondientes al año natural precedente.

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos publicará, al menos semestralmente, el porcentaje de diversificación en que se encuentra nuestro país, indicando el período temporal al que afecta dicho porcentaje.

3. Cuando un sujeto obligado a mantener la diversificación en sus aprovisionamientos, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.1 de la presente disposición, quiera suscribir un contrato de aprovisionamiento de gas que pudiera sobrepasar la proporción del 50 por ciento de gas procedente del principal país proveedor del mercado español, según la información publicada por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en virtud de lo establecido en el apartado 2 de este artículo, podrá dirigirse al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio solicitando la autorización para suscribir dicho contrato, que resolverá según lo previsto en el siguiente apartado.

4. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio resolverá la solicitud de autorización a la que se refiere el apartado anterior, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Para la valoración de las solicitudes presentadas, se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

1.º Que favorezcan la competencia en el suministro de gas.

2.º Que mejoren la seguridad del suministro.

3.º Que no resulte en detrimento del funcionamiento eficaz del mercado del gas.

4.º Que no resulte en detrimento del funcionamiento eficaz de las infraestructuras de gas.

La resolución por la que se autorice a suscribir un contrato de aprovisionamiento de gas que pudiera sobrepasar la proporción del 50 por ciento de gas procedente del principal país proveedor del mercado español deberá motivarse debidamente y se publicará, incluyendo la siguiente información:

a) Las razones detalladas por las que se autoriza la suscripción del contrato.

b) La duración de dicha autorización.

c) Análisis detallado de las repercusiones que la concesión de la autorización tiene en la competencia y el funcionamiento eficaz del mercado.

d) Efectos sobre la diversificación del suministro generado por la autorización.

5. Sin perjuicio de las facultades de desarrollo de este real decreto, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá modificar los porcentajes de diversificación de abastecimientos, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, en función de la disponibilidad del sistema y de la evolución del mercado gasista español y los mercados internacionales.

TÍTULO II

Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

CAPÍTULO I

Régimen jurídico de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

Artículo 22. *Naturaleza y régimen jurídico.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, que fue creada por el Real Decreto 2111/1994, de 28 de octubre, en desarrollo de lo dispuesto en la Ley 34/1992, de 22 de diciembre, de Ordenación del Sector Petrolero, tiene la consideración de corporación de derecho público y se rige por lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por lo establecido en este real decreto y por los estatutos que figuran como anexo de este.

2. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos tiene personalidad jurídica propia y actuará en la totalidad de sus actividades en régimen de derecho privado.

3. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos estará sujeta en el ejercicio de su actividad a la tutela de la Administración General del Estado, que la ejercerá a través del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Artículo 23. *Funciones.*

Para el cumplimiento de sus fines, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos ejercerá las funciones contenidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en este real decreto, así como en los estatutos que por este real decreto se aprueban y que figuran como anexo.

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos tiene por objeto:

a) La constitución, mantenimiento y gestión de las existencias estratégicas calificadas como tales por el artículo 14.

b) El control de las existencias mínimas de seguridad a que se refiere el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el artículo 2 de este real decreto.

c) El control del cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad de gas natural dispuestas en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el artículo 2 de este real decreto.

d) El control del cumplimiento de la obligación de la diversificación de los abastecimientos de gas natural, dispuesta en el artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el artículo 3 de este real decreto.

e) La elaboración de informes estadísticos relativos al sector de hidrocarburos, así como la colaboración con las distintas Administraciones públicas a efectos de proporcionar información, asesoramiento y cualquier otra actividad respecto a aquellos aspectos de su competencia y la elaboración y publicación de un informe anual que recoja los datos más significativos sobre cobertura de las reservas, origen de suministros, consumos y cualquier otro que permita el adecuado conocimiento de la realidad del sector de hidrocarburos.

CAPÍTULO II

Régimen económico de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

Artículo 24. *Patrimonio y recursos.*

1. El patrimonio de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos estará integrado por los bienes y derechos que esta adquiera en el ejercicio de sus actividades.

2. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos contará para el cumplimiento de sus fines con los recursos establecidos en este real decreto y en sus estatutos.

Artículo 25. *Contribución de los sujetos obligados.*

1. Las existencias estratégicas y, en el caso de los gases licuados del petróleo, las existencias mínimas de seguridad, configuradas con arreglo a lo dispuesto en el artículo 14, serán financiadas por los sujetos obligados definidos en el artículo 7 y 8, mediante el pago de una cuota unitaria, en términos de euros por tonelada métrica o metro cúbico vendido o consumido por día, a abonar de forma proporcional a los días de existencias que la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos mantenga a cada sujeto obligado, que será distinta para cada grupo de productos. Dicha cuota se determinará en función de todos los costes previstos por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos para la constitución, almacenamiento y conservación de las existencias estratégicas de cada grupo de productos, la dotación a la reserva financiera a que hace referencia el artículo 52.3, cuarto párrafo, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, así como del coste de las demás actividades de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos relacionadas con los productos petrolíferos.

2. Para la financiación de los gastos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en actividades relativas a los gases licuados del petróleo y al gas natural, incluida la dotación a la reserva a la que se hace referencia en el apartado anterior, se establecerá una cuota anual que satisfarán los sujetos obligados definidos en el artículo 8 y en el artículo 15, en función de su cuota de mercado, medida en volumen de ventas o consumos sobre el total del mercado.

3. Excepcionalmente, cuando el correcto cumplimiento de los fines de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos así lo aconseje y al objeto de garantizar, en todo momento, su solvencia financiera, se podrán establecer cuotas de carácter extraordinario.

4. **(Anulado)**

Artículo 26. *Establecimiento de las cuotas.*

1. Las cuotas a que hacen referencia los apartados 1 y 2 del artículo anterior serán aprobadas para cada año natural por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

A tal efecto, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elaborará propuesta que se acompañará de un presupuesto comprensivo de los ingresos y gastos previstos para el ejercicio correspondiente y de los criterios aplicados para la determinación del importe de las cuotas unitarias así como de un plan estratégico y operativo para los cinco y dos años naturales siguientes, respectivamente, en el que se detallen el modo de cumplir sus funciones de manera eficaz y eficiente.

Una vez aprobadas las cuotas anuales, la Corporación de Reservas Estratégicas podrá solicitar la modificación de las mismas al alza o a la baja hasta un máximo del 5 por ciento, a la Dirección General de Política Energética y Minas, aportando la documentación justificativa de la solicitud.

2. Las cuotas extraordinarias a que hace referencia el apartado 3 del artículo anterior se establecerán por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio a propuesta de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, a la que se acompañará la correspondiente memoria explicativa.

Artículo 27. *Pago de las cuotas.*

1. Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad remitirán mensualmente a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en los plazos y modelos que se fijen a tales efectos, declaración de ventas o consumos correspondientes al mes natural anterior, determinados de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 10 y 17. Los sujetos obligados al pago de las cuotas a las que se hace referencia en el apartado 1 del artículo 25, sin requerimiento previo, ingresarán, en su caso, a favor de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en los plazos, en la forma y a través de los medios que ésta determine, las cantidades que resulten de aplicar dichas cuotas. Las cantidades correspondientes a la cuota indicada en el apartado 2 del artículo 25 se ingresarán anualmente por los sujetos obligados en función de la cuota de mercado de cada uno de ellos en el año anterior, referida a los productos afectados por la obligación.

2. El ingreso a favor de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos del importe de las cuotas extraordinarias mencionadas en el apartado 3 del artículo 25 se realizará en el plazo que establezca la orden ministerial en que se fijen y en la forma y a través de los medios que la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos determine.

3. La falta de pago dentro del plazo indicado dará lugar al devengo de intereses de demora desde el día siguiente a su finalización hasta el que se realice el ingreso, al tipo resultante de añadir al interés legal del dinero vigente en cada momento tres puntos porcentuales.

4. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos requerirá formalmente a los sujetos obligados que no presenten sus declaraciones de ventas o consumos o que no ingresen a favor de aquélla las cuotas que les correspondan, con la advertencia de que, si no subsanan tales carencias, elevará la propuesta de inicio de expediente sancionador a la autoridad administrativa competente, a los efectos previstos en los artículos 108 y siguientes de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.**Todo ello sin perjuicio del ejercicio de las acciones ante la jurisdicción civil que correspondan encaminadas al cobro de las cantidades adeudadas a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.**

Téngase en cuenta que se declara la nuliad del inciso destacado, en la redacción dada por el el art. 3.3 del Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por Sentencia del TS de 1 de febrero de 2011. Ref. BOE-A-2011-5199.

5. El impago total o parcial de las cuotas a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos se considerará como infracción grave o muy grave de la normativa sobre existencias mínimas de seguridad, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 109 y 110 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 28. *Contabilidad y auditoría.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos se regirá por las normas del derecho mercantil en lo que se refiere a la llevanza de su contabilidad, libros oficiales y documentos contables.
2. Las cuentas anuales, integradas por el balance, cuenta de pérdidas y ganancias y la memoria, así como el informe de gestión, antes de su aprobación, deberán ser auditadas por experto independiente.
3. Aprobadas las cuentas anuales, estas deberán ser remitidas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en un plazo máximo de tres meses a partir de la fecha de su aprobación.

Artículo 29. *Aplicación de resultados.*

1. Los resultados positivos derivados de la venta o permuta de existencias estratégicas realizadas de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36 no podrán ser objeto de distribución, aplicándose prioritariamente a la amortización de las deudas contraídas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
2. La aplicación de los resultados ordinarios positivos que obtenga la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos procedentes de las aportaciones financieras realizadas por sus miembros se regula según lo dispuesto en el artículo 13.3 de los estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos que figuran como anexo de este real decreto.

CAPÍTULO III

Constitución, mantenimiento y gestión de las existencias estratégicas de productos petrolíferos

Artículo 30. *Formas de adquisición y mantenimiento de existencias estratégicas.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos constituirá y mantendrá las existencias mínimas de seguridad calificadas como estratégicas de crudos de petróleo y productos petrolíferos terminados a través de los procedimientos siguientes:
a) Adquisición mediante compra o permuta de las existencias necesarias, en condiciones de mercado.
b) Arrendamiento a los operadores de las existencias al precio y en las condiciones del mercado, hasta un máximo del 50 por ciento del total de las existencias estratégicas.
Para el caso de las existencias estratégicas mantenidas en forma de crudo, se aplicarán los mismos criterios de equivalencia entre crudo y productos que se señalan en el artículo 9.
2. A estos efectos, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrá celebrar contratos para la compraventa, permuta o arrendamiento de existencias estratégicas. En todos los casos, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos deberá asegurar el mantenimiento de las condiciones de competencia existentes en el mercado, sin alterar en ningún caso su normal funcionamiento, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 39.

Artículo 31. *Almacenamiento de existencias estratégicas.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrá asimismo concertar en condiciones de mercado contratos de compra o arrendamiento de la capacidad de almacenamiento necesaria para el mantenimiento de las existencias estratégicas.

2. Las adquisiciones o arrendamientos de capacidad de almacenamiento por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos se realizarán en condiciones de mercado.

3. Para el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas, y de acuerdo con lo que se establezca en la planificación obligatoria en materia de instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer planes de actuación de obligado cumplimiento para la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

La citada Corporación deberá presentar en el primer trimestre de cada año ante el Secretario General de Energía un informe justificativo de los mecanismos previstos para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas así como los planes anuales y plurianuales de inversión en infraestructuras de almacenamiento para su aprobación o modificación.

En el cálculo de las cuotas a que hace referencia el artículo 25.1 se incluirán los costes previstos en el citado plan de inversiones. Dichas cuotas serán recaudadas y mantenidas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos para la financiación del indicado plan.

Artículo 32. *Contratos tipo.*

Las operaciones de compra, venta, permuta, arrendamiento, y almacenamiento de reservas estratégicas se ajustarán a contratos tipo cuyos modelos serán aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Artículo 33. *Distribución geográfica de existencias estratégicas.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos garantizará una distribución geográfica de las existencias estratégicas de forma que estas puedan alcanzar los centros de consumo a lo largo de 30 días de manera continuada. A tal efecto, cuando la situación geográfica u otras circunstancias especiales así lo aconsejen, se ubicará en el territorio correspondiente el volumen de existencias estratégicas preciso para hacer frente a las posibles necesidades en caso de emergencia.

2. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos dará cuenta anualmente a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de la distribución geográfica de las existencias estratégicas y, en su caso, de los planes para su futura modificación.

Artículo 34. *Calidad de los productos.*

1. Los productos mantenidos por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos como existencias estratégicas deberán reunir en todo momento las características de calidad e idoneidad para el consumo en los usos a que por su propia naturaleza van destinados, así como cumplir con la normativa en vigor sobre especificaciones oficiales de los productos.

2. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos realizará bien por sí misma, bien a través de los arrendadores de servicios de almacenamiento o de operadores con capacidad para ello, la rotación de sus existencias y cuantas operaciones fueran precisas para el mantenimiento de la calidad de los productos terminados almacenados como existencias estratégicas.

Artículo 35. *Aseguramiento de las existencias estratégicas.*

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos deberá disponer en todo momento de un seguro sobre la totalidad de las existencias estratégicas de cuyo

mantenimiento es responsable. Este seguro podrá ser contratado directamente por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos o por la propia empresa almacenista, debiéndose incluir en la correspondiente póliza, en este último caso, una cláusula que establezca como beneficiaria a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en relación con cualquier indemnización que resultase procedente.

Artículo 36. *Venta o permuta de existencias estratégicas.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrá vender o permutar el exceso de existencias sobre el nivel obligatorio, en su caso, previo acuerdo de la junta directiva, siempre que dicha venta, o la transmisión en el caso de permuta, se produzca a un precio o valor igual al coste medio ponderado de adquisición, o al de mercado si fuese superior. Si el precio de venta o el valor de lo permutado fuera inferior al coste medio ponderado de adquisición, será preceptiva la autorización del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

2. En cualquier otro caso distinto al contemplado en el apartado anterior, salvo lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 34, la venta o permuta de existencias estratégicas por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos exigirá la autorización previa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

3. En ningún caso, la venta o permuta de existencias estratégicas por parte de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrá alterar las condiciones de competencia o el funcionamiento normal del mercado de productos petrolíferos.

CAPÍTULO IV

Facultades de inspección e iniciación del procedimiento sancionador

Artículo 37. *Facultades de inspección.*

1. Según lo establecido en el artículo 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos tiene facultades para inspeccionar y controlar el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad definidas en el artículo 50 de la citada ley.

2. Igualmente, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos tiene facultades para inspeccionar y controlar el cumplimiento de las obligaciones contenidas en los contratos que tenga suscritos relativos al arrendamiento o almacenamiento de existencias estratégicas.

3. Asimismo, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos tiene facultades para inspeccionar y controlar las existencias mínimas de seguridad de gas natural y la diversificación de suministros, según lo establecido en el artículo 100 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

4. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos ejercerá también las funciones de inspección y control que pudieran derivarse del contenido de los convenios de colaboración que en su caso suscriba con las distintas Administraciones autonómicas, según lo establecido en el artículo 4.d).

5. A estos efectos, podrá recabar cuantas informaciones resulten necesarias y realizar cuantas inspecciones, físicas o documentales, resulten precisas en relación con cualquier sujeto obligado al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y de diversificación de suministros, o sus almacenistas o depositarios, así como en relación con cualquier persona física o jurídica con quienes tenga concertados contratos de arrendamiento o almacenamiento de existencias estratégicas.

6. El personal de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos o terceras personas, debidamente habilitadas por esta y bajo su dirección, podrán acceder a los locales o almacenes de cualquier sujeto inspeccionado, de conformidad con lo establecido en el apartado anterior, y examinar cuantos documentos, instalaciones o condiciones se refieran a las existencias mínimas de seguridad o estratégicas y a la diversificación de suministros.

Artículo 38. *Desarrollo de la inspección.*

1. La inspección se podrá desarrollar en el lugar donde se encuentren las existencias o en cualquier otro relacionado con estas o con la diversificación de suministros, y se llevará a cabo de acuerdo con las normas generales de funcionamiento de las instalaciones o locales.

2. El hecho de impedir la entrada en el lugar a las personas habilitadas para la inspección o entorpecer o evitar dolosamente su acción, por cualquier medio o procedimiento, tendrá la consideración de infracción grave, de acuerdo con lo previsto por el artículo 110 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

3. La inspección levantará un acta donde se reflejarán todos los datos y circunstancias de hecho que resulten de las actuaciones llevadas a cabo.

4. El acta también deberá reflejar si, a juicio de la inspección, aparece algún incumplimiento en cuanto a la forma y condiciones en que las existencias, tanto mínimas como estratégicas, deben ser mantenidas, así como la diversificación de suministros, de acuerdo con lo establecido en este real decreto.

5. Concluido el expediente de inspección, el Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, en caso de apreciar incumplimientos, elevará las actuaciones practicadas a la autoridad administrativa competente, a los efectos de que, si así procediera, pueda ser iniciado el oportuno expediente sancionador.

TÍTULO III

Aplicación de existencias mínimas de seguridad

Artículo 39. *Aplicación de las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos.*

1. El Consejo de Ministros, mediante acuerdo, en situación de escasez de suministro de productos petrolíferos, incluida una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, podrá ordenar el sometimiento de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, a un régimen de intervención bajo control directo de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, con objeto de inducir la más adecuada utilización de los recursos disponibles, tal como dispone el artículo 49 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, pudiendo establecer el uso o destino final de las existencias mínimas de seguridad, incluidas las estratégicas, dispuestas para consumo o transformación, siempre que esto sea necesario para asegurar el abastecimiento a centros de consumo que se consideren prioritarios.

Asimismo podrá adoptar en el ámbito, con la duración y las excepciones que se determinen, entre otras, alguna o algunas de las medidas contempladas en el artículo 49.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre:

En el caso de movilización de existencias mínimas de seguridad en virtud de una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se informará inmediatamente a la Comisión Europea así como a la Agencia Internacional de la Energía. En el caso de una interrupción grave de suministro pero que no implique una decisión internacional efectiva de movilización de reservas, se solicitará autorización de la Comisión Europea.

No obstante, se podrán movilizar existencias mínimas de seguridad por debajo del nivel mínimo obligatorio establecido en unas cantidades inmediatamente necesarias para dar una respuesta inicial en casos de una urgencia especial o con el fin de atender a crisis locales. En caso de una movilización de este tipo, se informará a la Comisión inmediatamente de la cantidad movilizada.

Según proceda, se establecerá un calendario razonable para la reposición del nivel de existencias mínimas de seguridad en coordinación con la Comisión Europea y la Agencia Internacional de la Energía.

2. El Ministro de Industria, Energía y Turismo, a propuesta de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, desarrollará normas o planes generales de aplicación en caso de crisis en el suministro de productos petrolíferos o de problemas puntuales de abastecimiento, que podrán contemplar la enajenación o permuta de las existencias estratégicas así como las medidas organizativas necesarias para asegurar la aplicación práctica de tales planes. Previa solicitud de la Comisión Europea, se informará

inmediatamente a ésta, de dichos planes de intervención y de las medidas organizativas correspondientes.

Las existencias estratégicas cuya disposición proceda se ofrecerán a precios de mercado a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas, para su puesta a consumo.

3. A los efectos de lo dispuesto en este artículo, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elaborará un manual de situaciones y procedimientos para la venta o permuta de las existencias estratégicas en estas circunstancias.

4. Asimismo, el Consejo de Ministros determinará el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas, garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

Artículo 40. *Aplicación de las existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

1. A los efectos previstos en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en este real decreto, se consideran situaciones de emergencia aquellos casos en los que, por circunstancias que estén fuera del control de alguno o todos los sujetos que intervienen en el sistema gasista, se produzca, o exista riesgo evidente de que pueda producirse, una situación de escasez o desabastecimiento en relación con los suministros de gas de carácter firme, así como cuando extraordinarias circunstancias del mercado de gas natural lo hagan aconsejable, o cuando pueda verse amenazada la seguridad de las personas, aparatos o instalaciones, o la integridad de la red gasista.

2. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el Gobierno, ante situaciones de emergencia o escasez de suministro y sin perjuicio de la utilización de las existencias conforme al apartado 3 de este artículo, podrá adoptar alguna o algunas de las siguientes medidas:

a) Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas.

b) Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

c) Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso a las instalaciones por parte de terceros.

d) Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

e) Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.

f) Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los organismos internacionales de los que España sea parte o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.

3. Los sujetos que intervienen en el sistema gasista, sin perjuicio de las demás obligaciones que deban asumir en situaciones de emergencia, crisis de suministro o problemas puntuales de desabastecimiento, estarán obligados a confeccionar un plan de emergencia que enviarán al gestor técnico del sistema, al que se refiere el artículo 64 de la citada Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Dichos planes, que deberán ser actualizados anualmente, deberán contener, entre otras, las siguientes especificaciones:

a) Examen y descripción de los compromisos de carácter interrumpible de abastecimiento de gas.

b) Examen y descripción de los compromisos de carácter firme de abastecimiento de gas, incluido un orden de prioridades de suministro, en función de criterios de minimización de efectos en la actividad económica, y dando preferencia, en todo caso, a los servicios esenciales, a los suministros domésticos, comerciales y a servicios públicos e industriales, por este orden.

c) Plan de gestión de existencias propias.

d) Plan de utilización de otras existencias.

e) Modo y tiempo necesarios para el restablecimiento de los servicios afectados.

f) Medidas que se proponen en función de las posibles situaciones de emergencia.

A la vista de aquellos, el gestor técnico del sistema propondrá un plan que deberá ser aprobado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el cual fijará por orden ministerial el procedimiento, prioridades de suministro, utilización de existencias propias y ajenas y tiempo de reposición de estas. El control y seguimiento de la utilización de existencias mínimas de seguridad en este supuesto se encomienda a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

4. En relación a las medidas señaladas anteriormente el Consejo de Ministros determinará el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas, garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

Disposición transitoria primera. *Existencias mínimas de seguridad y diversificación de gas natural.*

Los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo o gas natural o a diversificar el suministro de gas natural deberán ajustarse a lo dispuesto en el capítulo III del título I, antes de seis meses a partir de la entrada en vigor de este real decreto. No obstante, los contratos de aprovisionamiento que hayan sido firmados con anterioridad a la entrada en vigor de este real decreto, y que supongan una dependencia de un mismo país superior al 60 por ciento, podrán ser mantenidos hasta su vencimiento, sin que estos puedan prorrogarse o suscribir nuevos contratos con el mismo país, en tanto no se cumpla con la obligación de diversificación del suministro.

Disposición transitoria segunda. *Incremento de existencias estratégicas.*

1. Lo dispuesto en los apartados 1 y 2 del artículo 14 será de aplicación a partir del 31 de diciembre de 2010.

2. Los aumentos de reservas constituidas por cuenta de los sujetos obligados que efectúe la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos desde la entrada en vigor de la presente disposición hasta que se alcance la capacidad suficiente para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 14, serán asignados entre los sujetos que lo soliciten de acuerdo con los criterios establecidos en los apartados 4 y 6 del citado artículo.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá modificar lo establecido en la presente disposición en función de la evolución del mercado y de la disponibilidad de infraestructuras.

Disposición transitoria tercera. *Obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad para los transportistas.*

1. Hasta el 1 de julio de 2008, los transportistas que incorporen gas natural al sistema estarán obligados a mantener existencias mínimas de seguridad por sus ventas firmes a distribuidores de gas natural.

2. A efectos del cómputo de la obligación de existencias mínimas de seguridad por parte de los comercializadores de último recurso de gas natural a partir del 1 de julio de 2008, se incluirán en el cómputo de ventas del año anterior de dichos comercializadores los consumos realizados en el año natural anterior por los consumidores que les hayan sido asignados en cumplimiento de lo previsto en la disposición transitoria cuarta de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

Disposición transitoria cuarta. *Adaptación para el cumplimiento del número de días de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos.*

Hasta el 31 de diciembre del año 2009, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad a que se refiere el apartado 1 del artículo 2 y el apartado 4 del artículo 10 se fija en 90 días de las ventas o consumos de los sujetos obligados en los 12 meses anteriores, con el procedimiento de cómputo establecido en el citado artículo.

Disposición transitoria quinta. *Plan de Inversiones de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.*

En el primer trimestre del año 2008, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos presentará al Secretario General de Energía el primer plan de inversiones a que se refiere el apartado 3 del artículo 31 del presente real decreto.

Dicho plan incluirá un análisis detallado de las inversiones necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 14.1 del presente real decreto.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogado el Real Decreto 2111/1994, de 28 de octubre, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y se constituye la Corporación de Reservas Estratégicas, así como cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en este real decreto.

Disposición final primera. *Modificación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural.*

Se modifican los párrafos a) y b) del apartado 2 del artículo 29 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural, que quedan redactados del siguiente modo:

«a) Peajes de regasificación. El peaje del servicio de regasificación incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de buques, transporte a tanques de gas natural licuado (GNL), regasificación o carga de cisternas de GNL y un almacenamiento operativo de GNL en planta, equivalente a cinco días de la capacidad contratada diaria.

La contratación del peaje de regasificación dará derecho a la contratación del servicio de almacenamiento de GNL en planta, adicional al incluido en este peaje, por la capacidad necesaria para la descarga de buques empleados para el transporte de GNL, con el límite de la capacidad máxima de atraque.

b) Peaje de transporte y distribución. El peaje del servicio de transporte y distribución incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor cualificado, así como la utilización de un almacenamiento operativo correspondiente a dos días de la capacidad de transporte y distribución contratada. Este peaje será, asimismo, aplicable al suministro de consumidores conectados a redes de distribución locales alimentadas mediante plantas satélites.»

Disposición final segunda. *Carácter básico.*

1. Este real decreto tiene carácter básico de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.a y 25.a de la Constitución.

2. Se excluyen de este carácter básico las referencias a los procedimientos administrativos, que serán regulados por la Administración competente, ajustándose en todo caso a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Disposición final tercera. *Facultades de desarrollo y modificación.*

Se autoriza al Ministro de Industria, Energía y Turismo a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de este real decreto.

Se habilita al Ministro de Industria, Energía y Turismo para modificar el contenido de los Anexos I, II y III de este real decreto así como lo dispuesto en el artículo 10.5 cuando resulte necesario para ajustar tales disposiciones a la normativa europea o internacional.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», salvo lo dispuesto en la disposición final primera, que no será

de aplicación hasta que hayan transcurrido seis meses desde la entrada en vigor de este real decreto.

ANEXO I

Método de cálculo del equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos

El equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos, a los efectos de la Directiva 2009/119/CE del Consejo, de 14 de septiembre de 2009, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos, debe calcularse por el método siguiente:

El equivalente de petróleo crudo de las importaciones de productos petrolíferos se obtiene sumando las importaciones netas de los productos siguientes: petróleo crudo, materias primas para refinerías, otros hidrocarburos, tal como están definidos en el anexo B, punto 4, del Reglamento (CE) n o 1099/2008, ajustadas para tomar en consideración las posibles variaciones de existencias, deduciendo un 4 % en concepto de rendimiento de la nafta o, si el rendimiento medio de la nafta en el territorio nacional supera el 7 por ciento, deduciendo el consumo efectivo neto de nafta o el rendimiento medio de la nafta y añadiendo las importaciones netas de todos los demás productos petrolíferos a excepción de la nafta, igualmente ajustadas para tomar en consideración las variaciones de existencias y multiplicadas por 1,065.

No se incluyen en el cálculo los bunkers de barcos internacionales.

ANEXO II

Método de cálculo del equivalente de petróleo crudo del consumo interno

El equivalente de petróleo crudo del consumo debe calcularse por el método siguiente:

El consumo interno en cuestión se determina sumando el total de «suministros interiores brutos observados», tal como se definen en el anexo C, punto 3.2.1, del Reglamento (CE) n.º 1099/2008 exclusivamente de los productos siguientes: gasolina de automoción, gasolina de aviación, carburante de tipo gasolina para aviones de retropropulsión (carburante de tipo nafta para aviones de retropropulsión o JP4), carburante de tipo queroseno para aviones de retropropulsión, otros querosenos, gasóleo/carburante diésel (fuelóleo destilado), fuelóleo (tanto de bajo como de alto contenido de azufre), tal como están definidos en el anexo B, punto 4, del Reglamento (CE) n o 1099/2008.

No se incluyen en el cálculo los bunkers de barcos internacionales.

El equivalente de petróleo crudo del consumo interno se calcula aplicando un coeficiente multiplicador de 1,2.

ANEXO III

Normas de elaboración y transmisión a la comisión de las relaciones estadísticas sobre el nivel de las reservas que deben almacenarse en virtud del artículo 5

La Dirección General de Política Energética y Minas transmitirá mensualmente a los organismos internacionales pertinentes una relación estadística definitiva del nivel de existencias mínimas de seguridad mantenidas de manera efectiva el último día de cada mes natural, calculado sobre la base de un número de días de importaciones netas de petróleo o sobre la base de un número de días de consumo interno de petróleo, según el criterio que se haya elegido en virtud del artículo 10.5. En la relación se precisarán las razones por las cuales la base de cálculo la constituye un número de días de importaciones o, en su caso, un número de días de consumo, e indicarse el método de los contemplados en el citado artículo 10.5 que se haya utilizado para el cálculo de las reservas.

Si algunas de las existencias incluidas están almacenadas fuera del territorio nacional, en cada relación se precisarán de manera detallada las reservas almacenadas por cada Estado miembro y entidad central de almacenamiento en cuestión el último día del período al que se refiera la relación. Asimismo, se indicará en cada caso si se trata de existencias almacenadas en virtud de una delegación formulada por uno o varios operadores económicos o de la Corporación. En lo que respecta al conjunto de las reservas almacenadas en territorio nacional a favor de otros Estados miembros o entidades centrales de almacenamiento, se transmitirá a la Comisión una relación de las reservas existentes el último día de cada mes natural, por categoría de productos. En esta relación, el Estado miembro debe indicar en cada caso el nombre del Estado miembro o de la entidad central de almacenamiento en cuestión, así como las cantidades correspondientes.

En todo caso, la transmisión a la Comisión Europea de las relaciones estadísticas contempladas en el presente anexo debe efectuarse en el plazo de 55 días a partir del final del mes al que se refiera la relación. Dichas relaciones estadísticas deben enviarse asimismo en el plazo de dos meses a petición de la Comisión. Dichas peticiones podrán presentarse en el plazo de cinco años a partir de la fecha a la que se refieran los datos.

ANEXO IV

Estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Denominación y régimen jurídico.*

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, creada por el Real Decreto 2111/1994, de 28 de octubre, se regirá por lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, por las disposiciones reglamentarias de aplicación y por estos estatutos.

Artículo 2. *Objeto.*

La Corporación tiene por objeto:

a) La constitución, mantenimiento y gestión de las existencias estratégicas calificadas como tales por el artículo 14 de este real decreto.

b) El control de las existencias mínimas de seguridad a que se refiere el artículo 50 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el apartado 1 del artículo 2 de este real decreto.

c) El control del cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural dispuestas en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el apartado 2 del artículo 2 de este real decreto.

d) El control del cumplimiento de la obligación de la diversificación de los abastecimientos de gas natural dispuesta en el artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el artículo 3 de este real decreto.

e) La elaboración de informes estadísticos relativos al sector de hidrocarburos, así como la colaboración con las distintas Administraciones públicas a efectos de proporcionar información, asesoramiento y cualquier otra actividad respecto a aquellos aspectos de su competencia.

Artículo 3. *Domicilio.*

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos establecerá su domicilio en la ciudad de Madrid, pudiendo cambiar el domicilio dentro del mismo término municipal si por cualquier circunstancia fuera menester. Asimismo, podrá establecer las delegaciones y representaciones en otros lugares del territorio nacional que se estimen necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Artículo 4. *Duración.*

La duración de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos es indefinida.

Artículo 5. *Ámbito territorial.*

La Corporación tiene ámbito estatal y sus actividades se extienden a todo el territorio del Estado español sin perjuicio de lo establecido en el artículo 11 de este Real Decreto, y de lo establecido en el punto 3 del artículo 3 de la Directiva 2006/67/CE del Consejo, de 24 de julio de 2006, por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo y/o de productos petrolíferos.

CAPÍTULO II

De los miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y de los órganos de representación

Artículo 6. *Miembros.*

1. Serán miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos por adscripción obligatoria todos los operadores autorizados a distribuir al por mayor en el territorio nacional productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, regulados en los artículos 42 y 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, así como los comercializadores de gas natural regulados en el artículo 58.a) y d), de la citada Ley.

2. La condición de miembro se adquiere automáticamente desde la fecha de la autorización administrativa para la realización de la actividad y se conservará en tanto permanezca vigente dicha autorización.

Artículo 7. *Órganos rectores.*

Los órganos rectores de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos son los siguientes:

a) El Presidente.

b) La Asamblea General.

c) La Junta Directiva.

Artículo 8. *Funciones del Presidente.*

Al Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos le corresponderán las siguientes funciones:

a) Ostentar la representación legal de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en todo tipo de actos y contratos y frente a cualquier persona física o jurídica, en juicio o fuera de él, sin perjuicio del sistema de poderes establecido por la Junta Directiva.

b) Dirigir las actividades y tareas inspectoras proponiendo a la Administración pública competente la iniciación de los expedientes sancionadores correspondientes.

c) Presentar a la Junta Directiva para su aprobación las propuestas de fijación de cuotas y las cuentas anuales.

d) Convocar y presidir la Junta Directiva y la Asamblea General.

e) Decidir sobre aquellas cuestiones que tengan relación con la actividad inspectora y el tratamiento de información individualizada de los sujetos obligados.

f) Ejercer las facultades que la Junta Directiva delegue en él de manera expresa, así como las demás que le atribuya el ordenamiento vigente.

Artículo 9. *La Asamblea General.*

1. La Asamblea General está constituida por todos los miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, debidamente acreditados.

2. Corresponde al Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos convocar la Asamblea General. Dicha convocatoria será única, y el

correspondiente anuncio, que deberá contener la fecha de celebración y el orden del día de los asuntos a tratar, se publicará en al menos dos diarios de los de mayor circulación de ámbito nacional, con 15 días como mínimo de antelación a la fecha de celebración.

Este plazo podrá ser inferior en el caso de que circunstancias de urgencia así lo aconsejaran, previa comunicación al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

3. El Presidente convocará la Asamblea General necesariamente una vez en cada ejercicio económico para informar sobre la evolución de las actividades de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos durante el ejercicio anterior, para aprobar las cuentas y para censurar la gestión de los órganos de administración. Igualmente convocará la Asamblea General cuando lo soliciten por escrito, indicando el objeto de la convocatoria, miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos que representen al menos el 15 por ciento del total de los votos de los asociados. El Presidente también podrá convocar la Asamblea General cuando lo crea conveniente para los intereses de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

4. La Asamblea General tendrá capacidad para tomar acuerdos cualquiera que sea el número de asistentes. Estará presidida por el Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, el cual designará el Secretario para levantar acta de las sesiones, que actuará con voz pero sin voto.

5. Los acuerdos se adoptarán por mayoría de las tres cuartas partes de los votos presentes y se comunicarán, una vez aprobada el acta correspondiente, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, el cual, en su caso, y en el plazo de 15 días a contar desde la fecha de recepción, podrá imponer su veto a aquellos acuerdos que pudieran infringir lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y disposiciones de desarrollo.

6. La Asamblea General decidirá sobre la aprobación de las cuentas y de la gestión de los órganos de administración, así como sobre aquellas otras cuestiones que se le atribuyan en las disposiciones legales o en estos estatutos.

Artículo 10. *Derecho de voto.*

Cada miembro tendrá los votos que le correspondan en función de la cuantía de su aportación financiera anual a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

La aportación financiera a que hace referencia el párrafo anterior se calculará de acuerdo con el importe de las cuotas efectivamente satisfechas a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos durante los 12 meses inmediatamente anteriores al de la fecha de convocatoria de la Asamblea General, salvo para el supuesto en que el objeto de esta última sea la aprobación de las cuentas anuales y la censura de la gestión de los órganos de administración; en tal caso, dicha aportación será la efectuada durante el ejercicio correspondiente.

La Junta Directiva verificará el número de votos con que cuenta cada miembro antes de la celebración de la Asamblea General.

Artículo 11. *La Junta Directiva.*

1. La Junta Directiva estará formada por 11 miembros además del Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, quien la presidirá.

2. El Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y cuatro de los vocales de la Junta Directiva serán nombrados por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio para un mandato de cinco años y podrán ser reelegidos por períodos iguales. Uno de estos vocales será propuesto por la Comisión Nacional de Energía.

3. Los siete vocales restantes serán elegidos por la Asamblea General por un mandato de cinco años y podrán ser reelegidos por períodos iguales de la siguiente manera:

a) Los operadores autorizados para distribuir al por mayor productos petrolíferos, que dispongan de capacidad de refino en el territorio nacional, elegirán a tres representantes.

b) Los operadores sin capacidad de refino, autorizados para distribuir al por mayor productos petrolíferos, elegirán a dos representantes.

c) Los operadores autorizados para distribuir al por mayor gases licuados del petróleo elegirán un vocal.

d) Los comercializadores de gas natural miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elegirán un vocal.

4. La Junta Directiva elegirá, de entre sus miembros, por mayoría, un Vicepresidente el cual tendrá como funciones las orgánicas que se deriven de la sustitución del Presidente.

5. La Junta Directiva podrá crear en su seno uno o varios comités, con competencias específicas sobre alguna de las parcelas que constituyen el objeto legal de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, aunque sometidos al control último de la Junta Directiva, o bien con el objeto de dar cumplimiento a la normativa vigente en cada momento. La Junta Directiva, al crear dichos comités, preverá las competencias específicas que asuman, sus procedimientos de deliberación y normas de funcionamiento, el número y la identidad de sus miembros, así como cualquier otra circunstancia que estime conveniente.

6. Si uno de los vocales elegidos cesase antes de expirar su mandato, la Junta Directiva podrá designar a un nuevo vocal por el tiempo que falte hasta la próxima Asamblea General.

Artículo 12. *Funciones de la Junta Directiva.*

1. Corresponde a la Junta Directiva:

a) Determinar la política general de actuación de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y deliberar sobre las cuestiones que sean de importancia para esta.

b) Aprobar las normas y procedimientos de organización y funcionamiento internos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, ajustándose a los principios reguladores de su régimen jurídico.

c) Controlar la actividad de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, salvo en aquellos aspectos relativos a tareas inspectoras concretas o que tengan relación con la información individualizada de los sujetos obligados.

d) Aprobar las propuestas de fijación de cuotas para su remisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

e) Formular las cuentas anuales de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

f) Ejercer las demás funciones que le asignen las disposiciones legales o estos estatutos.

g) Aprobar un manual de inspección, comprensivo de los principios básicos a que deberá ajustarse la actividad inspectora, así como los procedimientos para llevarla a cabo.

h) Establecer el domicilio de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, así como las delegaciones o representaciones que se estimen necesarias al cumplimiento de sus fines.

i) Las demás competencias no atribuidas a la Asamblea General o al Presidente de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

2. La Junta Directiva quedará válidamente constituida cuando concurran a la reunión, convocada por el Presidente o quien le sustituya, además de este, la mitad más uno de sus vocales. Los acuerdos se adoptarán por mayoría de votos emitidos. El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, por medio del Presidente, podrá ejercer el derecho de veto, en el plazo de 15 días, sobre cualquier decisión contraria a los intereses públicos.

CAPÍTULO III

Régimen económico

Artículo 13. *Recursos económicos.*

1. La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos contará con los siguientes recursos económicos:

a) Las cuotas ordinarias o extraordinarias que deban satisfacer los miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y los demás sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad.

b) Los productos y rentas de los bienes y derechos que constituyen su patrimonio.

c) Los ingresos procedentes de su endeudamiento o empréstitos. A tales efectos, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos podrá acudir a los mercados financieros para obtener los recursos necesarios para la realización de sus objetivos.

d) Cualesquiera otros ingresos ordinarios o extraordinarios que puedan generarse por el ejercicio de sus actividades.

2. Las cuotas serán abonadas a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en la forma y plazo que se determine en la normativa aplicable.

3. En el supuesto de que se produjera un exceso de recaudación procedente de las cuotas en relación con los gastos efectivamente realizados para cuya cobertura fueron fijadas aquellas, la Junta Directiva podrá acordar bien la devolución del mencionado excedente, bien su aplicación para la determinación de cuotas futuras, o bien dotar a la reserva financiera a que hace referencia el artículo 52.3, cuarto párrafo, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, hasta que esta alcance una cuantía mínima equivalente a una cuarta parte de los gastos ordinarios del ejercicio de los que aquellos procedan. Dicho acuerdo habrá de ser ratificado por la Asamblea General convocada para la aprobación de las cuentas anuales del correspondiente ejercicio.

4. Antes de ser remitidas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio las propuestas de fijación de cuotas, se darán a conocer, junto con el presupuesto correspondiente, a todos los miembros de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos. A tales efectos, se convocará la correspondiente Asamblea General.

Artículo 14. *Presupuesto.*

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos elaborará el presupuesto anual ordinario de ingresos y gastos a que hace referencia el apartado 4 del artículo anterior, con sujeción a las normas contenidas en estos estatutos y a las generales aplicables sobre la materia, y contendrá la previsión de los medios financieros necesarios para el cumplimiento de sus objetivos.

CAPÍTULO IV

De la disolución de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos

Artículo 15. *Disolución.*

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos se disolverá por las causas y con los efectos previstos en la ley.

Artículo 16. *Comisión liquidadora.*

En caso de disolución de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, se nombrará por la Asamblea General Extraordinaria una comisión liquidadora que procederá a realizar cuantas operaciones sean necesarias para la liquidación.

§ 50

Orden ITC/3283/2005, de 11 de octubre, por la que se aprueban normas relativas a los deberes de información de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, así como a las facultades de inspección de la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 255, de 25 de octubre de 2005
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2005-17505

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, establece en su artículo 5 la obligación de los sujetos obligados definidos en los artículos 3, 7, 8 y 15 del mismo, de remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, la información necesaria para verificar el cumplimiento de sus obligaciones. Por su parte, el artículo 37 del mismo Real Decreto regula las facultades de que dispone la Corporación para inspeccionar el cumplimiento, por parte de dichos sujetos obligados, de sus obligaciones en relación con el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, y la diversificación del suministro de gas natural, definidas en los artículos 50, 98 y 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, incluidas las de pago de las correspondientes cuotas a la Corporación, así como el cumplimiento de las obligaciones contenidas en los contratos que tenga suscritos para el arrendamiento o almacenamiento de existencias estratégicas.

La Orden ITC/18/2005, de 10 de enero, aprobó las cuotas a ingresar a favor de la Corporación por los sujetos obligados durante el año 2005, adaptando la normativa existente al Real Decreto 1716/2004, cuya publicación requiere, asimismo, adaptar las Normas Básicas sobre Información e Inspección, a aplicar por la Corporación en el ejercicio de su actividad inspectora, aprobadas por la Orden de 20 de diciembre de 1995.

Por la Comisión Nacional de Energía se ha emitido el preceptivo informe sobre el proyecto de esta disposición general, de acuerdo con lo prescrito en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

En su virtud, dispongo:

CAPÍTULO I

Deberes de información

Artículo 1. *Declaración de ventas y consumos.*

Las declaraciones de ventas o consumos a que hace referencia la Orden ITC/18/2005, de 10 de enero, así como el estado contable anual auditado al que se refiere el artículo 5.2 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, deberán remitirse a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en todo caso, incluso cuando no se hayan producido ventas o consumos en los períodos correspondientes.

Artículo 2. *Formularios.*

La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará mediante resolución, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, los formularios oficiales mediante los cuales todos los sujetos obligados señalados en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, remitirán la información necesaria a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía, y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, de acuerdo con lo previsto en el artículo 5 del citado Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

CAPÍTULO II

Facultades de inspección de la Corporación.

Artículo 3. *Inicio del procedimiento de inspección.*

A iniciativa de la Administración Pública competente o del Presidente de la Corporación, ésta podrá, mediante el inicio de la correspondiente inspección, verificar en todo momento el cumplimiento de las obligaciones de cada sujeto obligado.

A estos efectos, los sujetos obligados, así como todas las empresas que presten servicios de almacenamiento o de logística en general a los sujetos obligados o a la propia Corporación, deberán facilitar la tarea inspectora a realizar por la Corporación, poniendo todos los medios a su alcance para la ejecución eficaz de la inspección, conforme a lo que establecen los artículos 52 y 100 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y los artículos 37 y 38 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

Artículo 4. *Inspección documental.*

La Corporación, podrá inspeccionar toda la documentación relativa a los movimientos físicos y económicos, transacciones de productos y relaciones comerciales de los sujetos obligados al mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, incluidos los gases licuados del petróleo, y de gas natural, o a la diversificación del suministro de gas natural, con el fin de comprobar la veracidad de los datos sobre ventas que sirven de base para la autoliquidación de las cuotas, y la veracidad de los datos relativos a las existencias mínimas de seguridad o a la diversificación del suministro de gas natural, o con otra finalidad ordenada expresamente por la Administración Pública competente, en el marco de las funciones encomendadas a la Corporación por el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

La Corporación tendrá, asimismo, acceso a los archivos y registros de cualquier tipo en relación con la comprobación del mantenimiento de las existencias estratégicas por las empresas con las que tenga suscritos los correspondientes contratos para el mantenimiento o almacenamiento de las mismas.

Artículo 5. *Inspección física.*

Por otra parte, la Corporación realizará inspecciones físicas con objeto de determinar el volumen de productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo o gas natural, almacenados como existencias mínimas de seguridad o, en su caso, para comprobar el

almacenamiento de las existencias estratégicas, así como la efectiva disponibilidad de unas y otras, tanto desde el punto de vista cuantitativo como en cuanto a la calidad de las mismas.

La inspección podrá tener lugar en los locales o almacenes de los sujetos obligados, o en los de las empresas cuya capacidad de almacenamiento haya sido contratada por éstos para el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad o por la Corporación para el mantenimiento de las existencias estratégicas o en cualquier otro lugar relacionado con las existencias o con la diversificación de suministro, y se desarrollará en horas habituales de oficina.

Artículo 6. *Documentación de las inspecciones.*

Del resultado de la inspección se levantará un acta, donde se reflejarán todos los datos y circunstancias de hecho que resulten de las actuaciones llevadas a cabo.

El acta también deberá reflejar si, de resultas de la inspección, se aprecia algún posible incumplimiento en cuanto a la forma y condiciones en que las existencias, tanto mínimas como estratégicas, deben ser mantenidas, así como la diversificación de suministros, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

Las actas resultantes de la inspección en las que se detecte cualquier anomalía o incumplimiento de alguna de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, de diversificación del suministro de gas natural o de pago de las cuotas a la Corporación, deberán ser elevadas por el Presidente de la misma a la autoridad administrativa competente, a los efectos de que por ésta pueda incoarse, en su caso, el correspondiente expediente sancionador.

Artículo 7. *Memoria anual.*

La Corporación elaborará con carácter anual una Memoria que detalle el grado de cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y de gas natural, así como la diversificación de gas natural durante el año anterior, indicando la evolución de las existencias almacenadas y la diversificación de los aprovisionamientos de gas natural para cada uno de los sujetos obligados.

Adicionalmente, la Memoria recogerá las actuaciones de inspección realizadas el año anterior, así como el plan anual de inspección para el año en curso.

Esta Memoria se remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía antes del 1 de mayo de cada año.

Artículo 8. *Manual de la actividad inspectora.*

De acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de los estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, aprobados por el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, la Junta Directiva de la Corporación aprobará un Manual de Inspección que contendrá los procedimientos y principios básicos a los que se ajustará la actividad inspectora de la misma.

Disposición transitoria única. *Continuidad del uso de los formularios aprobados.*

Hasta la aprobación de la Resolución a la que se hace referencia en el artículo 2 de esta orden, permanecerán en vigor la Resolución de 15 de julio de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los nuevos formularios oficiales para la remisión de información a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y a la Comisión Nacional de Energía, y la Resolución de 15 de julio de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los formularios oficiales para la remisión de información de los sujetos que actúan en el sistema de gas natural, sin perjuicio del resto de obligaciones de remisión de información de los sujetos obligados.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas la Orden de 20 de diciembre de 1995 por la que se aprueban las cuotas para la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y las normas

básicas sobre información e inspección y cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo dispuesto en la presente orden.

Disposición final. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 51

Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 241, de 8 de octubre de 1998
Última modificación: 27 de junio de 2024
Referencia: BOE-A-1998-23284

[. . .]

TITULO II

Exploración, investigación y explotación de hidrocarburos

CAPITULO I

Disposiciones generales

[. . .]

Artículo 9. *Régimen jurídico de las actividades.*

1. La autorización de exploración faculta a su titular para la realización de trabajos de exploración en áreas libres, entendiendo por tales aquellas áreas geográficas sobre las que no exista un permiso de investigación o una concesión de explotación en vigor.

2. El permiso de investigación faculta a su titular para investigar, en exclusiva, en la superficie otorgada la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos para los mismos, en las condiciones establecidas en la normativa vigente y en el plan de investigación previamente aprobado. El otorgamiento de un permiso de investigación confiere al titular el derecho, en exclusiva, a obtener concesiones de explotación, en cualquier momento del plazo de vigencia del permiso, sobre la misma área, previo cumplimiento de las condiciones a que se refiere el Capítulo III del presente Título.

3. La concesión de explotación faculta a su titular para realizar el aprovechamiento de los recursos descubiertos, bien por extracción de los hidrocarburos, bien por la utilización de las estructuras como almacenamiento subterráneo de cualquier tipo de aquéllos, así como proseguir los trabajos de investigación en el área otorgada.

El titular de una concesión de explotación tendrá derecho a las autorizaciones pertinentes para la construcción y utilización de las instalaciones que sean necesarias para el desarrollo de su actividad, siempre que se ajusten a la legislación vigente y al plan de explotación previamente aprobado.

4. Con carácter previo a la iniciación de los trabajos de exploración, investigación, explotación o almacenamiento de hidrocarburos se deberá constituir un seguro de

responsabilidad civil a fin de responder de posibles daños a personas o bienes, como consecuencia de las actividades a desarrollar de acuerdo con lo que se establezca reglamentariamente teniendo en cuenta su naturaleza.

5. En el desarrollo de los trabajos a ejecutar en el marco de los títulos señalados en este artículo podrán aplicarse métodos geofísicos y geoquímicos de prospección, perforación de sondeos verticales o desviados con eventual aplicación de técnicas habituales en la industria, entre ellas, la fracturación hidráulica, la estimulación de pozo así como técnicas de recuperación secundaria y aquéllos otros métodos aéreos, marinos o terrestres que resulten necesarios para su objeto.

6. Todas las coordenadas geográficas que figuren en las correspondientes delimitaciones de permisos de investigación y de concesiones de explotación de hidrocarburos se definirán a partir del sistema geodésico de referencia oficial en España.

[. . .]

§ 52

Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 296, de 11 de diciembre de 2013
Última modificación: 14 de junio de 2023
Referencia: BOE-A-2013-12913

[. . .]

Disposición adicional decimosexta. *Evaluaciones en ejecución de sentencia firme.*

1. Cuando, como consecuencia de sentencia firme, deba efectuarse la evaluación de los posibles efectos significativos sobre el medio ambiente de un proyecto parcial o totalmente realizado, dicha evaluación se llevará a cabo a través de los procedimientos previstos en el título II, con las especificidades previstas en esta disposición.

2. La evaluación se fundamentará en los principios mencionados en el artículo 2, sustituyendo cuando proceda, el de acción preventiva y cautelar por el de compensación y reversión de impactos causados, y se efectuará mediante los análisis prospectivos o retrospectivos que procedan, teniendo en cuenta la realidad física existente.

3. El documento ambiental y el estudio de impacto ambiental tendrán el contenido establecido en la ley, y adicionalmente deberán:

a) Diferenciar, en la descripción general del proyecto, la parte del mismo ya realizada y la no realizada. Además, en el análisis de las diversas alternativas se examinará, en todo caso, la reposición a su estado originario de la situación alterada.

b) Diferenciar, en la caracterización y valoración de los efectos del proyecto sobre los factores que integran el medio ambiente, los correspondientes a la parte realizada, mediante un análisis retrospectivo, y los de la parte aún no realizada, mediante un análisis prospectivo equivalente al de una evaluación de impacto ambiental.

c) Incluir medidas de protección del medio ambiente, que permitan corregir, compensar o revertir impactos causados por los elementos del proyecto ya realizados, incluida la eliminación de elementos del proyecto causantes de impactos severos y críticos; y prevenir, corregir y compensar los impactos previstos para los elementos del proyecto aún no realizados.

d) Diferenciar, en el programa de vigilancia ambiental, las medidas correspondientes a los elementos del proyecto realizados de los no realizados.

4. El análisis técnico del expediente se efectuará teniendo en cuenta lo siguiente:

a) Respecto de la parte no realizada del proyecto se efectuará una evaluación prospectiva de acuerdo con los principios de la evaluación de impacto ambiental, para prevenir, mitigar o compensar los impactos adversos significativos previstos.

b) Respecto de la parte ya realizada del proyecto, se valorará especialmente la idoneidad de las medidas previstas para:

1.º Compensar los impactos significativos que han sido causados hasta el momento sobre los elementos del medio ambiente que han recibido dichos impactos.

2.º Corregir a futuro cuando ello sea posible, y compensar cuando lo anterior resulte imposible o, cuando aun siendo posible, se prevea un impacto residual, los impactos significativos causados por elementos ya ejecutados del proyecto que no resulten críticos.

3.º Sustituir los elementos del proyecto que causan impactos severos o críticos por nuevos elementos alternativos que no los causen, determinando en estos casos la reposición a su estado originario de la situación alterada.

5. La declaración de impacto o el informe de impacto ambiental incluirán los contenidos previstos en la ley, y concluirán diferenciando los impactos asociados a la parte del proyecto realizada y no realizada. En su caso, definirá las medidas correctoras, compensatorias o de reversión de los impactos asociados a la parte del proyecto realizada, junto con su correspondiente programa de vigilancia ambiental.

Disposición adicional decimoséptima. *Instalaciones militares.*

Cualquier actuación administrativa medioambiental o de otra índole de las comunidades autónomas o de las entidades locales que dimane de la presente ley que incida sobre zonas declaradas de interés para la Defensa Nacional y terrenos, edificaciones e instalaciones, incluidas sus zonas de protección, afectos a la Defensa Nacional, necesitará el informe preceptivo del Ministerio de Defensa, que tendrá carácter vinculante en lo que afecte a la Defensa Nacional.

Disposición adicional decimoctava. *Instalaciones nucleares y radioactivas.*

De acuerdo con lo establecido en la Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), en el caso de proyectos que deban ser autorizados según el Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas, aprobado por el Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, el Consejo de Seguridad Nuclear será el órgano encargado de realizar la evaluación del impacto radiológico ambiental y del programa de vigilancia radiológica ambiental, así como la supervisión de este último, aplicando la normativa vigente sobre seguridad nuclear y protección radiológica.

En la evaluación de impacto ambiental ordinaria de proyectos que deban ser autorizados por la Administración General del Estado y que además estén sujetos al Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas, aprobado por el Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, el órgano sustantivo realizará la información pública a la que se refiere el artículo 36 incluyendo un resumen de las características fundamentales del proyecto, la declaración de impacto ambiental se formulará una vez que el Consejo de Seguridad Nuclear informe sobre los datos aportados por el promotor, de acuerdo con el Anexo VI, debiendo arbitrarse para ello la oportuna coordinación entre el Ministerio competente en materia de medio ambiente y el Consejo de Seguridad Nuclear dentro del respeto a sus respectivas competencias.

En la evaluación de impacto ambiental simplificada de proyectos que deban ser autorizados por la Administración General del Estado y que además estén sujetos al Reglamento sobre Instalaciones Nucleares y Radiactivas, aprobado por el Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre, el informe para valorar el impacto radiológico en operación normal y en caso de accidente, se realizará de acuerdo con la reglamentación aplicable a este tipo de instalaciones y con la que adicionalmente establezca, previa consulta al Consejo de Estado, en los supuestos previstos en la normativa aplicable, el Consejo de Seguridad Nuclear siempre que la misma abarque la regulación de los procedimientos para asegurar la evaluación ambiental integral de todos los factores mencionados en el artículo 5.1 a).

La declaración de impacto ambiental y el informe ambiental se formularán de acuerdo con la evaluación de impacto radiológico ambiental que corresponde realizar al Consejo de Seguridad Nuclear de acuerdo con su normativa específica.

Disposición adicional decimonovena. *Priorización de expedientes de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables.*

En la tramitación de los procedimientos de evaluación ambiental de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables, se priorizará el despacho de los expedientes que correspondan a proyectos ubicados en zonas de sensibilidad baja y moderada, según la «Zonificación ambiental para la implantación de energías renovables», elaborada por el Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

[. . .]

ANEXO I

Proyectos sometidos a la evaluación ambiental ordinaria regulada en el título II, capítulo II, sección 1.ª

Grupo 1. Agricultura, silvicultura, acuicultura y ganadería.

a) Instalaciones destinadas a la cría intensiva de ganado que dispongan de más de:

1.º 55.000 plazas para pollos.
2.º 40.000 plazas para gallinas ponedoras.
3.º 2.000 plazas para cerdos de cebo.
4.º 750 plazas para cerdas reproductoras o de cría.
5.º 750 plazas de vacuno de leche y 1.100 plazas para vacuno de cebo.

b) Transformación de áreas sin cultivar o áreas naturales o seminaturales para la explotación agrícola sobre una superficie mayor de 50 ha.

c) Proyectos de gestión de recursos hídricos para la agricultura, incluida la transformación en regadío y la mejora o consolidación del regadío, que afecten a más de 100 ha.

Grupo 2. Industria extractiva.

a) Explotaciones y frentes de una misma autorización o concesión a cielo abierto de yacimientos minerales y demás recursos geológicos de las secciones A, B, C y D cuyo aprovechamiento está regulado por la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas, y normativa complementaria, cuando se dé alguna de las circunstancias siguientes:

1.º Explotaciones en las que la superficie de terreno afectado supere las 25 ha.

2.º Explotaciones que tengan un movimiento total de tierras superior a 200.000 metros cúbicos anuales.

3.º Explotaciones que se realicen por debajo del nivel freático, tomando como nivel de referencia el más elevado entre las oscilaciones anuales, o que pueden suponer una disminución de la recarga de acuíferos superficiales o profundos.

4.º Explotaciones de depósitos ligados a la dinámica actual: Fluvial, fluvio-glacial, litoral o eólica. Aquellos otros depósitos y turberas que por su contenido en flora fósil puedan tener interés científico para la reconstrucción palinológica y paleoclimática. Extracción de turba, cuando la superficie del terreno de extracción supere las 150 ha.

5.º Explotaciones visibles desde autopistas, autovías, carreteras nacionales y comarcales, espacios naturales protegidos, núcleos urbanos superiores a 1.000 habitantes o situadas a distancias inferiores a 2 km de tales núcleos.

6.º Explotaciones de sustancias que puedan sufrir alteraciones por oxidación, hidratación, etc., y que induzcan, en límites superiores a los incluidos en las legislaciones vigentes, a acidez, toxicidad u otros parámetros en concentraciones tales que supongan riesgo para la salud humana o el medio ambiente, como las menas con sulfuros, explotaciones de combustibles sólidos, explotaciones que requieran tratamiento por lixiviación *in situ* y minerales radiactivos.

7.º Extracciones que, aun no cumpliendo ninguna de las condiciones anteriores, se sitúen a menos de 5 km de los límites del área que se prevea afectar por el laboreo y las instalaciones anexas de cualquier explotación o concesión minera a cielo abierto existente.

b) Minería subterránea en las explotaciones en las que se dé alguna de las circunstancias siguientes:

1.º Que su paragénesis pueda, por oxidación, hidratación o disolución, producir aguas ácidas o alcalinas que den lugar a cambios en el pH o liberen iones metálicos o no metálicos que supongan una alteración del medio natural.
2.º Que exploten minerales radiactivos.
3.º Aquéllas cuyos minados se encuentren a menos de 1 km (medido en plano) de distancia de núcleos urbanos, que puedan inducir riesgos por subsidencia.
4.º Que se realicen por debajo del nivel freático, tomando como nivel de referencia el más elevado entre las oscilaciones anuales, o que pueden suponer una disminución de la recarga de acuíferos superficiales o profundos; aquéllas que se desarrollen a una distancia inferior a 500 metros de cursos fluviales continuos o aquellas que puedan afectar a las zonas protegidas designadas de acuerdo con el anexo IV de la Directiva 2000/60/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2020, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas.

c) Extracción o almacenamiento subterráneo de petróleo y gas natural con fines comerciales cuando:

1.º La cantidad de producción sea superior a 500 toneladas por día en el caso del petróleo y de 500.000 metros cúbicos por día en el caso del gas.
2.º Se realicen en medio marino.

d) Los proyectos consistentes en la realización de perforaciones para la exploración, investigación o explotación de hidrocarburos, almacenamiento de CO2, almacenamiento de gas y geotermia de media y alta entalpía, que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica. No se incluyen en este apartado las perforaciones de sondeos de investigación que tengan por objeto la toma de testigos previos a proyectos de perforación que requieran la utilización de técnicas de fracturación hidráulica.

En todos los apartados de este grupo se incluyen las estructuras e instalaciones (incluidas las de residuos mineros) necesarias para la extracción, tratamiento, almacenamiento, aprovechamiento y transporte de mineral, así como para la gestión de los residuos mineros y restauración del espacio afectado por la actividad minera.

Grupo 3. Industria energética.

a) Refinerías de petróleo bruto (con la exclusión de las empresas que produzcan únicamente lubricantes a partir de petróleo bruto), así como las instalaciones de gasificación y de licuefacción de, al menos, 500 t de carbón o de pizarra bituminosa al día.
b) Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión de una potencia térmica de, al menos, 300 MW.
c) Centrales nucleares y otros reactores nucleares, incluidos el desmantelamiento o clausura definitiva de tales centrales y reactores (con exclusión de las instalaciones de investigación para la producción y transformación de materiales fisionables y fértiles, cuya potencia máxima no supere 1 kW de carga térmica continua).
d) Instalación de reproceso de combustibles nucleares irradiados.
e) Instalaciones diseñadas para:

1.º La producción o enriquecimiento de combustible nuclear.
2.º El tratamiento o reprocesado de combustible nuclear irradiado o de residuos radiactivos de alta actividad.
3.º El depósito final del combustible nuclear gastado.
4.º Exclusivamente el depósito final de residuos radiactivos.
5.º Exclusivamente el almacenamiento (proyectado para un período superior a diez años) de combustibles nucleares irradiados o de residuos radiactivos en un lugar distinto del de producción.

f) Tuberías con un diámetro de más de 800 mm y una longitud superior a 40 km para el transporte de:

1.º Gas, petróleo o productos químicos, incluyendo instalaciones de compresión.

2.º Flujos de dióxido de carbono con fines de almacenamiento geológico, incluidas las estaciones de bombeo asociadas.

g) Construcción de líneas eléctricas con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 km, salvo que discurran íntegramente en subterráneo por suelo urbanizado, así como sus subestaciones asociadas. A estos efectos, las líneas aéreas de contacto de las infraestructuras ferroviarias no tienen la consideración de líneas de transmisión de energía eléctrica

h) Instalaciones para el almacenamiento de petróleo o productos petroquímicos o químicos con una capacidad de, al menos, 200.000 t.

i) Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos) que tengan cincuenta o más aerogeneradores, o que tengan más de 30 MW, o que se encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico en funcionamiento, en construcción, con autorización administrativa o con declaración de impacto ambiental.

j) Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar, que no se ubiquen en cubiertas y tejados y que ocupen más de 100 ha de superficie.

k) Instalaciones para generación de energía hidroeléctrica que afecten a masas de agua naturales o muy modificadas captando o retornando caudales o interrumpiendo la continuidad longitudinal de los cauces, incluidas centrales reversibles y la rehabilitación de antiguas centrales.

l) Instalaciones de almacenamiento energético stand-alone con tecnología distinta a la electroquímica.

Grupo 4. Industria siderúrgica y del mineral. Producción y elaboración de metales.

a) Instalaciones para la producción de metales en bruto no ferrosos a partir de minerales, de concentrados o de materias primas secundarias mediante procesos metalúrgicos, químicos o electrolíticos.

b) Plantas integradas para la fundición inicial del hierro colado y del acero.

c) Instalaciones para la elaboración de metales ferrosos en las que se realice alguna de las siguientes actividades:

1.º Laminado en caliente con una capacidad superior a 20 t de acero en bruto por hora.

2.º Forjado con martillos cuya energía de impacto sea superior a 50 kJ por martillo y cuando la potencia térmica utilizada sea superior a 20 MW.

3.º Aplicación de capas protectoras de metal fundido con una capacidad de tratamiento de más de 2 t de acero bruto por hora.

d) Fundiciones de metales ferrosos con una capacidad de producción de más de 20 t por día.

e) Instalaciones para la fundición (incluida la aleación) de metales no ferrosos, con excepción de metales preciosos, incluidos los productos de recuperación (refinado, restos de fundición, etc.), con una capacidad de fusión de más de 4 t para el plomo y el cadmio o 20 t para todos los demás metales, por día.

f) Instalaciones para el tratamiento de la superficie de metales y materiales plásticos por proceso electrolítico o químico, cuando el volumen de las cubetas o de las líneas completas destinadas al tratamiento empleadas sea superior a 30 metros cúbicos.

g) Instalaciones de calcinación y de sinterizado de minerales metálicos, con capacidad superior a 5.000 t por año de mineral procesado.

h) Producción de cemento, cal y óxido de magnesio:

1.º Fabricación de cemento por molienda con una capacidad de producción superior a 500 t diarias.

2.º Fabricación de clínker en hornos rotatorios con una capacidad de producción superior a 500 t diarias, o en hornos de otro tipo con una capacidad de producción superior a 50 t por día.

3.º Producción de cal en hornos con una capacidad de producción superior a 50 t diarias.

4.º Producción de óxido de magnesio en hornos con una capacidad de producción superior a 50 t diarias.

i) Instalaciones para la fabricación de vidrio, incluida la fibra de vidrio, con una capacidad de fusión superior a 20 t por día.

j) Instalaciones para la fundición de sustancias minerales, incluida la producción de fibras minerales, con una capacidad de fundición superior a 20 t por día.

k) Instalaciones para la fabricación de productos cerámicos mediante horneado, en particular, tejas, ladrillos, ladrillos refractarios, azulejos, gres o porcelana, con una capacidad de producción superior a 75 t por día y una capacidad de horneado de más de 4 metros cúbicos y más de 300 kg por metro cúbico de densidad de carga por horno.

l) Instalaciones para la extracción de amianto, así como el tratamiento y la transformación de amianto y de productos que contengan amianto: para los productos de amianto-cemento, con una producción anual de más de 20.000 toneladas de productos acabados; para los materiales de fricción, con una producción anual de más de 50 toneladas de productos acabados; para los demás usos del amianto, una utilización anual de más de 200 toneladas.

Grupo 5. Industria química, petroquímica, textil y papelera.

a) Instalaciones para la producción a escala industrial de sustancias mediante transformación química o biológica, de los productos o grupos de productos siguientes:

1.º Productos químicos orgánicos:

i. Hidrocarburos simples (lineales o cíclicos, saturados o insaturados, alifáticos o aromáticos).

ii. Hidrocarburos oxigenados, tales como alcoholes, aldehídos, cetonas, ácidos orgánicos, ésteres y mezclas de ésteres acetatos, éteres, peróxidos, resinas epoxi.

iii. Hidrocarburos sulfurados.

iv. Hidrocarburos nitrogenados, en particular, aminas, amidas, compuestos nitrosos, nítricos o nitratos, nitrilos, cianatos e isocianatos.

v. Hidrocarburos fosforados.

vi. Hidrocarburos halogenados.

vii. Compuestos orgánicos metálicos.

viii. Materias plásticas (polímeros, fibras sintéticas, fibras a base de celulosa).

ix. Cauchos sintéticos.

x. Colorantes y pigmentos.

xi. Tensioactivos y agentes de superficie.

2.º Productos químicos inorgánicos:

i. Gases y, en particular, el amoniaco, el cloro o el cloruro de hidrógeno, el flúor o fluoruro de hidrógeno, los óxidos de carbono, los compuestos de azufre, los óxidos del nitrógeno, el hidrógeno, el dióxido de azufre, el dicloruro de carbonilo.

ii. Ácidos y, en particular, el ácido crómico, el ácido fluorhídrico, el ácido fosfórico, el ácido nítrico, el ácido clorhídrico, el ácido sulfúrico, el ácido sulfúrico fumante, los ácidos sulfurados.

iii. Bases y, en particular, el hidróxido de amonio, el hidróxido potásico, el hidróxido sódico.

iv. Sales como el cloruro de amonio, el clorato potásico, el carbonato potásico (potasa), el carbonato sódico (sosa), los perboratos, el nitrato argéntico.

v. No metales, óxidos metálicos u otros compuestos inorgánicos como el carburo de calcio, el silicio, el carburo de silicio.

3.º Fertilizantes a base de fósforo, nitrógeno o potasio (fertilizantes simples o compuestos).

4.º Productos fitosanitarios y de biocidas.

5.º Productos farmacéuticos mediante un proceso químico o biológico.

6.º Productos explosivos.

b) Plantas para el tratamiento previo (operaciones tales como el lavado, blanqueo, mercerización) o para el teñido de fibras o productos textiles cuando la capacidad de tratamiento supere las 10 t diarias.

c) Las plantas para el curtido de pieles y cueros cuando la capacidad de tratamiento supere las 12 t de productos acabados por día.

d) Plantas industriales para:

1.º La producción de pasta de papel a partir de madera o de otras materias fibrosas similares.

2.º La producción de papel y cartón, con una capacidad de producción superior a 200 t diarias.

e) Instalaciones de producción y tratamiento de celulosa con una capacidad de producción superior a 20 t diarias.

Grupo 6. Proyectos de infraestructuras.

a) Carreteras:

1.º Construcción de autopistas, autovías y carreteras multicarril de nuevo trazado.

2.º Ampliación o acondicionamiento de carreteras convencionales existentes que impliquen su transformación en autopistas, autovías o carreteras multicarril, de tal manera que el tramo de carretera ampliado y/o acondicionado alcance o supere los 10 km, en una longitud continuada.

b) Ferrocarriles:

1.º Construcción de nuevas líneas de ferrocarril de más de 5 km.

2.º Ampliación del número de vías de una línea de ferrocarril existente en una longitud continuada de más de 10 km.

c) Proyectos de aeropuertos, según la definición del artículo 39 de la Ley 48/1960, de 21 de julio, sobre Navegación Aérea, con pistas de despegue y aterrizaje de una longitud igual o superior a 2.100 metros.

d) Construcción de puertos comerciales, pesqueros o deportivos que admitan barcos de arqueo superior a 1.350 t.

e) Muelles para carga y descarga conectados a tierra y puertos exteriores (con exclusión de los muelles para transbordadores) que admitan barcos de arqueo superior a 1.350 t, excepto que se ubiquen en zona I, de acuerdo con la Delimitación de los Espacios y Usos Portuarios regulados en el artículo 69, letra a), del texto refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre.

f) Construcción de vías navegables, reguladas en la Decisión n.º 661/2010/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 7 de julio de 2010, sobre las orientaciones de la Unión para el desarrollo de la red transeuropea de transporte; y puertos de navegación interior que permitan el paso de barcos de arqueo superior a 1.350 t.

Grupo 7. Proyectos de ingeniería hidráulica y de gestión del agua.

a) Se incluyen:

1.º Grandes presas según se definen en el artículo 4 del Real Decreto 264/2021, de 13 de abril, por el que se aprueban las normas técnicas de seguridad para las presas y sus embalses.

2.º Presas y otras instalaciones destinadas a retener el agua o almacenarla de forma permanente, cuando el volumen nuevo o adicional de agua almacenada sea superior a 10 hectómetros cúbicos, o que supongan una inundación nueva o adicional de más de 100 ha.

3.º Nuevas presas o azudes que ocupen modifiquen, supongan embalsamiento o alteren el régimen de caudales en más de un 5 % cualquier mes, en espacios naturales protegidos incluyendo, las reservas fluviales, las masas de agua en estado muy bueno, las áreas críticas para la conservación de especies protegidas o hábitats catalogados como en peligro de desaparición.

b) Proyectos de recarga artificial de acuíferos cuando el volumen de agua aportada sea igual o superior a 10 hectómetros cúbicos y proyectos para la extracción de aguas subterráneas si el volumen anual de agua extraída es igual o superior a 10 hectómetros cúbicos.

c) Proyectos para el trasvase de recursos hídricos entre cuencas fluviales, excluidos los trasvases de agua de consumo humano por tubería, en cualquiera de los siguientes casos:

1.º Que el trasvase tenga por objeto evitar la posible escasez de agua y el volumen de agua trasvasada sea superior a 100 hectómetros cúbicos al año.
2.º Que el flujo medio plurianual de la cuenca de la extracción supere los 2.000 hectómetros cúbicos al año y el volumen de agua trasvasada supere el 5 % de dicho flujo.

d) Plantas de tratamiento de aguas residuales cuya capacidad sea superior a 150.000 habitantes-equivalentes.

Grupo 8. Proyectos de tratamiento y gestión de residuos.

a) Instalaciones de incineración de residuos peligrosos definidos en el artículo 2.añ) de la Ley 7/2022, 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, así como el depósito de seguridad o tratamiento químico
b) Instalaciones de incineración de residuos no peligrosos definidos en el artículo 2.an) de la Ley 7/2022, de 8 de abril, o de eliminación de dichos residuos mediante tratamiento físico-químico con una capacidad superior a 100 t diarias.
c) Vertederos de residuos no peligrosos que reciban más de 10 t por día o que tengan una capacidad total de más de 25.000 t, excluidos los vertederos de residuos inertes.

Grupo 9. Otros proyectos.

a) Los siguientes proyectos cuando se desarrollen en espacios protegidos de la Red Natura 2000, en espacios naturales protegidos, en humedales de importancia internacional (Ramsar), en sitios naturales de la Lista del Patrimonio Mundial, en áreas o zonas protegidas de los Convenios para la protección del medio ambiente marino del Atlántico del Nordeste (OSPAR) o para la protección del medio marino y de la región costera del Mediterráneo (ZEPIM) y en zonas núcleo de Reservas de la Biosfera de la UNESCO.
No se entienden incluidos los proyectos expresamente permitidos en la zonificación y normativa reguladora del espacio. Para acreditar que un proyecto no es susceptible de causar efectos adversos apreciables sobre uno de estos espacios, el promotor podrá solicitar informe al órgano competente para la gestión de dicho espacio.

1.º Transformación de áreas sin cultivar o áreas naturales o seminaturales para la explotación agrícola sobre una superficie mayor de 10 ha.
2.º Concentraciones parcelarias.
3.º Proyectos de gestión de recursos hídricos para la agricultura que supongan la transformación en regadío, consolidación o mejora de más de 10 ha.
4.º Proyectos de avenamiento o drenaje de terrenos de más de 10 ha.
5.º Repoblación forestal con especies alóctonas, que caractericen la vegetación preexistente, separándose de la dinámica vegetal natural o cambiando el tipo de funcionalidad o uso del suelo, sobre superficies superiores a 10 ha.
6.º Tala de vegetación forestal para cambiar en tipo de funcionalidad o uso del suelo en superficies superiores a 10 ha.
7.º Instalaciones de vertederos de residuos no peligrosos no incluidos en el grupo 8 de este anexo I, así como de residuos inertes o materiales de extracción de origen fluvial, terrestre o marino que ocupen más de 1 ha de superficie.
8.º Dragados fluviales y en aguas de transición cuando el volumen extraído sea superior a 20.000 metros cúbicos anuales, y dragados marinos cuando el volumen extraído sea superior a 20.000 metros cúbicos anuales.
9.º Tuberías para el transporte de productos químicos, de gas y petróleo, con un diámetro de más de 800 mm y una longitud superior a 10 km, así como, tuberías para el transporte de flujos de dióxido de carbono con fines de almacenamiento geológico, incluidas las estaciones de bombeo asociadas.
10.º Líneas eléctricas con una longitud superior a 3 km, excluidas las que atraviesen zonas urbanizadas.
11.º Parques eólicos.

12.º Construcción de aeródromos, según la definición establecida en la Ley 48/1960, de 21 de julio, sobre Navegación Aérea, excepto los aeródromos destinados exclusivamente a uso sanitario y de emergencias o a la prevención y extinción de incendios.

13.º Proyectos que requieran la urbanización del suelo para polígonos industriales o usos residenciales que ocupen más de 5 ha; Construcción de centros comerciales y aparcamientos, fuera de suelo urbanizable y que en superficie ocupen más de 1 ha; Instalaciones hoteleras en suelo no urbanizable.

14.º Pistas de esquí, remontes y teleféricos y construcciones asociadas.

15.º Parques temáticos.

16.º Instalaciones de conducción de agua a larga distancia con un diámetro de más de 800 mm y una longitud superior a 10 km.

17.º Explotaciones y frentes de una misma autorización o concesión a cielo abierto de yacimientos minerales y demás recursos geológicos de las secciones A, B, C y D cuyo aprovechamiento está regulado por la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas, y normativa complementaria.

18.º Construcción de carreteras convencionales de nuevo trazado.

19.º Extracción o almacenamiento subterráneo de petróleo y gas natural.

20.º Instalaciones para la producción de energía eléctrica a partir de la energía solar destinada a su venta que ocupen una superficie de más de 10 ha.

21.º Proyectos para recuperación de tierras al mar. Quedan excluidas las obras realizadas en la zona de servicio de los puertos, salvo que cumplan alguno de los criterios generales 1, 2 o 4.a).

b) Cualquier proyecto que suponga un cambio de uso del suelo en una superficie igual o superior a 100 ha.

c) Emplazamientos de almacenamiento de conformidad con la Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

d) Instalaciones para la captura de flujos de dióxido de carbono con fines de almacenamiento geológico de conformidad con la Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono, procedente de instalaciones incluidas en este anexo, o cuando la captura total anual de dióxido de carbono sea igual o superior a 1,5 Mt.

[. . .]

§ 53

Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. [Inclusión parcial]

Jefatura del Estado
«BOE» núm. 122, de 22 de mayo de 2015
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2015-5633

[. . .]

TÍTULO II

Medidas en relación con la exploración, investigación y producción de hidrocarburos

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 7. *Incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

Los Presupuestos Generales del Estado, de acuerdo con las disponibilidades financieras existentes, establecerán dotaciones destinadas a las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en cuyos territorios se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de yacimientos de hidrocarburos que constituyan el hecho imponible del Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados y las tarifas tercera y cuarta del canon de superficie regulados en la presente Ley.

El importe, distribución y demás aspectos se regularán de conformidad con lo establecido en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

Artículo 8. *Dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos.*

1. Los concesionarios estarán obligados a la instalación de dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos. La Administración Pública podrá exigir el acceso en tiempo real a las lecturas de dichos dispositivos que permitirán la telemedida.

Mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se podrán regular la localización, las características técnicas, operativas y logísticas que deberán cumplir tales dispositivos, así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por los mismos.

2. Asimismo, la Administración Pública podrá proceder a la toma de muestras y podrá exigir el establecimiento de esquemas de análisis sistemático de las propiedades de los hidrocarburos extraídos que serán utilizados para determinar y actualizar sus precios de referencia, factores de conversión o cuantas otras finalidades resulten pertinentes para la correcta aplicación de lo dispuesto en el presente Título.

CAPÍTULO II

Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados

Artículo 9. *Naturaleza.*

El Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados es un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava el valor de los productos de dominio público gas, petróleo y condensados extraídos en el ámbito de aplicación del impuesto, una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación de los mismos.

Artículo 10. *Ámbito objetivo.*

Constituye el ámbito objetivo de este Impuesto los hidrocarburos líquidos y gaseosos regulados en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Artículo 11. *Ámbito territorial.*

1. El Impuesto se aplicará en todo el territorio español. A estos efectos, se entiende incluido en el territorio español el subsuelo del mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental y de los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional.
2. Lo dispuesto en el apartado anterior se entenderá sin perjuicio de los regímenes tributarios forales de concierto y convenio económico en vigor, respectivamente, en los Territorios del País Vasco y en la Comunidad Foral de Navarra.

Artículo 12. *Tratados y convenios.*

Lo establecido en esta Ley se entenderá sin perjuicio de lo dispuesto en los tratados y convenios internacionales que hayan pasado a formar parte del ordenamiento interno, de conformidad con el artículo 96 de la Constitución Española.

Artículo 13. *Hecho imponible.*

1. Constituye el hecho imponible la extracción en el territorio español de gas, petróleo y condensados, en las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos a las que hace referencia el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.
2. Respecto a los conceptos y términos con sustantividad propia que aparecen en este capítulo, salvo los definidos en él, se estará a lo dispuesto en la normativa del sector de hidrocarburos de carácter estatal.

Artículo 14. *Contribuyentes.*

Son contribuyentes del impuesto las personas jurídicas y entidades que realicen las actividades señaladas en el artículo anterior.

Artículo 15. *Base imponible.*

1. La base imponible del impuesto estará constituida por el valor de la extracción del gas, petróleo y condensados.
Se entenderá por valor de la extracción la suma del valor de los productos incluidos en el ámbito objetivo del impuesto que hayan sido extraídos durante el período impositivo una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación.
La cantidad de gas, petróleo y condensados se determinará atendiendo al volumen medido en los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos a los que hace referencia el artículo 8. Esta medición se corresponderá con el volumen total en cabeza de

pozo, minorado en las cantidades de agua, CO_2 y otras sustancias ajenas que sean retiradas dentro del proceso de depuración y separación que sea llevado a cabo por el propio operador.

A estos efectos, el valor de la extracción se calculará aplicando al precio de referencia aprobado mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, el volumen total de producto extraído. Dicho volumen se expresará:

a) Petróleo y condensados: en barriles de petróleo cuya capacidad y condiciones de medición se determinarán en la citada orden.

b) Gas natural: en metros cúbicos, medidos a cero grados centígrados de temperatura y un bar de presión.

El precio de referencia de cada producto será el resultado de calcular la media aritmética de los precios de los doce meses en cada periodo impositivo. Dichos precios mensuales se calcularán tomando como referencia la cotización de cada producto en los mercados más representativos.

Adicionalmente, en dicha orden se recogerán los factores de conversión que resulten oportunos y aquéllas otras particularidades que se consideren necesarias para la correcta aplicación de lo dispuesto en este artículo.

2. La base imponible definida en el apartado anterior se determinará para cada concesión de explotación en la que se realicen las actividades señaladas en el artículo 13.

Artículo 16. *Período impositivo y devengo.*

1. El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del ejercicio de la actividad de la concesión de explotación, en cuyo caso finalizará el día en que se entienda producido dicho cese.

2. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 17. *Escala de gravamen.*

1. Cuando la producción sea petróleo y condensados, el impuesto se exigirá de acuerdo con la siguiente escala de gravamen:

Barriles extraídos en periodo impositivo	Tipo impositivo	
	Explotación en tierra	Explotación marina
Hasta 365.000	2 %	1 %
Desde 365.001 hasta 3.650.000	6 %	5 %
Más de 3.650.000	8 %	7 %

2. En el caso del gas, el impuesto se exigirá de acuerdo con la siguiente escala de gravamen:

Volumen extraído periodo impositivo	Tipo impositivo		
	Explotación marina	Explotación en tierra	
	Convencional	Convencional	No convencional
Hasta 32.850.000 m^3	1 %	3 %	1 %
De 32.850.000 hasta 164.250.000 m^3	3 %	4 %	3 %
Más de 164.250.000 m^3	4 %	5 %	4 %

A estos efectos, se entenderá como extracción no convencional aquélla que requiere la previa aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen, consistentes en la inyección en un pozo de 1.000 m^3 o más de agua por fase de fracturación, o de 10.000 m^3 o más de agua durante todo el proceso de fracturación y como convencional, aquélla que se realiza mediante el uso de las restantes técnicas.

Artículo 18. *Cuota íntegra.*

La cuota íntegra es la cantidad resultante de aplicar a la base imponible la escala de gravamen establecida en el artículo anterior.

Artículo 19. *Liquidación y pago.*

1. Los contribuyentes estarán obligados a autoliquidar el impuesto e ingresar la cuota en los primeros 20 días naturales del mes de abril del año posterior al del devengo del impuesto, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

2. Dentro de los 20 primeros días naturales del mes de octubre del año del devengo del impuesto, los contribuyentes deberán efectuar un pago fraccionado a cuenta de la liquidación correspondiente al período impositivo en curso, de acuerdo con las normas y modelos que establezca el Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas.

La base para calcular el pago fraccionado se determinará en función del valor de la extracción durante los seis primeros meses de cada año natural, aplicando las normas establecidas en el artículo 15 para determinar dicho valor y el precio de referencia que, a estos efectos, se apruebe mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

El precio de referencia de cada producto será el resultado de calcular la media aritmética de los precios de los seis primeros meses del año. Dichos precios mensuales se calcularán tomando como referencia la cotización de cada producto en los mercados más representativos.

La cuantía del pago fraccionado será el resultado de aplicar a la base prevista en el párrafo anterior la correspondiente escala de gravamen recogida en el artículo 17.

Artículo 20. *Infracciones y sanciones.*

Las infracciones tributarias relativas al presente impuesto serán calificadas y sancionadas de conformidad con lo previsto en la Ley 58/2003, de 17 de diciembre, General Tributaria.

CAPÍTULO III

Canon de superficie

Artículo 21. *Canon de superficie.*

1. El canon de superficie es una tasa que grava los derechos de utilización privativa o de aprovechamiento especial del dominio público estatal de hidrocarburos con ocasión del otorgamiento de determinadas autorizaciones de exploración, de los permisos de investigación y de las concesiones de explotación regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como la ocupación de terrenos, subsuelo o fondos marinos, para la perforación de sondeos y la adquisición de datos sísmicos.

2. Estarán obligados al pago de esta tasa como contribuyentes los titulares de autorizaciones de exploración, permisos de investigación, concesiones de explotación.

3. Este canon se regirá por lo dispuesto en esta Ley y por lo establecido en la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos, y demás normativa tributaria que sea de aplicación.

4. En el caso de titularidad de permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos, se exigirá un canon por hectárea y año con arreglo a las tarifas primera y segunda, según proceda:

Tarifa primera: permisos de investigación	Euros/Ha y año
1. Durante la vigencia del permiso	0,07631
2. Durante cada prórroga	0,15262

Tarifa segunda: concesiones de explotación	Euros/Ha y año
1. Durante los cinco primeros años	1,907752
2. Durante los siguientes cinco años	5,341706
3. Durante los siguientes cinco años	14,117364
4. Durante los siguientes cinco años	17,551318
5. Durante los siguientes cinco años	14,117364
6. Durante los siguientes cinco años	7,249458

Tarifa segunda: concesiones de explotación	Euros/Ha y año
7. Durante las prórrogas	5,341706

5. Los cánones de superficie correspondientes a las tarifas primera y segunda especificados anteriormente se devengarán a favor del titular del dominio público estatal, el día primero de enero de cada año natural, en cuanto a todos los permisos o concesiones existentes en esa fecha, debiendo ser satisfechos durante el primer trimestre del mismo.

6. Cuando los permisos de investigación o concesiones de explotación se otorguen después del primero de enero, en el año del otorgamiento se abonará como canon la parte de las cuotas anuales que proporcionalmente corresponda al tiempo que medie desde la fecha del otorgamiento hasta el final del año natural. En estos casos, el canon se devengará el día del otorgamiento del permiso o concesión y habrá de ser satisfecho en el plazo de 90 días, contados desde esta fecha.

7. Igual criterio se seguirá en los casos de extinción de los permisos de investigación o de las concesiones de explotación, debiendo pagarse el canon que corresponda a los días efectivos de vigencia en dicho año natural.

8. La perforación de sondeos de investigación o explotación estará sujeta al pago del canon de acuerdo con la tarifa tercera:

Tarifa Tercera: perforación de sondeos en permisos de investigación y concesiones de explotación	Euros/sondeo
1. Sondeo terrestre	125.000
2. Sondeo marino	600.000

9. La adquisición de datos sísmicos mediante autorizaciones de exploración o bien en permisos de investigación o concesiones de explotación estará sujeta al pago del canon de acuerdo con la tarifa cuarta:

Tarifa Cuarta: Adquisición de campañas sísmicas en autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación	Importe
1. Campaña sísmica 2D (€/m)	0,3000
2. Campaña sísmica 3D (€/m^2)	0,0003

10. Los cánones de las tarifa tercera y cuarta se devengarán cuando comiencen los trabajos destinados a la campaña sísmica o a la perforación del sondeo que, salvo prueba en contrario, se presumirán comenzados a la emisión del último de los actos de control municipal preceptivo, cuando éste se ubique en territorio nacional o a la emisión de la autorización administrativa sectorial, si se ubica en subsuelo del mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental y en los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional.

A estos efectos, no se considerará que se esté perforando un nuevo sondeo:

a) Cuando se perforen uno o varios sondeos nuevos en un emplazamiento terrestre donde se hubiese perforado un sondeo que hubiese devengado la tasa durante los dos años anteriores.

Se entenderá por emplazamiento terrestre la superficie del terreno, delimitada de forma claramente identificable, tanto en los proyectos técnicos como in-situ, mediante cierre que no permita el acceso del público general, en la que se han realizado trabajos de acondicionamiento y construcción de obra civil para la posterior instalación de una torre de perforación y el restante equipamiento auxiliar y de apoyo, para la perforación de un sondeo y su posterior abandono temporal o definitivo.

b) Cuando la perforación consista en una re-entrada en un sondeo previamente perforado para su reprofundización o perforación de nuevos sondeos desviados a partir de algún punto de la trayectoria del primero.

c) Cuando los sondeos tengan una finalidad diferente a la de investigación o explotación, como es el caso de los sondeos de toma de testigos, de reinyección de fluidos, de monitorización u otros.

11. La gestión y recaudación de las tasas se efectuará por el Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas. Se habilita al Ministro de Hacienda y Administraciones Públicas para establecer el lugar y forma de pago de esta tasa.

CAPÍTULO IV

Pagos a los propietarios

Artículo 22. *Pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes.*

1. Los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, salvo los de almacenamientos subterráneos, estarán obligados al pago de una cantidad anual a los propietarios de los terrenos suprayacentes comprendidos dentro del perímetro de referencia de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y demás normativa de aplicación.

Dicha obligación se establecerá en el real decreto de otorgamiento de la concesión de explotación al que se refiere el artículo 25.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2. El importe anual a abonar a cada propietario se obtendrá de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Q_i = Q_T \times \frac{S_i}{S_T}$$

Donde,

a) Q_i es el importe a abonar anualmente al propietario «i», entendiendo como tal el que ostentase la propiedad a 31 de diciembre del año de referencia así como aquellos otros que, sin tener tal condición, hubiesen sido expropiados por los titulares de la concesión para la construcción del emplazamiento y sus instalaciones inmediatamente afectas; dentro de éstas, no se considerarán incluidos obras lineales como gasoductos o líneas eléctricas.

b) Q_T es el 1 por ciento del valor monetario de la cantidad de hidrocarburos extraído que se obtendrá de la aplicación de los criterios del Capítulo II del Título II.

c) S_i es la superficie de la parcela titularidad del propietario «i» y efectivamente incluida dentro del perímetro de referencia.

d) S_T es la superficie total comprendida dentro del perímetro de referencia según se defina en cada concesión de explotación.

3. En el procedimiento de otorgamiento de la concesión de explotación se determinarán los propietarios de los terrenos suprayacentes beneficiarios de este pago. A estos efectos, la Administración General del Estado se dirigirá al órgano competente en materia de gestión catastral que le suministrará los datos relevantes correspondientes a dichos propietarios, que tendrá la consideración de interesados en el referido procedimiento.

Otorgada la concesión los titulares de la misma, se dirigirán a los propietarios requiriéndoles los datos relevantes para la efectividad del pago.

4. El cálculo de la cantidad de hidrocarburo extraída en el año natural correspondiente se determinará en aplicación de lo dispuesto en el artículo 15.

Las cantidades que resulten de la aplicación de la fórmula del apartado segundo serán abonadas por el operador a los propietarios correspondientes antes del 1 de junio del año natural de referencia. Previamente, aquél informará individualizadamente a éstos, al menos, sobre el importe del pago a realizar, las bases de cálculo del importe que les corresponda de forma transparente y fácilmente comprensible así como la existencia del procedimiento a que hace referencia el apartado 6.

Las cantidades que no hubiesen podido ser abonadas en el plazo correspondiente, se consignarán en la Caja General de Depósitos hasta su abono definitivo al propietario

correspondiente o, en su caso, transferencia al Tesoro al extinguirse la concesión de explotación.

5. Sin perjuicio de lo establecido en las disposiciones sobre régimen sancionador que pudiese corresponder, el impago de los pagos a que hace referencia este artículo, se considerará incumplimiento de las condiciones de otorgamiento y podrá dar lugar a la extinción de la concesión de explotación.

6. No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, el propietario podrá renunciar a este derecho notificándolo al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

7. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se dictarán las disposiciones necesarias para la determinación de los perímetros de referencia que serán de aplicación, para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes.

[. . .]

§ 54

Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural. [Inclusión parcial]

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 261, de 31 de octubre de 2015
Última modificación: 26 de mayo de 2018
Referencia: BOE-A-2015-11725

[. . .]

Disposición adicional cuarta. *Procedimientos regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.*

En lo que se refiere a procedimientos asociados a autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos regulados en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, cuando sean competencia de la Administración General del Estado, resultarán de aplicación adicional las reglas que se indican a continuación:

a) Previamente al otorgamiento de una concesión de explotación de hidrocarburos o de almacenamiento será condición necesaria que el órgano ambiental haya concluido el procedimiento de evaluación de impacto ambiental en sentido favorable, de acuerdo con la normativa que le resulte de aplicación.

b) La titularidad de un permiso de investigación o de una concesión de explotación de hidrocarburos no eximirá de la obligación de obtener la correspondiente autorización administrativa para la ejecución de los trabajos asociados, respectivamente, a su plan de investigación o plan general de explotación, cuando así lo establezca la normativa vigente o cuando estén sujetos a evaluación de impacto ambiental de acuerdo con la normativa ambiental de aplicación. Se exceptúan de la obligación anterior aquellos trabajos que tengan la consideración de actividades libres de acuerdo con el artículo 13 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre y con el artículo 12.1 del Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Ley sobre Investigación y Exploración de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974.

c) Con carácter previo a la resolución del expediente de autorización, deberá haberse resuelto, en su caso, el procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

d) Las solicitudes de prórroga de concesiones de explotación, sujetas o acogidas al régimen establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, cuyo plazo inicial de vigencia efectiva, como consecuencia de lo previsto en el artículo 30.2.6 del Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, sea inferior a treinta años, podrán formularse en cualquier momento anterior al de su vencimiento.

e) En cualquier caso, el cómputo de la vigencia de la prórroga se realizará a partir del día siguiente al de vencimiento de la vigencia de la concesión que figurase en el otorgamiento inicial.

f) En el plazo de quince días hábiles con posterioridad a producirse el devengo del canon de superficie al que hace referencia el artículo 21 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, la Administración competente para el otorgamiento de las autorizaciones de exploración, permisos de investigación o concesiones de explotación que hayan dado origen al devengo del mismo, deberán notificarlo al órgano competente para su recaudación.

[. . .]

§ 55

Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
«BOE» núm. 31, de 6 de febrero de 2017
Última modificación: 30 de noviembre de 2017
Referencia: BOE-A-2017-1169

I

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, establece el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados a partir del 1 de enero de 2016 y obliga a los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos a efectuar pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes, todo ello con la finalidad de conseguir que parte de la «riqueza derivada del aprovechamiento de los bienes de dominio público» revierta a la sociedad.

Tanto la base imponible del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados como el importe de los pagos a realizar a los propietarios de los terrenos suprayacentes se determinan tomando como base el valor de la extracción de los hidrocarburos que, a su vez, se calcula como producto del volumen de los hidrocarburos extraídos del subsuelo, una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación de las sustancias ajenas a los mismos, multiplicado por el precio de referencia.

Por su parte, la citada Ley 8/2015, de 21 de mayo, obliga a los titulares de concesiones de explotación de yacimientos a repartir el 1% del valor de la extracción de gas, petróleo y condensados con los propietarios de los terrenos suprayacentes a la concesión, proporcionalmente a la superficie de tales terrenos. Precisamente, el perímetro de referencia delimita el espacio dentro del cual las parcelas correspondientes tienen derecho al pago que se viene de describir.

Esta orden ministerial establece las disposiciones necesarias para permitir que, en la práctica, pueda liquidarse el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y los titulares de concesiones de explotación de yacimientos puedan abonar, a los propietarios de los terrenos suprayacentes, los pagos que les corresponden.

II

Así, esta orden ministerial se estructura en cuatro capítulos, el primero de los cuales está destinado al objeto y ámbito de aplicación de la orden y cuyas líneas generales vienen de ser expuestas.

El capítulo II, que se estructura en dos secciones, se refiere a los dispositivos de medida. La primera de dichas secciones regula las características técnicas de tales dispositivos pero también su operación práctica de modo que, a sus resultas, pueda determinarse de manera precisa el volumen de la producción sujeta al Impuesto. Si bien la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, y específicamente, el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, establecen el marco general de las actuaciones administrativas y técnicas encaminadas a la comprobación de los instrumentos de medida y sus requisitos metrológicos con diversas finalidades, tales como la recaudación de impuestos y tasas, no puede ignorarse que tales normas remiten a una posterior concreción en la legislación específica con el objetivo de adaptar los principios generales a las particulares circunstancias de la actividad de explotación de yacimientos de hidrocarburos.

La sección segunda del citado capítulo II describe el procedimiento de autorización y de puesta en marcha de los dispositivos de medición, todo ello con la finalidad de garantizar la corrección técnica de la solución implementada con respecto de los criterios de esta orden, aprovechando, en la medida de lo posible, los controles administrativos actualmente existentes.

Por su parte, el capítulo III establece los precios de referencia de los hidrocarburos basados en cotizaciones internacionales así como circunstancias específicas tales como su calidad y su densidad que, en el caso del crudo, se refleja en un coeficiente que, a efectos de determinar el precio, corregirá la cotización. Así, se determinan como precios de referencia por defecto la cotización del Brent en lo que se refiere al crudo, la referencia del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS) en cuanto al gas natural y finalmente la cotización de butano, propano, nafta, queroseno y gasóleo, en las proporciones correspondientes, para la valoración de los condensados.

En fin, el capítulo IV establece las disposiciones necesarias para la definición de los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes asociados a yacimientos convencionales de hidrocarburos. La definición de los perímetros de referencia vinculados a concesiones de explotación en las que resulte necesaria la aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen será objeto de un desarrollo específico posterior, a la vista de los resultados de los proyectos de investigación que, en su caso, puedan llevarse a cabo en el futuro.

En la parte final, se establece un periodo transitorio durante el cual los operadores podrán adaptar sus instalaciones para cumplir con lo establecido en esta orden. Asimismo, se determina el procedimiento para la determinación de los volúmenes producidos en el intervalo de tiempo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y la fecha de la entrada en vigor de esta orden ministerial. Por fin, se dispone su aplicación a las concesiones de explotación que, a la entrada en vigor de esta orden, se encontrasen en curso de tramitación.

III

Esta orden ministerial se dicta al amparo de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, que, en su artículo 8, obliga a los concesionarios a la instalación de dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos y habilita al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital (anteriormente Ministro de Industria, Energía y Turismo) para regular mediante orden la localización, las características técnicas, operativas y logísticas que deberán cumplir tales dispositivos, así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por los mismos. Asimismo, en su artículo 15 y en íntima relación con éste, el artículo 19 del citado texto legal, habilitan al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital para aprobar el precio de referencia de los hidrocarburos extraídos. Por último, el artículo 22 establece igualmente que el citado Ministro dicte las disposiciones oportunas para establecer

los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes.

En cuanto al fundamento competencial de esta norma hay que remitirse a las reglas 13.ª, 14.ª y 25.ª del artículo 149.1 de la Constitución, que reservan al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, Hacienda general y Deuda del Estado y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En el proceso de su tramitación, el proyecto de orden se ha sometido al trámite de información pública, según lo dispuesto en la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, así como a consulta de los entonces denominados Ministerios de Hacienda y Administraciones Públicas, Fomento y Centro Español de Metrología, organismo autónomo adscrito al Ministerio de Economía, Industria y Competitividad.

En su virtud, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Función Pública y de acuerdo con el Consejo de Estado dispongo:

CAPÍTULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

1. Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de las características técnicas, operativas y logísticas que deben cumplir los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos así como los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas por tales dispositivos.

A los efectos de esta orden y salvo que la normativa sectorial de hidrocarburos establezca otra cosa, se estará a las definiciones establecidas en la normativa vigente en materia de metrología.

2. Es asimismo objeto de esta orden la determinación de los precios de referencia de los hidrocarburos producidos en las concesiones de explotación de yacimientos sujetas al Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y, en su caso, a la obligación de realizar pago a los propietarios de terrenos suprayacentes.

3. Se desarrollan igualmente las disposiciones necesarias para la definición de los perímetros de referencia que serán de aplicación para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes en concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, siempre que no se requiera la aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Lo dispuesto en los capítulos II y III de esta orden será de aplicación a todas las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos que en cada momento estén vigentes en el territorio español. A estos efectos, se entiende incluido en el territorio español el subsuelo del mar territorial, zona económica exclusiva, plataforma continental y de los demás fondos marinos que estén bajo la soberanía nacional.

2. Lo dispuesto en el capítulo IV será de aplicación solamente a las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos sujetas a la obligación de realizar pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes, en los términos establecidos en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, siempre que en las mismas no se aplique fracturación hidráulica de alto volumen, de acuerdo con la definición dada en el artículo 17.2 de la citada ley.

CAPÍTULO II

Características técnicas, operativas y logísticas de los dispositivos de medida

Sección 1.ª Aspectos técnicos y operativos de los dispositivos de medida

Artículo 3. *Requerimientos generales de los dispositivos de medida.*

1. Los dispositivos de medición serán adecuados para el tipo de medida a realizar y para las propiedades y el volumen de los hidrocarburos a analizar, de modo que sean capaces de medir el rango completo del caudal de hidrocarburos sin que ninguno de los elementos de dichos dispositivos deba operar fuera de sus parámetros operativos nominales.

2. Los equipos de dichos dispositivos cumplirán los requisitos establecidos en el Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, por el que se desarrolla la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, sin perjuicio de aquéllos otros que les resulten de aplicación, en particular, los referidos a seguridad y calidad industrial.

3. Todas las partes de los dispositivos de medición serán fácilmente accesibles para su verificación periódica.

4. Los dispositivos de medición deberán garantizar:

a) La determinación de todo el flujo o volumen sujeto al Impuesto sin posibilidad de desvío ni contaminación del fluido;

b) Una alta disponibilidad operativa del sistema;

c) Fidelidad e integridad de las mediciones así como de los cálculos que resulten necesarios.

Artículo 4. *Parámetros a medir y unidades de medida.*

1. Los dispositivos de medición deberán facilitar información precisa del volumen, de la densidad, de la presión y temperatura de línea, de la composición y del poder calorífico de los hidrocarburos producidos así como de cualquier otro parámetro para realizar el cálculo de dicho volumen o que sea significativo para determinar su valor normal de mercado.

En el caso de que la producción de gas natural en el ámbito de la concesión sea inferior a 5.000.000 m^3 en las condiciones a que hace referencia el apartado 3, no será necesario que los dispositivos de medición faciliten la composición y el poder calorífico del gas natural producido, si bien dicho gas será objeto de la toma de muestras y análisis a que hace referencia el artículo 9 de esta orden.

2. Los resultados de las mediciones deberán estar expresadas en unidades pertenecientes al Sistema Internacional de Unidades (SI), de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 2032/2009, de 30 de diciembre, por el que se establecen las unidades legales de medida o norma que sustituya.

No obstante lo anterior, el volumen de petróleo crudo y condensados se expresará en barriles de 0,15899 m^3.

3. Las mediciones estarán referidas a cero grados Celsius de temperatura y 100 kilopascales de presión. Cuando en aplicación del párrafo anterior resulte necesaria la aplicación de factores de conversión, se dará cuenta del procedimiento de cálculo aplicado y será objeto de validación por el auditor técnico independiente a que hace referencia el artículo 7.3.

4. Los equipos de medición deberán situarse tan cerca como sea posible del lugar efectivo de la producción y medirán, al menos, los parámetros de la producción neta una vez realizado el primer tratamiento por parte del propio operador para retirar el agua, el CO_2 y otras sustancias ajenas a los hidrocarburos antes de dicha medición.

Los volúmenes consumidos por el operador en el proceso extractivo con anterioridad a la medición no integrarán la base imponible del Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados.

5. Los dispositivos de medición utilizados deberán ser acordes con las características del proceso y permitir obtener un nivel de incertidumbre tan reducido como sea técnica y económicamente posible, entendiéndose como tal el nivel a partir del cual el tiempo, el coste o el esfuerzo necesarios para proseguir con su reducción sean claramente desproporcionados en comparación con los beneficios de tal reducción.

El operador de la concesión deberá justificar la solución finalmente adoptada y los motivos técnicos y económicos por los que ha descartado la utilización de otros métodos comercialmente disponibles.

Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrán establecer requisitos adicionales sobre los errores de medida máximos tolerables de cada método.

6. En ningún caso se permitirá la utilización de métodos indirectos basados exclusivamente en medidas de presión y temperatura en fondo o cabeza del sondeo.

7. En el caso de concesiones de explotación cuya producción de gas natural durante el año natural anterior, referida a las condiciones indicadas en este artículo, sea inferior a 5.000.000 m^3 yse inyecte en la red de gasoductos de transporte de gas natural, se permitirá la utilización de los equipos de medición del transportista de gas así como los procedimientos de medida acordados con el Gestor Técnico del Sistema, siempre que los resultados de las mediciones sean equivalentes a los que se obtendrían si se hubiesen aplicado los requerimientos de esta orden y así lo acredite un auditor independiente.

Por su parte, en el caso de concesiones de explotación no conectadas con la red básica de gas y cuya producción se destine exclusivamente a la producción de energía eléctrica con una generación inferior a 10 MW de potencia instalada, no será necesaria la instalación de equipos de medición específicos, pudiendo estimarse la producción sujeta al impuesto mediante métodos indirectos basados en la producción vertida a la red eléctrica o consumida, a los que se les aplicará el factor de rendimiento indirecto en el sistema de generación. Dichos métodos indirectos serán aprobados por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previa certificación de auditor técnico independiente que garantice su veracidad.

Artículo 5. *Instalación de producción común a varias concesiones de explotación.*

Cuando una misma instalación se utilice para la explotación de varias concesiones de explotación y la producción de los sondeos se mezcle antes de la separación y medición, se podrá aplicar un procedimiento de prorrateo para asignar la producción a cada concesión, de acuerdo con un plan propuesto por el operador, validado por el auditor técnico independiente y aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 6. *Mantenimiento, reparación o modificación y verificación de los dispositivos de medición.*

1. El operador aplicará un programa de mantenimiento y comprobación de la calibración a los equipos de medición para asegurar su funcionamiento conforme a lo previsto en su diseño e instalación así como a lo requerido por su fabricante.

Dicho programa de calibraciones será llevado a cabo por personal cualificado y, cuando proceda, por personal de laboratorios debidamente acreditados ante la Entidad Nacional de Acreditación, ENAC.

2. Los operadores deberán solicitar la verificación de los equipos con la periodicidad que establezca la regulación metrológica que le sea aplicable y, en todo caso, después de cada reparación, después de cada modificación o cuando se detecten anomalías o circunstancias que así lo recomienden. La solicitud de verificación que pueda corresponderle en cada caso se realizará ante el órgano competente de la comunidad autónoma donde radique el equipo, salvo aquéllos ubicados en instalaciones marinas, en cuyo caso se formulará donde esté situado el domicilio fiscal del operador.

3. Las reparaciones o modificaciones de un instrumento o equipo de medida serán realizadas únicamente por personas habilitadas para ello de acuerdo con las normas en materia de metrología.

4. Se documentarán todos los procedimientos de mantenimiento, verificación, reparación y modificación. Dicha documentación estará disponible para su consulta en el lugar de operación del dispositivo de medición.

5. El operador garantizará la adecuación de los dispositivos de medición al razonable estado de la técnica en cada momento.

6. En las concesiones de explotación a que se refiere el primer párrafo del artículo 4.7 se estará a lo dispuesto en las normas de gestión técnica del sistema gasista y en sus

protocolos de detalle, conforme a las versiones vigentes en cada momento y que resulten de aplicación en la materia objeto de este artículo.

Artículo 7. *Organización, supervisión y validación de los dispositivos de medición.*

1. El operador describirá el sistema organizativo del personal que lleve a cabo tareas relacionadas con los dispositivos de medición, relacionando dichas tareas, sus responsabilidades y la jerarquía de decisiones.

Asimismo, garantizará que dicho personal tiene la cualificación necesaria para dichas funciones y que recibe formación para su actualización.

2. Se designará un responsable del dispositivo de medición que será responsable de supervisar que se cumplen los procedimientos relativos a la operación, mantenimiento, reparación o modificación, y verificación de dicho dispositivo.

3. El operador será responsable del cumplimiento de la normativa de aplicación durante las fases de planificación, diseño, adquisición, instalación y operación. Por su parte, las resoluciones administrativas que se dicten serán eficaces y ejecutivas de acuerdo con la legislación en materia de procedimiento administrativo.

Asimismo, designará para cada concesión un auditor técnico independiente que validará el dispositivo, las mediciones y los resultados de los muestreos, a lo largo de su ciclo de vida, sin perjuicio de aquéllas otras funciones que se le asignen en esta orden ministerial. El auditor técnico independiente podrá ser el mismo para varias concesiones de explotación de yacimientos.

El auditor técnico independiente estará sujeto al cuadro de infracciones y sanciones establecido en la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología.

Artículo 8. *Almacenamiento de datos obtenidos por los dispositivos de medición.*

1. El operador habilitará un repositorio electrónico que contendrá la información referida a las lecturas de los dispositivos de medición, los resultados de los análisis y de los muestreos y, en su caso, el reparto de la producción entre los diversos sondeos o concesiones correspondiente a los últimos cinco años inmediatamente anteriores. Asimismo, contendrá documentación referida a:

a) Detalles de los números de serie de los instrumentos, así como la fecha de instalación.

b) Detalles de los fallos de los sistemas y fechas de su rectificación.

c) Detalle de mantenimiento y calibraciones realizados.

d) Un registro significativo de eventos, alarmas, fallas, etc., ocurridas, con sus respectivas explicaciones.

e) Un registro escrito de cualquier error en la medición, en los cálculos o en las operaciones (cuando se presuma que fue debido al mal funcionamiento del dispositivo) que habrá de incluir la fecha, la hora y las lecturas tanto en el momento en el que se constató el error como cuando se corrigió.

f) Cualquier desperfecto de los medidores o reemplazo del servicio normal, incluyendo la hora, fecha y lecturas.

g) Cualquier reemplazo de las partes del sistema.

h) Certificados emitidos para los instrumentos de prueba.

Dicha información estará disponible, durante el plazo indicado, para su inspección física en la explotación.

2. La Administración podrá exigir al operador, en cualquier momento, acceso a la documentación referida en el apartado anterior para verificar que las cantidades comunicadas se corresponden con las realmente medidas. El operador deberá facilitar tal acceso o suministrar la información requerida en el plazo máximo de cinco días hábiles.

3. El acceso interno del operador con permiso de escritura y modificación a dicho repositorio así como el acceso remoto del propio operador a cualquier elemento del dispositivo de medición estará estrictamente controlado para evitar cualquier manipulación, registrándose todos los accesos así como las modificaciones llevadas a cabo.

Artículo 9. *Requisitos de muestreo de los hidrocarburos sujetos a medición.*

1. Los dispositivos de medición incluirán sistemas de muestreo automáticos y proporcionales al flujo que deberán permitir la toma manual de muestras.

El muestreo se llevará a cabo de manera que se asegure la representatividad de la muestra.

2. Semestralmente se procederá a la toma manual de muestras, que serán remitidas a un laboratorio homologado para la realización de los análisis pertinentes.

Artículo 10. *Contingencias.*

1. El operador deberá contemplar procedimientos de contingencia para la medición en el caso de fallo o avería del dispositivo.

2. El operador será responsable de la activación de dicho plan de contingencias cuando sea oportuno y de su aplicación por el periodo mínimo imprescindible.

La activación de dicho plan por un periodo continuado superior a las 6 horas será notificada al Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación o Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno pertinente.

3. Cuando resulte de aplicación lo dispuesto en el artículo 4.7, dichos procedimientos podrán basarse en lo dispuesto de las normas de gestión técnica del sistema gasista y sus protocolos de detalle.

Sección 2.ª Autorización y puesta en marcha de los dispositivos de medida

Artículo 11. *Autorización de los dispositivos de medición.*

1. El operador de la concesión deberá incluir, en su solicitud de autorización administrativa de las instalaciones de producción correspondientes, una descripción del dispositivo de medición previsto. Justificará la adecuación a lo establecido en esta orden y demás normativa que le resulte de aplicación. En particular, dicha descripción incluirá:

a) Las características técnicas del dispositivo de medición.

b) Los estándares utilizados en su diseño, construcción y mantenimiento.

c) La acreditación de la evaluación de conformidad de los equipos que lo conforman.

d) La localización del sistema de medición dentro del sistema de proceso y transporte.

e) Planos y descripción de cada uno de los elementos técnicos que integran en dispositivo.

f) El mecanismo de auditoría técnica independiente de las mediciones.

g) El plan de mantenimiento y calibración del dispositivo de medición.

h) El mecanismo de reparto de la producción entre los titulares de la concesión.

i) Listado y copia de la documentación del dispositivo.

j) Procedimiento de contingencia para el caso de fallo del dispositivo.

k) El sistema de organización, supervisión y verificación del operador.

l) Metodología de cálculos indirectos y estimaciones. Análisis de incertidumbres y fuentes de error.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la aptitud del dispositivo de medición junto con la resolución administrativa de autorización de las instalaciones, sin perjuicio de la responsabilidad del operador en relación con el buen funcionamiento y la veracidad de las mediciones del dispositivo.

La modificación sustancial de tales dispositivos requerirá autorización administrativa de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 12. *Puesta en marcha e inspección de los dispositivos de medición.*

1. Los Jefes o Directores del Área Funcional de Industria y Energía de las Delegaciones o Dependencias de Industria y Energía de las Subdelegaciones del Gobierno pertinentes levantarán acta de puesta de marcha de los citados dispositivos, previa verificación de que la instalación se ha realizado conforme a lo autorizado y a la normativa de aplicación.

2. La inspección de los dispositivos de medición y de las lecturas corresponderá a los Jefes o Directores de las Áreas Funcionales de Industria y Energía de las Delegaciones o de

las Dependencias de las Subdelegaciones del Gobierno, sin perjuicio de las competencias atribuidas a otros departamentos.

A estos efectos, los operadores deberán facilitarles el acceso y los medios logísticos que pudiesen ser necesarios.

3. El operador comunicará a los Jefes o Directores de Área los resultados de las mediciones, incluidos los procedimientos de cálculo, ajustes y corrección de errores, referidos a los seis primeros meses de cada año natural y al año natural completo, en el plazo máximo de un mes desde la finalización del periodo indicado. Dicha comunicación irá acompañada de un informe del auditor técnico independiente.

Asimismo, les comunicarán dichos datos en cualquier momento, previo requerimiento de éstos.

El Jefe o Director del Área Funcional o Dependencia realizará las comprobaciones que considere pertinentes y, en su caso, notificará a la Administración Tributaria y a la Dirección General de Política Energética y Minas las actas o informes que recojan cada acción de vigilancia.

4. La memoria anual de la concesión de explotación de yacimientos que debe elaborar el operador contendrá información sobre los siguientes extremos:

a) Resultados de las mediciones.
b) Procedimiento de cálculo.
c) Mantenimiento, inspección y calibración durante el periodo.
d) Errores y ajustes de cálculo.
e) Cambios habidos en el dispositivo de medida.
f) Resumen de los principales parámetros de la producción que permitan determinar la adecuación del precio de referencia de aplicación.
g) Auditoría de ventas de los hidrocarburos producidos durante el año natural anterior.

5. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las restantes obligaciones de información de los operadores en materia estadística.

6. La Dirección General de Política Energética y Minas y los Jefes o Directores de Área de Industria y Energía podrán solicitar la información adicional que considere oportuna así como una auditoría de las ventas realizadas por los titulares de las concesiones de explotación de yacimientos.

CAPÍTULO III

Disposiciones para la determinación del precio de referencia de los hidrocarburos producidos

Artículo 13. *Precio de referencia.*

1. Los precios de referencia para los hidrocarburos producidos en concesiones de explotación de yacimientos sujetas al Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, serán los siguientes:

a) Petróleo crudo: Se tomará la media de las cotizaciones diarias del crudo tipo Brent para entrega al día siguiente publicado por Platt's, desde el día 1 al día 15 del mes anterior al mes de referencia. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de $/barril a €/barril utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo.

Este precio de referencia se corregirá por un coeficiente de calidad cuyo valor será función del valor medio de la densidad, expresada en grados API y del valor medio de su contenido en azufre, expresada como porcentaje, durante el periodo en cuestión. Los valores de dicho coeficiente de calidad serán los establecidos en el anexo.

b) Condensados: Se tomarán las cotizaciones medias FOB en el mercado mediterráneo desde el día 1 al día 15 del mes anterior al mes de referencia de la nafta, el queroseno y el gasóleo 0,1% publicadas por Platts en el European Marketscan y las cotizaciones medias FOB del propano y del butano en Argelia desde el día 1 al día 15 del mes anterior al mes de referencia publicadas por Platts en el Lpgaswire y ponderadas todas ellas según las proporciones resultantes de la caracterización del condensado según el ensayo de

destilación TBP ASTM D2892. Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de $/ton a €/ton utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo.

c) Gas natural: Se tomará la media de las cotizaciones del índice MIBGAS (Mercado Ibérico de Gas) del producto diario para todos los días del periodo de referencia n.

Cuando sea necesario para la correcta aplicación de esta orden, se utilizará un factor de conversión para el gas natural de 11,76 kWh/m^3 salvo que la Dirección General de Política Energética y Minas autorice un valor diferente, previa solicitud razonada del operador y basada en los resultados de los muestreos.

2. Mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se determinará el valor concreto de los precios de referencia a que hace referencia el apartado anterior, correspondientes a los seis primeros meses y al año completo, ambos referidos al año natural.

Dicha resolución se aprobará antes del último día hábil del mes siguiente al de finalización del periodo que corresponda y será publicada en el «Boletín Oficial del Estado».

CAPÍTULO IV

Disposiciones para la determinación de los perímetros de referencia

Artículo 14. *Determinación de los perímetros de referencia en concesiones de explotación convencionales.*

1. El perímetro de referencia de las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos estará constituido por la superficie de terreno comprendida dentro de un radio de 1.500 metros alrededor del centro de la boca de cada sondeo productivo.

Para una misma concesión de explotación podrán coexistir varios perímetros de referencia, repartiéndose entre todos ellos el valor de la producción conjunta de todos los sondeos productivos, conforme al artículo 22.2 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo.

Cuando existan dos sondeos productivos y las distancias entre los centros de sus bocas sean inferiores a 3.000 metros, el perímetro de referencia se obtendrá como la superficie del terreno comprendida dentro de la envolvente exterior de cada uno de los perímetros individuales, definida por la tangente a ambas circunferencias. Si el número de sondeos fuese superior a dos, se procederá conforme al procedimiento anterior para cada par de sondeos productivos.

En ningún caso la superposición de dos o más perímetros de referencia supondrá el devengo de más de un derecho de pago para una misma parcela de terreno.

Cuando proceda, se prorrateará la superficie total de las parcelas que se encuentren solo parcialmente incluidas dentro del perímetro de referencia.

2. En la solicitud de concesión de explotación, los promotores incluirán una relación de las parcelas comprendidas dentro del perímetro o perímetros de referencia determinados conforme al apartado anterior.

El órgano administrativo que tramite la concesión de explotación se dirigirá al órgano competente en materia de gestión catastral que le suministrará los datos relevantes correspondientes a dichos propietarios, los cuales tendrán la consideración de interesados en el referido procedimiento.

La Dirección General de Política Energética y Minas requerirá informe sobre la misma al Instituto Geográfico Nacional, cuando proceda. Emitido dicho informe, el Área Funcional de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno o Dependencia o de la Subdelegación del Gobierno pertinente someterá el expediente a información pública durante un plazo de 20 días.

3. El real decreto de otorgamiento de cada concesión de explotación establecerá la obligación de pago a los propietarios de los terrenos suprayacentes en los términos que resulten del expediente instruido conforme a lo dispuesto en este artículo y con sus eventuales actualizaciones de perímetros de referencia.

Artículo 15. *Actualización de perímetros de referencia.*

1. El perímetro de referencia surgirá o se ampliará, según los casos, cuando se inicie la explotación de un nuevo sondeo productivo. Cesará o se reducirá, según los casos, cuando cese la producción de hidrocarburos, siempre que en el año en cuestión el cese hubiese abarcado al menos, el segundo semestre natural completo. Se actualizará siempre que ocurran hechos susceptibles de alterar los derechos de cobro y, en particular, en los casos siguientes:

a) Cuando se produzca la revisión de las bases de datos catastrales que afecte a los derechos de cobro.

b) Cuando se pongan de manifiesto errores numéricos o de hecho, debidamente acreditados, que alteren los derechos de cobro.

Los nuevos propietarios que, como consecuencia del inicio de la explotación de un nuevo sondeo productivo se incorporen al perímetro o perímetros de referencia, participarán en el reparto del valor de la producción total de la concesión durante todo el año natural, independientemente de la fecha de aprobación de tal actualización. Asimismo, los propietarios que pierdan su pertenencia a un perímetro de referencia como consecuencia del cese de la explotación de un sondeo productivo, conservarán su derecho en el reparto del valor de la producción pertinente que corresponda al año de la revisión.

2. Los operadores estarán obligados a comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas el inicio y el cese de la explotación de un sondeo productivo y, en el primer caso, se procederá conforme a lo previsto en el artículo 14.2 para la determinación de los nuevos perímetros, previa realización de las comprobaciones pertinentes.

3. En ningún caso una misma superficie devengará el derecho de cobro superior al importe que resulte conforme a lo establecido en el artículo 22.2 de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, habilitándose al operador para reclamar las cantidades abonadas indebidamente. Cuando la titularidad de una misma parcela corresponda a dos o más propietarios, la cantidad devengada se les abonará proporcionalmente a sus porcentajes de propiedad.

Disposición transitoria primera. *Dispositivos de medición existentes.*

1. Los operadores de concesiones de explotación de yacimientos en explotación a la entrada en vigor de esta orden deberán acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, en el plazo de un mes desde dicha fecha de entrada en vigor, el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente orden.

2. A la vista de la documentación anterior, se les podrá eximir temporalmente del cumplimiento de determinados requisitos por el tiempo mínimo indispensable para su adaptación, que en ningún caso será superior a doce meses.

Disposición transitoria segunda. *Volúmenes de producción y precios de referencia hasta la entrada en vigor de la orden.*

1. Durante el periodo que medie desde la entrada en vigor de esta orden hasta la finalización del plazo indicado en los apartados 1 y 2 de la disposición transitoria primera, según proceda, el volumen de producción se podrá obtener según el declarado en los informes mensuales a que hace referencia artículo 11.1.3. b) del Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, por el que se aprueba el Reglamento para aplicación de la Ley sobre Investigación y Explotación de Hidrocarburos de 27 de junio de 1974, sin perjuicio de las comprobaciones que la Administración competente estime procedentes.

2. La Dirección General de Política Energética y Minas dictará las resoluciones que se indican en el artículo 13, referidas a los periodos semestrales vencidos a la entrada en vigor de esta orden, en el plazo de un mes desde dicha entrada en vigor.

Disposición transitoria tercera. *Concesiones de explotación en tramitación.*

Las disposiciones para la determinación de los perímetros de referencia que figuran en el capítulo IV de la orden serán de aplicación a las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos convencionales que estuviesen en tramitación en la fecha de su entrada en vigor.

Disposición final primera. *Fundamento competencial.*

Esta orden se dicta al amparo del artículo 149.1.13.ª, 14.ª y 25.ª de la Constitución Española, que reserva al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, Hacienda general y Deuda del Estado y bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Valores del coeficiente de calidad

	Contenido en azufre (%)	
Densidad (grados API)	**Inferior o igual al 1%**	**Superior al 1%**
Superior a 31,1	1,00	0,97
Entre 22,3 y 31,1	0,96	
Inferior a 31,1	0,89	
Inferior a 20	0,8	0,7

§ 56

Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. [Inclusión parcial]

Ministerio de Economía
«BOE» núm. 313, de 31 de diciembre de 2002
Última modificación: 28 de diciembre de 2022
Referencia: BOE-A-2002-25421

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su Título IV, establece las bases para introducir la competencia en el sector gasista, así como un nuevo modelo de mercado. En su disposición final segunda, la citada Ley establece que el Gobierno, en el ámbito de sus competencias, aprobará mediante Real Decreto las normas de desarrollo de la Ley.

Dada la importancia de las reformas introducidas en la citada Ley, es necesario su desarrollo para dar respuesta a las nuevas situaciones que se están produciendo en el mercado del gas. Por una parte, el número de agentes implicados ha aumentado considerablemente y a partir del 1 de enero del año 2003 cualquier consumidor podrá elegir suministrador, lo que hace imprescindible la regulación de diferentes aspectos relativos a la actuación de los diferentes sujetos que actúan en el mercado.

En este contexto, el presente Real Decreto tiene por objeto completar el marco normativo en el que han de desarrollarse las actividades relacionadas con el sector gas natural y comprende tres aspectos básicos. Por un lado, se determinan los requisitos necesarios para ejercer las distintas actividades (transporte, distribución y comercialización); por otro se regulan los aspectos relacionados con el suministro, y, por último, se desarrolla todo lo relativo al procedimiento de autorización administrativa de las instalaciones gasistas.

El Real Decreto regula todos los aspectos relacionados con los requisitos relativos a acreditación de la capacidad legal, técnica y económica que deben cumplir las empresas para ejercer las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural, así como los derechos y obligaciones de los mismos, lo que sin duda permitirá un marco claro de relaciones entre los distintos sujetos que actúan en el suministro de gas natural y favorecerá una estructura empresarial acorde con la importancia económica del sector considerado de interés económico general.

En lo que respecta al suministro, se desarrollan todas las relaciones entre las empresas gasistas y los consumidores, tanto en el mercado regulado como en el liberalizado. Están incluidos en este Título la regulación de las acometidas y demás actuaciones necesarias para un nuevo suministro, los contratos de suministro en el mercado regulado, las causas de suspensión de suministro, la calidad de servicio y los procedimientos para el cambio de suministrador. Este último aspecto es de especial relevancia de cara al correcto funcionamiento de un mercado totalmente liberalizado, que exige la máxima seguridad,

facilidad y rapidez en el cambio de suministrador, elemento clave para el desarrollo de un mercado competitivo.

En relación con los procedimientos de autorización de instalaciones, en un sector en fuerte proceso inversor, se trata de conjugar la seguridad jurídica con la necesaria agilidad de los procedimientos administrativos, planteando procedimientos que eviten duplicidad de actuaciones en relación con temas medioambientales y aseguren en la medida de lo posible la concurrencia en instalaciones sometidas a planificación obligatoria.

Por último, se regulan los procedimientos de inscripción en los registros administrativos, así como la necesaria participación de las Comunidades Autónomas para la actualización y mantenimiento de los mismos.

Tal y como dispone la disposición final primera de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, la presente norma tiene carácter básico, de acuerdo con el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución, que atribuye al Estado competencias exclusivas sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre las bases del régimen energético.

De acuerdo con la disposición adicional undécima, apartado tercero, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, el presente Real Decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

En su virtud, a propuesta del Vicepresidente Segundo del Gobierno para Asuntos Económicos y Ministro de Economía, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 27 de diciembre de 2002,

D I S P O N G O :

TITULO I

Disposiciones generales

Artículo 1. *Objeto.*

El presente Real Decreto tiene por objeto establecer el régimen jurídico aplicable a las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural para su suministro por canalización, y a las relaciones entre los distintos sujetos que las desarrollan, estableciendo las medidas necesarias encaminadas a garantizar esta actividad de interés económico general a todos los consumidores finales, sin perjuicio de las competencias que correspondan a las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla.

Asimismo, se establece el régimen de autorización correspondiente a todas las instalaciones vinculadas a las actividades de gas, competencia de la Administración General del Estado y el procedimiento de inscripción en los distintos registros administrativos previstos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Lo dispuesto en este Real Decreto será asimismo de aplicación a la distribución de los gases combustibles a que hace referencia el artículo 56 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Artículo 2. *Régimen de actividades.*

Las actividades de regasificación, almacenamiento estratégico, transporte y distribución de gas natural tienen carácter de reguladas y deberán ser llevadas a cabo por sociedades mercantiles que tengan como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas, sin perjuicio de la posibilidad de venta a tarifa reconocida a los distribuidores y venta a precio de cesión de los transportistas a los distribuidores para el mercado regulado.

El Gestor Técnico del Sistema será aquel transportista que sea titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural. La entidad «Enagás, Sociedad Anónima», tendrá la consideración de Gestor Técnico del Sistema gasista, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

La actividad de comercialización se ejercerá libremente en los términos previstos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y disposiciones de desarrollo, y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes. Las sociedades dedicadas a la comercialización de gas natural deberán tener como único objeto social en el sector gasista dicha actividad, no pudiendo realizar actividades de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución.

TITULO II

Actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural

CAPITULO I

Transporte de gas natural

Artículo 3. *Actividad de transporte.*

1. A los efectos previstos en el presente Real Decreto, tendrán la consideración de actividad de transporte de gas natural las siguientes actividades:

a) El transporte de gas natural por la red interconectada constituida por las instalaciones que se determinan en los párrafos a), d), e), f), g) y h) del artículo siguiente, con el fin de suministrar a los distribuidores o, en su caso, a los consumidores finales, así como para atender los intercambios internacionales.

b) La regasificación de gas natural licuado destinada a abastecer a la red de transporte, y la licuefacción de gas natural.

c) El almacenamiento de gas natural que pueda abastecer al sistema gasista.

d) La compraventa de gas natural para el mercado a tarifas.

2. La actividad de transporte será llevada a cabo por los transportistas, que son aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de licuefacción, de transporte o de almacenamiento de gas natural.

Artículo 4. *Instalaciones de transporte.*

1. Tendrán la consideración de instalaciones de transporte las siguientes:

a) Los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión, considerando como tales aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bar.

b) Las plantas de regasificación de gas natural licuado que puedan abastecer al sistema gasista y las plantas de licuefacción de gas natural.

c) Los almacenamientos estratégicos de gas natural que puedan abastecer al sistema gasista.

d) Las conexiones de la red básica con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos.

e) Las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas o con almacenamientos situados en el exterior.

f) Las redes de transporte secundarias, que son aquellas formadas por gasoductos cuya presión máxima de diseño sea menor de 60 y mayor de 16 bar.

g) Aquellas otras instalaciones que, como resultado del proceso de planificación de la red de transporte de gas natural, el Ministerio de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determine que cumplen funciones de transporte.

h) Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de transporte todos aquellos activos de comunicaciones, suministro eléctrico, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones, centros de control y demás elementos auxiliares necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transporte antes definida.

2. A los efectos del presente Real Decreto, el Gestor Técnico del Sistema propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, de acuerdo

con las necesidades del sistema, la inclusión de una instalación nueva o el incremento de capacidad de una instalación existente, de la Red Básica, quien resolverá previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 5. *Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de transporte.*

1. Los sujetos que realicen o vayan a realizar la actividad de transporte de gas natural deberán acreditar suficientemente el cumplimiento de los requisitos que se determinan en los siguientes puntos de este artículo en cuanto a su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización de su actividad.

2. Para acreditar su capacidad legal, las entidades que realicen la actividad de transporte deberán revestir la forma de sociedades mercantiles de nacionalidad española, o, en su caso, de otro Estado miembro de la Unión Europea.

Asimismo, aquellas empresas titulares de instalaciones de la red básica de gas natural definida en el punto 2 del artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte definida en el párrafo a) del artículo 58 de la citada Ley 34/1998, pudiendo incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte.

3. Para acreditar la capacidad técnica, los sujetos que vayan a realizar la actividad de transporte deberán presentar una memoria explicativa, en la que se detallen los planes y sistemas, así como los medios técnicos y personales que se van a poner al servicio y mantenimiento de las instalaciones, detallando los dedicados a la construcción, gestión y mantenimiento de las instalaciones.

En cualquier caso se considerará la capacidad técnica suficientemente acreditada cuando se cumpla alguno de los siguientes requisitos:

a) Haber ejercido la actividad de transporte directamente o a través de una filial que haya actuado como operador durante, al menos, los últimos tres años.

b) Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia en la actividad durante los últimos tres años.

4. La capacidad económica de la entidad podrá acreditarse mediante la aportación de la documentación que garantice su viabilidad económico-financiera.

En cualquier caso, se considerará que la capacidad económica es suficiente si la empresa solicitante cuenta con unos recursos propios afectos a la actividad de transporte superiores a la mayor de las cantidades siguientes: 5.000.000 de euros o el 25 por 100 del presupuesto de las nuevas instalaciones que pretenda realizar.

El Ministro de Economía podrá actualizar dichas cantidades mediante Orden ministerial.

Artículo 6. *Derechos y obligaciones de los transportistas.*

1. Los transportistas tendrán los derechos y obligaciones que se recogen en este artículo, además de los derechos y obligaciones relacionados con el acceso de terceros, recogidos en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, y en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2. Los titulares de instalaciones de transporte de gas natural tendrán los siguientes derechos:

a) Elevar al Gestor Técnico del Sistema propuestas de ampliación de las instalaciones de transporte.

b) Participar en los procedimientos para adjudicación de nuevas instalaciones mediante los procedimientos previstos en este Real Decreto.

c) Recibir una retribución por el ejercicio de su actividad dentro del sistema gasista mediante el procedimiento establecido reglamentariamente.

d) Exigir que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean utilizadas de forma adecuada.

e) Recibir de otros sujetos del sistema la información necesaria para el ejercicio de sus funciones.

f) Efectuar la lectura de los consumos en los puntos finales, en aquellos casos en que no exista otra unidad de medición desde la red de su propiedad hasta la instalación del cliente.

3. Los titulares de instalaciones de transporte de gas natural tendrán las siguientes obligaciones:

a) Construir y explotar sus instalaciones de gas natural e instalaciones complementarias de acuerdo con las disposiciones aplicables y con los requisitos establecidos en las correspondientes autorizaciones administrativas de construcción y explotación de las instalaciones, prestando el servicio de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en las adecuadas condiciones de conservación e idoneidad técnica.

b) Operar y mantener las instalaciones de su propiedad de acuerdo con las Normas de Gestión Técnica del Sistema y las instrucciones y directrices impartidas por el Gestor Técnico del Sistema.

c) Facilitar el uso de sus instalaciones para los tránsitos de gas natural relativas a acceso a las redes.

d) Facilitar la conexión a sus instalaciones por parte de otros titulares de instalaciones o de los consumidores cualificados, de acuerdo con las disposiciones que se establecen en este Real Decreto.

e) Facilitar al Gestor Técnico del Sistema la información estructural y de operación necesaria para la supervisión y control del sistema, así como las características de sus instalaciones relevantes, para su utilización en el desarrollo y ampliación de la red de transporte, así como para su conocimiento público.

f) Garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición por los distintos sujetos, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes.

g) **(Suprimida)**

h) Comunicar al Ministerio de Economía, a la Comisión Nacional de Energía y a las Administraciones correspondientes la información sobre calidad de servicio, así como cualquier información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector de gas natural.

i) En su caso, cumplir con las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, y contribuir a la diversificación de suministros conforme a la normativa vigente.

j) Llevar en su contabilidad cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte y compraventa de gas.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema llevará cuentas separadas de la actividad de gestión técnica del sistema.

k) Mantener un sistema operativo que asegure la atención permanente y la resolución de incidencias, que con carácter de urgencia puedan presentarse en las redes de transporte.

l) Garantizar la seguridad del suministro para el mercado a tarifas, suscribiendo los contratos de aprovisionamiento y asegurándose la capacidad necesaria para atender el mercado.

m) Disponer y mantener actualizada, con independencia de otras pólizas que pudieran existir, una póliza de seguros de responsabilidad civil por una cuantía suficiente que le permita cubrir los riesgos que, para las personas y bienes, pudieran derivarse de las actividades ejercidas.

CAPITULO II

Distribución

Artículo 7. *Actividad de distribución.*

1. La actividad de distribución es aquella que tiene por objeto la transmisión de gas natural desde las redes de transporte hasta los puntos de suministro en las adecuadas condiciones de calidad, así como la venta de gas natural a los consumidores a tarifa.

2. La actividad de distribución será llevada a cabo por los distribuidores, que son aquellas personas jurídicas, titulares de instalaciones de distribución, que, reuniendo la

capacidad legal, técnica y económica que se detalla en la presente disposición, tienen la función de distribuir gas natural, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo, en los términos previstos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Artículo 8. *Instalaciones de distribución.*

Tendrán la consideración de instalaciones de distribución de gas natural los gasoductos con presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor, partiendo de un gasoducto de la red básica o de transporte secundario.

Asimismo, se considerarán elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, suministro de energía eléctrica, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, en la parte destinada exclusivamente para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de las redes de distribución antes definidas, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

Tendrán también la condición de instalaciones de distribución las plantas satélite de gas natural licuado que alimenten a una red de distribución.

Artículo 9. *Requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de distribución.*

1. Los sujetos que realicen o vayan a realizar la actividad de distribución de gas natural deberán acreditar suficientemente el cumplimiento de los requisitos que se determinan en los siguientes puntos de este artículo en cuanto a su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización de su actividad.

2. Para acreditar su capacidad legal, las entidades que realicen la actividad de distribución deberán revestir la forma de sociedades anónimas de nacionalidad española, o, en su caso, de otro Estado miembro de la Unión Europea.

Dichas sociedades no podrán desarrollar directamente actividades de comercialización de gas natural, ni ser titulares de instalaciones de la red básica de gas natural.

3. Para acreditar su capacidad técnica, las sociedades que tengan por objeto realizar la actividad de distribución deberán presentar una memoria explicativa de los planes y sistemas, así como de los medios técnicos y personales que se van a poner al servicio de la actividad de distribución, detallando los dedicados a la construcción, puesta en servicio y mantenimiento de las instalaciones, los servicios de control y atención de urgencias, y los servicios de atención de reclamaciones, facturación y cobro a los clientes.

En cualquier caso, la capacidad técnica de las entidades que realicen la actividad de distribución se considerará suficientemente acreditada cuando se cumpla alguno de los siguientes requisitos:

a) Haber ejercido la actividad de distribución directamente o a través de una filial que haya actuado como operador durante, al menos, los últimos tres años.

b) Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25 por 100 y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años en la actividad de distribución.

4. La capacidad económica de la entidad podrá acreditarse mediante la aportación de la documentación que garantice la viabilidad económico-financiera de los proyectos.

En cualquier caso, se considerará que la capacidad económica es suficiente si la empresa solicitante cuenta con unos recursos propios afectos a la actividad de distribución superiores a la mayor de las cantidades siguientes: 1.000.000 de euros o el 50 por 100 del presupuesto de las nuevas instalaciones que pretenda realizar.

El Ministro de Economía podrá actualizar dichas cantidades mediante Orden ministerial.

Artículo 10. *Obligaciones y derechos de las empresas distribuidoras.*

1. Las empresas distribuidoras tendrán los derechos y obligaciones que se recogen en este artículo, además de los derechos y obligaciones relacionados con el acceso de terceros, recogidos en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el

acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, y en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2. Serán derechos de las empresas distribuidoras:

a) El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de su actividad regulada.

b) Adquirir al transportista a cuya red esté conectado, bien directamente o indirectamente a través de otro distribuidor, el gas natural necesario para atender el suministro de sus clientes a tarifas.

c) Conectarse a la red de transporte o a la red de distribución de presión máxima de diseño superior a 4 bar más cercana con capacidad suficiente para acceder al abastecimiento de gas natural necesario para atender a la demanda correspondiente a su zona de autorización, de acuerdo con lo establecido en el artículo 12.

d) Exigir que las instalaciones conectadas a las de su propiedad reúnan las condiciones técnicas establecidas y sean utilizadas de forma adecuada.

e) Recibir de otros sujetos del sistema la información para el ejercicio de sus funciones.

3. Serán obligaciones de las empresas distribuidoras:

a) Mantener el cumplimiento de los requisitos para el ejercicio de la actividad, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9 del presente Real Decreto.

b) Suministrar gas natural a los consumidores a tarifa.

c) Realizar sus actividades en la forma autorizada y conforme a las disposiciones aplicables, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua con los niveles de calidad que se establezcan.

d) Construir y explotar sus redes de distribución de gas natural e instalaciones complementarias de acuerdo con las disposiciones aplicables y con los requisitos establecidos en las correspondientes autorizaciones administrativas de construcción y explotación de las instalaciones, y de conformidad con los proyectos de construcción y desarrollo de la red autorizados en el ámbito geográfico definido en la citada autorización.

e) Proceder a la ampliación de las instalaciones de distribución en su ámbito geográfico, de acuerdo con lo previsto en las correspondientes autorizaciones administrativas, para atender a las nuevas demandas de suministro de gas natural, así como de acuerdo con las previsiones recogidas en los planes anuales de ampliación de las redes de distribución autorizados.

f) Operar y mantener sus redes de distribución.

g) Proceder, por sí mismo o a través de terceros, a la lectura de los contadores de todos los consumidores conectados a sus instalaciones, y dar traslado del detalle de dichas lecturas a los comercializadores correspondientes. Además, los datos de lectura agregados por tipos de tarifas o peajes y por comercializadores se comunicarán al Gestor Técnico del Sistema y al transportista que le suministra el gas, con el detalle necesario para la aplicación de los peajes y cánones y la realización del balance de red.

h) Mantener un sistema operativo que asegure la atención permanente y la resolución de las incidencias que, con carácter de urgencia, puedan presentarse en las redes de distribución y en las instalaciones receptoras de los consumidores a tarifa.

i) Comunicar al Ministerio de Economía, a la Administración competente y a la Comisión Nacional de Energía la información sobre precios, consumos, facturaciones y condiciones de venta aplicables a los consumidores, distribución de consumidores y volumen correspondiente por categorías de consumo, que se establezcan o se hayan establecido.

j) Comunicar al Ministerio de Economía, a la Comisión Nacional de Energía y a las Administraciones correspondientes la información sobre calidad de servicio, así como cualquier otra información relacionada con la actividad que desarrollen dentro del sector de gas natural.

k) Atender en condiciones de igualdad las demandas de nuevos suministros y la ampliación de los existentes, con independencia de que se trate de suministros a tarifa o de consumidores cualificados, en las zonas en las que operen, sin perjuicio de lo que resulte de aplicación del régimen de acometidas establecido en el presente Real Decreto.

Cuando existan varios distribuidores cuyas instalaciones sean susceptibles de atender nuevos suministros y ninguno de ellos decidiera acometer la obra, la Administración competente determinará cuál de estos distribuidores deberá realizarla atendiendo al criterio de menor coste y mayor racionalidad económica.

l) Las empresas distribuidoras deberán llevar una base de datos de los consumidores conectados a sus instalaciones, en la que se incluirán los datos enumerados en el artículo 43 del presente Real Decreto. Las citadas empresas deberán remitir, a la Dirección General de Política Energética y Minas, a los órganos correspondientes de las Comunidades Autónomas afectadas y a la Comisión Nacional de Energía anualmente, un resumen de dicha base de datos, con los correspondientes datos presentados según tarifas, peajes, etc.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer los requisitos mínimos de los modelos de información y datos a incluir en los mismos.

m) Informar y asesorar a los consumidores en el momento de la contratación sobre la tarifa y caudal diario máximo a contratar más conveniente a sus necesidades.

n) Las empresas distribuidoras deberán poner a disposición de los comercializadores que suministren gas a los usuarios conectados a sus instalaciones la fecha en que los usuarios que, de acuerdo con la legislación vigente, deben realizar inspección de las instalaciones.

ñ) Realizar las pruebas previas al inicio del suministro de los consumidores conectados a sus redes en el caso de nuevas instalaciones y en el de modificaciones o ampliaciones de las mismas que se definan reglamentariamente.

o) Realizar visitas de inspección a las instalaciones receptoras de sus usuarios con la periodicidad definida reglamentariamente.

p) Llevar en la contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de distribución y de la de suministro a clientes a régimen de tarifas y remitir al Ministerio de Economía y a la Comisión Nacional de Energía una memoria anual que incluya las nuevas autorizaciones de instalaciones, así como las modificaciones relevantes de su actividad.

q) Estar inscritos en el Registro de distribuidores del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

r) Facilitar a los sujetos interesados la información relativa a la ubicación de sus instalaciones existentes.

s) Realizar la inspección periódica de la parte común de las instalaciones receptoras de aquellos consumidores que estén conectados a sus instalaciones.

t) Controlar que los consumidores que vuelvan del mercado libre al régimen de tarifas cumplan con los requisitos establecidos en la disposición adicional vigésima cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

u) Disponer y mantener actualizadas, con independencia de otras pólizas que pudieran existir, una póliza de seguro de responsabilidad civil por una cuantía suficiente que le permita cubrir los riesgos que, para las personas y bienes, pudieran derivarse de las actividades ejercidas.

Artículo 11. *Requisitos de las instalaciones de distribución.*

El diseño, construcción, puesta en servicio, operación, revisión y mantenimiento de las instalaciones de distribución se ajustará a la normativa técnica y de seguridad que les sea de aplicación.

Las redes de distribución deberán ser dimensionadas con capacidad suficiente para atender la demanda teniendo en cuenta las previsiones de su crecimiento en la zona.

Artículo 12. *Conexión del distribuidor con las redes de transporte o distribución.*

1. Las redes de distribución deberán alimentarse preferentemente desde una red de transporte, pudiendo, asimismo, alimentarse a partir de otra red de distribución de presión máxima de diseño superior a 4 bares, siempre que ésta disponga de suficiente capacidad de suministro, atendiendo a criterios de racionalidad técnica y económica.

2. Con el fin de garantizar el abastecimiento de gas a las redes de distribución, el distribuidor deberá formular consulta al transportista o al distribuidor sobre la disponibilidad de caudales de gas y presiones adecuadas en los puntos de entrega de gas.

A los referidos efectos, los distribuidores que deseen conectarse a una red de transporte o de distribución, de presión máxima de diseño superior a 4 bar, de gas, enviarán al transportista o al distribuidor una solicitud de conexión a dicha red de transporte, indicando los caudales de gas previstos. Los costes que correspondan a dicha conexión serán, en cualquier caso, soportados por el distribuidor solicitante.

El transportista o el distribuidor dispondrá de un plazo de cuarenta días hábiles para contestar a la solicitud, indicando el punto de conexión más adecuado, las condiciones técnicas de conexión, las presiones disponibles en el punto de entrega, costes necesarios para efectuar la conexión y plazos de ejecución.

3. A efectos de lo dispuesto en el artículo 73.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, tendrán la consideración de instalaciones de conexión, entre la red de transporte y distribución, todas aquellas instalaciones necesarias para el adecuado funcionamiento de la conexión situadas aguas abajo de la posición de derivación del gasoducto de transporte. Las instalaciones de conexión podrán ser ejecutadas por el distribuidor e incluirán, la estación de regulación y/o medida, los terrenos necesarios para la instalación de la conexión y todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, alimentación eléctrica, servicios auxiliares y demás elementos que permitan el suministro continuo de gas a las redes de distribución en condiciones de seguridad.

La posición de derivación, existente o nueva, o la modificación de la posición que permita la derivación a distribución, así como su instalación de odorización, en su caso, no formará parte de lo instalación de conexión, sino que formará parte de la instalación de transporte a la que se conecte la red de distribución.

Las posiciones de derivación de un gasoducto de transporte están formadas por las válvulas, conexiones, venteo, equipos y accesorios que permitan que la conexión de transporte-distribución sea venteada, alimentada y operada, con seguridad.

Los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión, serán soportados por el distribuidor solicitante, como también lo será el coste de la posición de derivación, en caso de no existir, o la modificación de la misma, sin perjuicio de que el titular de la posición sea el transportista, el cual, en este caso no tendrá derecho a retribución alguna por esa inversión. Asimismo, también serán soportados por el distribuidor los costes de inversión necesarios para ampliar las estaciones de regulación y medida saturadas propiedad de un transportista.

4. Lo dispuesto en el presente artículo también será de aplicación a las instalaciones de conexión entre instalaciones de transporte primario y transporte secundario.

5. En caso de discrepancias respecto a la citada conexión, podrán elevarse las actuaciones producidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para que resuelva en un plazo de dos meses, cuando la competencia corresponda a la Administración General del Estado, o, en su caso, al órgano competente de la correspondiente Comunidad Autónoma para que resuelvan en un plazo de tres meses.

Artículo 12 bis. *Conexión de plantas de producción de gases renovables con las redes de transporte o distribución.*

1. Los productores de gases renovables que deseen conectarse a una red de transporte o de distribución, enviarán al transportista o al distribuidor una solicitud de conexión a dicha red, indicando los caudales y presiones de inyección de gas previstos, así como la calidad prevista del gas a inyectar. Los costes que correspondan a dicha conexión serán, en cualquier caso, soportados por el productor solicitante.

Mientras no exista un procedimiento específico de gestión de conexiones de las plantas de generación de gases renovables, el transportista o el distribuidor dispondrá de un plazo de cuarenta días hábiles para contestar a la solicitud, indicando el punto de conexión más adecuado, las condiciones técnicas de conexión, el caudal máximo admisible, los costes para efectuar la conexión y los plazos de ejecución previstos.

2. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará un procedimiento de gestión de conexiones de las plantas de generación de gases renovables con la red de transporte o distribución, que podrá modificar o establecer nuevos plazos tanto a transportistas y distribuidores como a productores de gases renovables.

3. La posición, existente o nueva, o la modificación de la posición que permita la inyección, formará parte de la instalación de transporte o distribución en la que se inyecte el gas renovable.

Los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión, serán soportados por el productor solicitante, como también lo será el coste de la posición, en caso de no existir, o la modificación de la misma, sin perjuicio de que el titular de la posición sea el transportista o distribuidor, que no tendrá derecho a retribución alguna por esa inversión.

4. En caso de discrepancias respecto a la conexión, podrán elevarse las actuaciones producidas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para que resuelva en un plazo de dos meses, cuando la competencia corresponda a la Administración General del Estado, o, en su caso, al órgano competente de la correspondiente Comunidad Autónoma para que resuelvan en un plazo de tres meses.

CAPITULO III

Actividad de comercialización

Artículo 13. *Definición.*

La actividad de comercialización de gas natural será desarrollada por las empresas comercializadoras que cumplan los requisitos establecidos en el presente reglamento y que, accediendo a las instalaciones de transporte y/o distribución, tienen como función la venta de gas natural a los consumidores y a otros comercializadores.

En virtud del artículo 60.2 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, la comercialización se ejercerá libremente en los términos previstos en la citada Ley, y su régimen económico vendrá determinado por las condiciones que se pacten entre las partes, incluyendo cualquier servicio relacionado con el suministro que suponga un derecho de facturación y cobro para el comercializador.

Artículo 14. *Requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización.*

1. Los sujetos que quieran realizar la actividad de comercialización de gas natural deberán revestir la forma de sociedades mercantiles o forma jurídica equivalente en su país de origen en el caso de no tratarse de empresas nacionales en cuyo objeto social no existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

Además, deberán poder acreditar suficientemente su capacidad técnica para el ejercicio de la actividad y estar en disposición de acreditar que tienen capacidad para garantizar el suministro.

En el caso de que la empresa que quiera actuar como comercializadora o la sociedad dominante del grupo al que aquella pertenezca, tenga la nacionalidad de un país no miembro de la Unión Europea en la que no estén reconocidos derechos análogos y que se considere que pueda resultar una alteración del principio de reciprocidad para las empresas que operan en el mercado nacional, será necesario obtener una autorización administrativa previa para el ejercicio de la actividad otorgada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que podrá ser condicionada.

A estos efectos, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitirá la solicitud a la Comisión Nacional de Energía la cual deberá elaborar, en el plazo máximo de dos meses, un informe en el que se analicen, teniendo en cuenta la normativa del mercado interior de gas de la UE, entre otros, los siguientes aspectos: los posibles efectos directos o indirectos sobre la actividad de comercialización, la separación de actividades la seguridad de suministro energético, tomando en consideración los derechos y obligaciones entre ambos países de acuerdo con los convenios internacionales existentes. Asimismo se analizarán la reciprocidad existente en los mercados energéticos.

La Comisión Nacional de Energía remitirá el informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio junto con una propuesta en relación a la solicitud en la que se podrán incluir condicionados para el ejercicio de la actividad.

2. Para acreditar la capacidad técnica el solicitante deberá disponer de los medios técnicos y humanos suficientes para poder operar en el sistema gasista español de acuerdo

con la normativa aplicable en el mismo y en particular con lo dispuesto en la Orden ITC/3126/2005 por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema y sus protocolos de desarrollo.

Además las empresas comercializadoras deberán poner a disposición de sus usuarios un teléfono de atención al cliente y un servicio de correo electrónico al que se puedan dirigir los mismos.

3. Las empresas comercializadoras deberán constituir garantías ante la caja general de depósitos por una cuantía equivalente a sus obligaciones de pago previstas durante el periodo de facturación.

El Ministro de Industria, Turismo y Comercio establecerá la forma de efectuar el cálculo del importe económico a constituir como garantías, los sujetos que deben prestar dichas garantías, los sujetos a favor de los que se constituyen las mismas y las causas que pueden motivar su ejecución.

Dicho detalle deberá incluirse en los modelos de contratos de acceso a las instalaciones de gas.

4. Las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización de gas natural deberán poder acreditar, en todo momento, que tienen capacidad para atender las demandas de gas de sus clientes, sin que se puedan producir restricciones del suministro más allá de situaciones extraordinarias.

Para ello, deberán disponer de contratos o garantías de suministro de un proveedor de gas que puedan ser utilizados para dar cobertura a las actividades de comercialización previstas, asegurando la necesaria diversificación de sus suministros.

5. En todo caso, se considerará que un comercializador cumple con los requisitos siempre que se encuentre habilitado para comercializar gas en un país con el que exista un acuerdo de mutuo reconocimiento de licencias de comercialización con otro país miembro de la Unión Europea, sin perjuicio de la constitución de las garantías económicas que sean necesarias.

6. Los comercializadores que deseen operar en los mercados mayoristas de gas y capacidad, sin realizar la actividad de suministro a consumidores finales, únicamente deberán presentar las garantías económicas que sean necesarias para realizar su actividad, y deberán comunicar esta circunstancia por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, que a su vez dará traslado de la misma a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 15. *Inicio y cese de la actividad de comercialización.*

Una vez cumplidos los requisitos necesarios para realizar la actividad de comercialización que se establecen en el artículo 14, aquellas sociedades que quieran actuar como comercializadoras de gas natural, deberán comunicarlo por escrito, con carácter previo al inicio de la actividad, a la Administración competente y en todo caso a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, indicando el ámbito territorial en el que se va a desarrollar la actividad, fecha de inicio de la misma, nombre de la sociedad, dirección postal, teléfono, fax, código de identificación fiscal así como una declaración responsable de que la sociedad cumple todos los requisitos establecidos para ejercer la actividad.

La Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado de la citada comunicación a la Comisión Nacional de Energía, y a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos petrolíferos. La Comisión Nacional de Energía mantendrá en su página web un listado actualizado de las empresas que ejerzan la actividad de comercialización de gas natural.

La Dirección General de Política Energética y Minas, o la Comisión Nacional de Energía podrán solicitar en cualquier momento la acreditación del cumplimiento de todos o de cualquiera de los requisitos necesarios para ejercer la actividad de comercialización.

Anualmente, dentro del primer trimestre de cada año, las empresas que ejerzan la actividad de comercialización deberán presentar ante la Administración competente la una memoria resumen de las actividades desarrolladas en el año precedente, La Administración podrá solicitar información adicional o ampliación de la aportada.

Las empresas que ejerzan la actividad de comercialización de gas natural deberán comunicar a la Administración competente y en todo caso a la Dirección General de Política Energética y Minas el cese de la actividad o la modificación de alguno de los datos aportados en la comunicación de inicio de la actividad o en la declaración responsable, en el plazo de un mes a partir del momento en que se produzca.

La Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado de la citada comunicación a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 16. *Autorización administrativa.*

(Sin contenido)

Artículo 17. *Vigencia de la autorización y prórrogas.*

(Sin contenido)

Artículo 18. *Inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización.*

1. Procederá la inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización de gas natural en los siguientes casos:

a. La apertura de la fase de liquidación en el procedimiento de concurso de acreedores o extinción de la personalidad jurídica del comercializador.

b. Incumplimiento probado de las condiciones exigidas para realizar la actividad de comercializador.

c. La comisión de una infracción de las tipificadas como muy graves en el artículo 109 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, cuando lleve aparejada la inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización.

d. El incumplimiento por el comercializador de las obligaciones económicas establecidas para los mismos, en particular el impago en los plazos que correspondan de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, las penalizaciones por desbalances o cualquier otra obligación de pago frente al sistema gasista.

2. De producirse las circunstancias previstas en el apartado 1, el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital resolverá sobre la imposibilidad de continuar en el ejercicio de la actividad de comercialización, previa audiencia de la comercializadora afectada.

3. El procedimiento de inhabilitación para ejercer como comercializadora de gas natural se iniciará mediante acuerdo que incorporará la propuesta de resolución, y será sometido a trámite de audiencia por un plazo de 10 días.

El acuerdo de inicio suspenderá el derecho al acceso a las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras sin perjuicio de la información necesaria para llevar a cabo el traspaso de los clientes a una comercializadora de último recurso de acuerdo con el procedimiento regulado en los siguientes apartados del presente artículo.

Transcurrido el plazo de 10 días, el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital resolverá si procede o no la inhabilitación.

Este procedimiento podrá tramitarse de forma acumulada con el procedimiento de traspaso de clientes a una empresa comercializadora de último recurso al que se refiere el artículo 18 bis de este Real decreto de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Este traspaso podrá también acordarse de forma separada, una vez dictada la resolución de inhabilitación. En este caso, deberá conferirse previamente audiencia al interesado por un plazo de 10 días, transcurridos los cuales podrá dictarse resolución que así lo disponga, con el contenido antes expresado.

4. El plazo máximo para resolver y notificar la resolución será de cuatro meses contados desde la fecha en que la Dirección General de Política Energética y Minas acuerde la iniciación del procedimiento. El vencimiento del plazo máximo establecido sin que se haya dictado y notificado resolución expresa producirá la caducidad del procedimiento y el archivo de las actuaciones.

La orden de inhabilitación de la empresa comercializadora se publicará en el “Boletín Oficial del Estado” y se notificará individualmente al interesado afectado. En el caso de que

el domicilio a efectos de notificación radicara en un país extranjero, la notificación se efectuará mediante su publicación en el tablón de anuncios del Consulado o Sección Consular de la Embajada española correspondiente.

5. La orden por la que se resuelva el procedimiento determinará, en su caso el plazo de inhabilitación que será como máximo de cinco años.

Contra esta orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso de contencioso-administrativo en el plazo de dos meses desde su notificación.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el titular del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su notificación significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 123.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

6. Durante un plazo de seis meses, a contar desde que gane eficacia la resolución de inhabilitación de una empresa, no surtirán efectos las comunicaciones y declaraciones responsables que fuesen presentadas por la referida empresa para el ejercicio de la actividad de comercialización o las que fueran presentadas por empresas del mismo grupo empresarial o por otras empresas vinculadas a la comercializadora inhabilitada y que hubieran sido creadas en los seis meses anteriores o posteriores a la inhabilitación.

A estos efectos, se entenderán vinculadas las empresas que cumplan, entre otras, la condición de formar parte de un grupo de sociedades en los términos definidos en el artículo 42 del Código de Comercio, o aquellas cuyo representante sea común a ambas sociedades.

7. Lo establecido en el presente artículo se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo dispuesto en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 18 bis. *Traspaso de clientes a una empresa comercializadora de último recurso en los casos de inhabilitación.*

1. La inhabilitación de una empresa comercializadora con contratos de suministro de gas natural a consumidores finales supondrá el traspaso de los clientes de la empresa inhabilitada a la comercializadora de último recurso de acuerdo con el procedimiento definido en este artículo.

2. Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, se determinará el traspaso de los clientes de la empresa a la comercializadora de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de distribución a la que estén conectados, o en el caso de que no exista, al comercializador de último recurso con mayor cuota de mercado en la comunidad autónoma o comunidades autónomas donde se ubiquen sus clientes, en las mismas condiciones técnicas y a la tarifa de último recurso que corresponda de acuerdo con el volumen anual de consumo del cliente.

No obstante, el comercializador de último recurso quedará exceptuado de la obligación establecida en el párrafo anterior cuando el contrato de suministro hubiera sido rescindido por impago, o cuando el consumidor se halle incurso en un procedimiento de suspensión de suministro por falta de pago.

3. La orden determinará el plazo máximo para llevar a cabo el traspaso de los clientes, así como las comunicaciones que deban efectuarse entre los diferentes sujetos del sistema y el consumidor para una correcta realización del traspaso, que deberá respetar el derecho del consumidor a contratar el suministro con una empresa comercializadora de su elección.

El contrato de suministro entre el consumidor y el comercializador inhabilitado se entenderá rescindido en el plazo previsto en la orden para el traspaso de los consumidores, a partir del día siguiente de la publicación de la orden, o anteriormente en aquellos casos en el que el consumidor hubiese suscrito un contrato de suministro con un comercializador de su elección antes de la finalización de dicho plazo.

Los consumidores que hayan sido traspasados podrán contratar su suministro con cualquier empresa comercializadora en cualquier momento, sin que puedan imponerse penalizaciones por permanencia por parte del comercializador de último recurso.

En el caso de que la empresa comercializadora viniese suministrando GNL a consumidores, el comercializador de último recurso podrá subrogarse en los contratos de carga de cisternas necesarios para dar continuidad al suministro.

4. El plazo para resolver y notificar la resolución será de cuatro meses contados desde la fecha en que la Dirección General de Política Energética y Minas acuerde la iniciación del procedimiento. El vencimiento del plazo máximo establecido sin que se haya dictado y notificado resolución expresa producirá la caducidad del procedimiento y el archivo de las actuaciones.

Este procedimiento podrá tramitarse de forma acumulada con el procedimiento de inhabilitación.

5. La orden del procedimiento de traspaso de clientes se publicará en el “Boletín Oficial del Estado” y se notificará individualmente al comercializador afectado.

Contra esta orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso contencioso administrativo en el plazo de dos meses desde su notificación.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el titular del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su notificación significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 123.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

6. El procedimiento descrito en los apartados anteriores será de aplicación en los supuestos previstos en el artículo 82.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

7. Lo establecido en el presente artículo se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo dispuesto en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Artículo 19. *Derechos y obligaciones de los comercializadores.*

1. Las empresas comercializadoras tendrán los derechos y obligaciones que se recogen en este artículo, además de los derechos y obligaciones relacionados con el acceso de terceros, recogidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

2. Serán derechos de las empresas comercializadoras los siguientes:

a) Realizar adquisiciones de gas natural en los términos establecidos en el capítulo II del título IV de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos.

b) Vender gas natural a los consumidores y a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

c) Acceder a las instalaciones propiedad de terceros de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución en los términos previstos en la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, y sus disposiciones de desarrollo.

d) Exigir que las instalaciones y aparatos receptores de sus consumidores reúnan las condiciones técnicas y de construcción legalmente establecidas, así como el buen uso de las mismas y el cumplimiento de las condiciones establecidas para que el suministro se produzca sin deterioro o degradación de su calidad para otros usuarios.

e) Facturar y cobrar el suministro realizado.

f) Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medición de suministros.

g) Acceder a la medición de los suministros a sus clientes.

3. Las empresas comercializadoras tendrán las siguientes obligaciones:

a) Mantener el cumplimiento de las condiciones para actuar como comercializadoras, así como estar en disposición de acreditar ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y ante la Comisión Nacional de Energía, el cumplimiento de las mismas.

b) Garantizar la seguridad del suministro de gas natural a sus clientes suscribiendo los contratos de aprovisionamiento y de acceso a las instalaciones del sistema gasista que sean precisos.

c) Remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a las comunidades autónomas, en el ámbito de sus competencias, y a la Comisión Nacional de Energía, la información periódica que se determine en relación con la actividad que desarrollen dentro del sector gasista. Dicha remisión de información incluirá, entre otras, las cantidades vendidas y los precios de venta aplicados en la forma y plazo que se establezcan.

d) Facilitar a sus clientes la información y asesoramiento que pudiesen solicitar en relación con el suministro de gas, así como tener a disposición de los mismos un teléfono de atención al cliente y una dirección de correo electrónico

e) Cumplir con las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, y contribuir, en su caso, a la diversificación de suministros conforme a la normativa vigente.

f) Facilitar al Gestor Técnico del Sistema la información necesaria para facilitar la supervisión y el control del sistema.

CAPITULO IV

Consumidores

Artículo 20. *Definición.*

1. Tendrán la consideración de consumidores de gas natural aquellos sujetos que adquieran gas natural para su propio consumo.

2. Los consumidores podrán adquirir gas:

a) A los comercializadores en condiciones libremente pactadas.

b) Directamente, sin recurrir a un comercializador autorizado, accediendo a instalaciones de terceros, en cuyo caso tendrán la consideración de consumidores directos en mercado.

Artículo 21. *Punto de suministro.*

1. A los efectos de la consideración de punto de suministro las instalaciones a las que se suministre deberán reunir los siguientes requisitos:

a) Que su titular sea una única persona física o jurídica.

b) Que los centros o unidades que constituyan la instalación estén unidos por líneas propias.

c) Que el gas natural se destine a su propio uso.

d) Que el suministro a las instalaciones se realice a la misma presión.

e) Que las acometidas que les alimentan pertenezcan a una misma distribuidora.

2. Cada punto de suministro tendrá un número de identificación, asignado por la empresa distribuidora a la que estén conectadas las instalaciones, que sólo será facilitado al consumidor.

Artículo 22. *Derechos y obligaciones de los consumidores.*

1. Los consumidores tendrán los siguientes derechos:

a) Realizar adquisiciones de gas en los términos establecidos en el capítulo II del Título IV de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

b) Elección de suministrador para la compra del gas natural.

c) El consumidor podrá elegir, entre las tarifas oficialmente aprobadas, la que estime más conveniente, teniendo en cuenta la presión máxima de diseño de las redes a la que esté conectado y el consumo anual.

d) Solicitar la verificación del buen funcionamiento de los equipos de medida de los suministros.

e) Disponer de un servicio de asistencia telefónica facilitado por su suministrador, en funcionamiento las veinticuatro horas del día, al que puedan dirigirse ante posibles incidencias en sus instalaciones.

f) Acceder a las instalaciones propiedad de terceros, de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución, en los términos previstos en la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, y normativa que la desarrolle.

2. Los consumidores tendrán las siguientes obligaciones:

a) Mantener y conservar sus instalaciones.

b) Garantizar que sus instalaciones cumplen los requisitos técnicos y de seguridad establecidos en la normativa vigente.

c) Permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora, transportista en el caso previsto en el artículo 6.2.f), y suministradora la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para inspeccionar las instalaciones o efectuar la lectura de contador.

d) Efectuar el pago de los suministros de acuerdo a las condiciones contratadas.

3. Los consumidores directos en mercado que adquieran gas sin recurrir a un comercializador tendrán además las siguientes obligaciones:

a) Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio su condición de consumidor directo en mercado.

b) Cumplir con las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y contribuir, en su caso, a la diversificación de suministros conforme a la normativa vigente.

c) Realizar su suministro de gas coordinadamente con los transportistas y distribuidores y de acuerdo con la Normas de Gestión Técnica del Sistema.

d) Facilitar al Gestor Técnico del Sistema la información necesaria para facilitar la supervisión y control del sistema.

TITULO III

Suministro

Artículo 23. *Objeto y ámbito de aplicación.*

El presente Título tiene por objeto regular las acometidas gasistas así como su régimen económico y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro de combustibles gaseosos por canalizaciones a los consumidores, sin perjuicio de lo establecido por las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias, en lo relativo a los derechos de alta, conforme con el artículo 91.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos.

Lo establecido en este Título será de aplicación a las conexiones de las instalaciones receptoras de los usuarios con la red de distribución de la empresa distribuidora, así como a aquellos consumidores que se conecten a los gasoductos de transporte, en cuyo caso los derechos y obligaciones establecidos en el presente Capítulo para las empresas distribuidoras se entenderán para las empresas transportistas.

CAPITULO I

Acometidas gasistas y demás actuaciones necesarias para atender el suministro

Artículo 24. *Definición de acometida.*

1. Acometida es la canalización e instalaciones complementarias necesarias para un nuevo suministro o ampliación de uno existente comprendidas entre la red de distribución o de transporte existente y la llave de acometida, incluida ésta, que corta el paso del gas natural a las instalaciones receptoras de los usuarios.

2. Con carácter general tendrán la consideración de acometidas todas aquellas instalaciones destinadas a suministrar gas por canalización a uno o más usuarios, no incluidas en las autorizaciones de instalaciones de distribución o en los planes anuales de ampliación de redes de distribución, de acuerdo con lo establecido en el artículo 89.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. En el caso de conexión a la red de transporte se considerarán, con carácter general, acometidas aquellas instalaciones no incluidas en el régimen económico definido, para la actividad de transporte, en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las

instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado en el sector del gas natural.

Artículo 25. *Procedimientos de solicitud de acometidas.*

1. Se entiende por solicitante de una acometida, la persona física o jurídica que solicita a la empresa distribuidora o transportista un nuevo punto de suministro de gas, o la ampliación de uno existente, con independencia de que vaya a ser o no consumidor.

2. Cuando como consecuencia de una nueva solicitud de suministro de gas canalizado sea necesario construir previamente una acometida para atender al suministro solicitado, la empresa distribuidora lo comunicará al solicitante en el plazo de seis días, cuando se trate de acometidas reguladas en el artículo 30.1 de este Real Decreto, y de quince días si se necesitase proyecto específico para la acometida. La empresa, en la contestación, indicará el coste que debe abonar el solicitante en concepto de acometida y los plazos necesarios para su construcción e iniciación del suministro de gas; asimismo definirá el plazo de validez del presupuesto, que en todo caso tendrá una vigencia mínima de seis meses.

Si el solicitante acepta la propuesta de la empresa distribuidora o transportista, ésta vendrá obligada a realizar la acometida y dejarla en disposición de iniciar los suministros en las condiciones y plazos inicialmente ofertados.

En el caso de que no existiese acuerdo entre las condiciones ofertadas por la empresa y las alegaciones del peticionario, el solicitante podrá elevar, al órgano competente de la Comunidad Autónoma, escrito motivado sobre el asunto. Dicho órgano resolverá sobre las cuestiones planteadas, en el plazo máximo de veinte días.

Artículo 26. *Derechos y obligaciones de los sujetos relacionados con las acometidas.*

1. Las empresas distribuidoras o transportistas de gas natural tendrán en relación con las acometidas los siguientes derechos:

a) Percibir de los solicitantes de una nueva acometida o ampliación, y de los contratantes de un nuevo suministro o ampliación de uno existente, los derechos de acometida determinados de acuerdo con lo dispuesto en este Título como contraprestación económica por la construcción de las instalaciones necesarias para atender al mismo.

b) Exigir a los usuarios que sus instalaciones receptoras y aparatos de consumo reúnan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentariamente establecidas.

c) Utilizar las instalaciones realizadas para una acometida para atender nuevos suministros en las condiciones recogidas en el artículo 28.

d) En el caso de acometidas realizadas por terceros, recibir de los solicitantes la documentación técnica y de seguridad acreditativa del cumplimiento de las condiciones exigibles, antes de la conexión y puesta en gas de la nueva acometida.

2. Las empresas distribuidoras o transportistas de gas natural tendrán en relación con las acometidas las siguientes obligaciones:

a) Realizar las acometidas y la conexión de nuevos consumidores o ampliación de los existentes que se les planteen en las áreas geográficas que comprendan las autorizaciones de instalaciones de distribución o zonas de influencia de los gasoductos de transporte.

b) Mantener las instalaciones que comprendan las acometidas.

c) Informar y asesorar al peticionario del punto de conexión con las redes de distribución o gasoducto de transporte de mínimo coste así como de las características y requisitos necesarios para la misma.

d) Cumplir los plazos establecidos para la tramitación y ejecución de las instalaciones necesarias.

3. Los peticionarios de una nueva acometida o ampliación de una existente tendrán los siguientes derechos:

a) Podrán construir a su coste las instalaciones necesarias y cederlas a la empresa distribuidora o transportista, o solicitar la realización de las mismas a la empresa gasista en las condiciones recogidas en este Título.

b) Recabar y recibir de la empresa distribuidora o transportista toda la información necesaria para la realización de la acometida a mínimo coste.

c) Recibir de la empresa distribuidora o transportista la compensación económica correspondiente cuando una acometida se utilice para nuevos suministros cuando haya soportado el coste económico íntegro de la misma y haya suscrito un convenio.

4. Serán obligaciones de los consumidores en relación con las acometidas las siguientes:

a) Abonar a la empresa distribuidora o transportista los derechos de acometida correspondientes antes de la realización de las instalaciones necesarias para el suministro solicitado.

b) Facilitar a la empresa distribuidora o transportista la documentación que acredite el cumplimiento de las condiciones técnicas y de seguridad de las acometidas, en su caso, y de las instalaciones receptoras.

c) Permitir las verificaciones y pruebas reglamentariamente establecidas para la puesta en gas de las instalaciones.

d) En el caso de acometidas construidas por terceros, abonar a la empresa distribuidora o transportista los costes de conexión de la misma, que le correspondan según se establece en el artículo 30.

Artículo 27. *Criterios generales aplicables a las acometidas.*

1. Los derechos a pagar por las acometidas serán únicos para todo el territorio del Estado en función del caudal máximo solicitado y de la ubicación del suministro, y se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo II de este Título.

2. Las acometidas se conectarán preferentemente a las redes de distribución en el punto más cercano a la ubicación de la instalación receptora o de mínimo coste económico para la acometida, siempre que exista suficiente capacidad de suministro justificándose en caso contrario. En cualquier caso, para suministros a presiones inferiores a 4 bar, se considerará que existe capacidad suficiente en la red de distribución cuando el consumo previsto sea inferior a 100.000 kWh/año.

Los derechos de acometida satisfechos quedarán adscritos a cada una de las instalaciones, viviendas, locales, parcelas etc., para las que se abonaron, cualquiera que sea el tiempo transcurrido.

3. A todas las acometidas les será de aplicación el régimen de autorizaciones y declaración de utilidad pública previsto en el Título IV del presente Real Decreto.

Artículo 28. *Utilización de acometidas para nuevos suministros.*

Cuando las instalaciones necesarias para atender un nuevo suministro tengan especial relevancia y coste, el peticionario podrá exigir a la empresa distribuidora o transportista la firma de un convenio en el que se contemplen las compensaciones económicas que deberá percibir por la utilización de dichas instalaciones para nuevo suministro. Dicho convenio se basará en un reparto equitativo de los costes de la primitiva acometida entre los posibles nuevos solicitantes y tendrá un plazo de validez no inferior a cinco años.

En el caso de que no existiese acuerdo entre el peticionario y la empresa distribuidora o transportista, el solicitante podrá elevar al órgano de la Administración competente escrito motivado sobre el asunto. Dicho órgano resolverá sobre las cuestiones planteadas en el plazo máximo de veinte días.

Artículo 29. *Derechos de alta.*

1. Los derechos de alta son las percepciones económicas que pueden percibir las empresas distribuidoras de gas natural al contratar la prestación del servicio de suministro de combustibles gaseosos por canalización con un nuevo usuario. La empresa distribuidora inspeccionará la instalación receptora, una vez recibido el boletín del instalador autorizado y procederá, en su caso, a instalar y precintar el equipo de medida del usuario.

Los derechos de alta son de aplicación a nuevos suministros y a la ampliación de los existentes. Estarán incluidos en estos derechos los servicios de enganche y verificación de las instalaciones.

Los derechos de alta que perciba el distribuidor para un mismo tipo de consumidor tendrán el mismo valor, con independencia de que el nuevo suministro se contrate en el mercado regulado o en el mercado liberalizado.

2. Las empresas suministradoras podrán obtener percepciones económicas para atender los siguientes servicios:

El enganche: la operación de acoplar la instalación receptora de gas a la red de la empresa distribuidora, quien deberá realizar esta operación bajo su responsabilidad.

La verificación de las instalaciones: la revisión y comprobación de que las mismas se ajustan a las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

En aquellos casos en los que sea necesaria la presentación de un boletín de instalador autorizado de gas, bien por ser instalación nueva o por reforma, no procederá el cobro por derechos de verificación.

Si para la ejecución de la instalación ha sido necesaria la presentación de un proyecto y el certificado final de obra, no se exigirá el pago por derechos de verificación.

En caso de que una empresa suministradora decidiese no cobrar derechos por estos conceptos, quedará obligada a aplicar dicha exención a todos los consumidores de su zona de suministro.

3. De acuerdo con lo dispuesto en el punto 3 del artículo 91 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, las Comunidades Autónomas establecerán el régimen económico de los derechos de alta.

Artículo 30. *Derechos de acometida.*

1. Tendrá la consideración de derechos de acometida la contraprestación económica por la realización del conjunto de instalaciones y/o operaciones necesarias para atender un nuevo punto de suministro de gas o para la ampliación de la capacidad de uno ya existente.

2. En el caso de rescisión de contrato de suministro, los derechos de acometida se mantendrán para los puntos de suministro o consumo para la que fueron abonados durante un periodo de cinco años.

3. La conexión de una acometida construida por un tercero a la red de distribución o de transporte será realizada por la empresa distribuidora o transportista, corriendo por cuenta del solicitante los costes de la mencionada operación.

4. Las cuantías y condiciones de los citados derechos de acometida serán los establecidos en el anexo I del presente Real Decreto.

Artículo 30 bis. *Instalaciones receptoras comunes.*

1. Las instalaciones receptoras comunes son la parte de la instalación receptora que es común a varios consumidores de gas natural e incluye las conducciones y accesorios comprendidos entre la llave del edificio o la llave de acometida si aquella no existe, excluida esta y las llaves de cada abonado.

2. Las empresas distribuidoras, con el fin de extender el suministro de gas natural, podrán promover la construcción de instalaciones receptoras comunes. Durante el periodo de amortización de estas, mantendrán su titularidad, en condiciones libremente pactadas entre las partes.

3. Los contratos entre las empresas distribuidoras y los usuarios finales en relación a las instalaciones receptoras comunes, deberán incluir al menos los siguientes datos:

a) Importe que deberá abonar el usuario por el uso de la instalación, incluyendo su mantenimiento, así como su actualización a lo largo del tiempo.

b) Periodos de facturación del citado importe.

c) Plazo de reversión de las instalaciones a los consumidores. El citado plazo no podrá exceder en ningún caso el periodo de 20 años, contado desde la puesta en servicio de la instalación.

d) Condiciones para la incorporación de nuevos clientes.

e) En el contrato deberá figurar de forma explícita una cláusula que indique que las instalaciones se encuentran incluidas en el acceso de tercero y que la formalización del citado contrato no supone para el consumidor ningún compromiso respecto a la empresa que debe suministrarle el gas natural.

f) Condiciones de mantenimiento de las instalaciones antes y después de su reversión a los usuarios.

4. La facturación por el uso de la instalación receptora común podrá realizarse junto con la facturación de los demás servicios que preste la empresa suministradora de gas, concepto que figurará de forma explícita en la factura. Además, se especificará que corresponden a los precios acordados en un contrato privado.

5. Las instalaciones receptoras comunes, con independencia de su titularidad, no tendrán la consideración de instalaciones de distribución.

6. Las empresas distribuidoras que promuevan la construcción de instalaciones receptoras comunes deberán llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de esta actividad.

CAPITULO II

Condiciones generales del suministro

Artículo 31. *Definición.*

A los efectos del presente Real Decreto se define el suministro de gas natural o gases manufacturados para su consumo final como su entrega, mediante contraprestación económica, en las condiciones de regularidad y calidad que resulten exigibles. Dicha entrega podrá efectuarse a través de las redes de transporte y distribución o en forma de gas natural licuado.

El suministro sólo podrá ser realizado por empresas distribuidoras o por empresas comercializadoras debidamente autorizadas.

Artículo 32. *Obligación de suministro a los consumidores a tarifa.*

1. Los distribuidores de combustibles gaseosos por canalización tendrán la obligación de efectuar el suministro a tarifa y ampliarlo a todo abonado que lo solicite, siempre que el lugar donde deba efectuarse la entrega del gas se encuentre comprendido dentro del ámbito geográfico de la autorización de conformidad con lo dispuesto en el Título IV de este Real Decreto.

2. No obstante lo anterior, las empresas distribuidoras no efectuarán el suministro a tarifa cuando las instalaciones del consumidor no cumplan las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

3. Las empresas distribuidoras podrán negar el suministro a aquellos consumidores que hayan sido declarados deudores por sentencia judicial firme de cualquier empresa distribuidora por alguno de los conceptos incluidos en el presente Real Decreto, siempre que no justificara el pago de dicha deuda.

Artículo 33. *Instalaciones receptoras.*

1. Las empresas instaladoras serán responsables de que la ejecución o reparación de las instalaciones receptoras se realicen de acuerdo con el proyecto de las mismas, si lo hubiera, y en cualquier caso, de que la instalación cumpla con toda la reglamentación vigente, así como de realizar satisfactoriamente las pruebas y verificaciones que la normativa técnica indica.

El mantenimiento y conservación de las instalaciones será responsabilidad de los usuarios.

2. Los distribuidores y los comercializadores deberán informar periódicamente, de acuerdo con normativa vigente en la materia, a los usuarios sometidos a régimen de tarifa y a los consumidores cualificados respectivamente, las recomendaciones y medidas de seguridad que han de tener presentes en el uso del gas y los aparatos de utilización.

3. Las empresas distribuidoras y comercializadoras deberán efectuar inspecciones periódicas de las instalaciones receptoras de sus respectivos clientes, de acuerdo con lo dispuesto en la reglamentación vigente de calidad y seguridad industrial.

Artículo 34. *Puesta en servicio de las instalaciones de gas.*

La conexión de la instalación receptora con la red de distribución o de transporte, la colocación del precinto en los equipos de medida y la puesta en servicio de una instalación receptora, sólo podrá ser realizado por el distribuidor correspondiente, a través de personal propio o autorizado.

Dicho personal procederá a:

a) Comprobar que la documentación se halla completa.
b) Precintar los equipos de medida.
c) Verificar la estanqueidad de la instalación.
d) Dejar la instalación en disposición de servicio, si obtiene resultados favorables en las comprobaciones.

Los costes de estas operaciones serán a cargo del cliente que contrate el suministro, los cuales estarán incluidos en los denominados derechos de alta, regulados en el artículo 29 del presente Real Decreto.

Artículo 35. *Servicio de control y atención de urgencias.*

Los distribuidores y los comercializadores deberán asegurar la existencia de un servicio de asistencia telefónica en funcionamiento las veinticuatro horas del día, todos los días del año, con el fin de atender posibles incidencias en las instalaciones de sus clientes o en su propia red de distribución, en su caso. Además, difundirán suficientemente, utilizando los canales que consideren adecuados, los números de teléfono de los citados servicios de asistencia, de forma que tanto sus clientes como los organismos públicos puedan acceder a ellos con facilidad. Los distribuidores estarán obligados a prestar este servicio a los comercializadores, si éstos lo solicitan, en condiciones objetivas, transparentes y no discriminatorias.

Los servicios de asistencia deberán ser capaces de activar un plan de emergencia autorizado por la Administración competente en caso de que fuera preciso, de forma que se tomen las medidas de seguridad necesarias en el período de tiempo más reducido posible.

Los distribuidores y los comercializadores dispondrán de los registros necesarios para informar al organismo administrativo competente en materia de energía sobre las medidas adoptadas y los medios empleados para garantizar la seguridad ante cualquier incidencia atendida por el servicio de asistencia.

El suministrador deberá disponer, y mantener actualizada, con independencia de otras pólizas que pudieran existir, una póliza propia de seguro de responsabilidad civil por una cuantía suficiente que le permita cubrir los riesgos que, para personas y bienes, pudieran derivarse de las actividades ejercidas.

CAPITULO III

Contratos de suministro

Artículo 36. *Sujetos que intervienen en la contratación.*

1. El suministro de gas natural o gases manufacturados por un tercero requerirá un contrato entre las partes.

El contrato de suministro en el mercado regulado será realizado entre los consumidores y los distribuidores.

El contrato de suministro en el mercado liberalizado será realizado entre los consumidores cualificados y las empresas comercializadoras.

Los consumidores cualificados podrán comprar directamente el gas sin recurrir a un comercializador autorizado, accediendo a las instalaciones de terceros.

2. El contrato de suministro es personal, y su titular deberá ser el efectivo usuario del combustible, que no podrá utilizarlo en lugar distinto para el que fue contratado, ni cederlo, ni venderlo a terceros.

Artículo 37. *Condiciones del contrato de suministro a tarifa.*

1. Podrán suscribir contratos de suministro a tarifa con las empresas distribuidoras todos aquellos consumidores que no hayan ejercido la condición de cualificados, o aquellos que habiendo ejercido dicha condición, se encuentren dentro del supuesto 3 de la disposición transitoria quinta de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos.

2. La contratación del suministro de gas canalizado a tarifa que establezcan los distribuidores con sus usuarios finales responderán al modelo de contrato que figura como anexo II al presente Real Decreto, sin que se pueda exigir ninguna cantidad por la formalización del mismo. Para aquellos usuarios cuyo consumo anual supere lo 5 millones de kWh, podrán añadirse al contrato tipo cláusulas particulares libremente acordadas en función de la especificidad del suministro, sin más limitación que la de no poder contener cláusulas contrarias a la Ley del Sector de Hidrocarburos ni a las normas vigentes en cada momento.

3. Si la conexión de las instalaciones del consumidor se efectúa en la red de transporte, el contrato de tarifa de suministro deberá suscribirse con un distribuidor que cuente con autorización en la zona. En los casos de suspensión de suministro y resolución de contratos, el distribuidor lo comunicará al transportista al que esté conectado el consumidor para que proceda a hacer efectivo el corte.

4. Sin perjuicio de que la normativa vigente pueda considerar otros plazos para suministros específicos, la duración de los contratos de suministro a tarifa será anual y se prorrogará tácitamente por plazos iguales. No obstante lo anterior, el consumidor podrá darse de baja en el suministro antes de dicho plazo, siempre que lo comunique fehacientemente a la empresa distribuidora con una anticipación mínima de seis días hábiles a la fecha en que desee la baja del suministro, todo ello sin perjuicio de las condiciones económicas que resulten en aplicación de la normativa tarifaria vigente.

5. El consumidor tiene derecho a que la empresa distribuidora le informe y asesore en el momento de la contratación, con los datos que le facilite, sobre la tarifa y caudal máximo diario contratado más conveniente, y demás condiciones del contrato pudiendo elegir la tarifa que estime conveniente, entre las oficialmente aprobadas, teniendo en cuenta la presión máxima de diseño del gasoducto al que esté conectado.

6. Las empresas distribuidoras estarán obligadas a atender las peticiones de modificación de tarifa y caudal diario máximo contratado.

Al consumidor que haya cambiado voluntariamente de tarifa o de caudal diario máximo contratado, podrá negársele pasar a otra mientras no hayan transcurrido, como mínimo, doce meses, excepto si se produce algún cambio en la estructura de tarifaria que le afecte.

Artículo 38. *Contratos en el mercado liberalizado.*

Los suministros por terceros en el mercado liberalizado requerirán un contrato por escrito entre una empresa comercializadora debidamente autorizada y el consumidor en el que se recogerán todas las condiciones del suministro, seguridad, continuidad del servicio, calidad, repercusiones económicas por incumplimiento de la calidad del suministro, medición y facturación del mismo, causas de rescisión, mecanismos de subrogación y mecanismos de arbitraje en su caso.

Para aquellos consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, y siempre que, a solicitud del consumidor, se rescindiera su contrato antes de iniciada la primera prórroga, la penalización máxima por rescisión de contrato no podrá exceder el 5% de la facturación prevista por el término variable de energía, que se calculará mediante la multiplicación del precio del contrato en el momento de su rescisión por la energía estimada pendiente de suministro. A este efecto, se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar el procedimiento a emplear para la estimación de la energía pendiente de consumo.

Con carácter general, los contratos de suministro de los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso tendrán una duración máxima de un año, pudiéndose

prorrogar tácitamente por períodos de la misma duración. Las prórrogas de estos contratos podrán ser rescindidas por el consumidor con un preaviso de quince días de antelación, sin que proceda cargo alguno en concepto de penalización por rescisión de contrato.

Dichos contratos no podrán contener cláusulas contrarias a lo dispuesto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y disposiciones de desarrollo, y las controversias que pudieran surgir en la aplicación de los mismos se resolverán en la vía jurisdiccional, sin perjuicio de la aplicación, en su caso, de los procedimientos de arbitraje previstos en el ordenamiento jurídico.

Artículo 39. *Traspaso y subrogación de los contratos de suministro a tarifa.*

1. Para un punto de suministro, el consumidor que esté al corriente de pago podrá traspasar su contrato a otro consumidor que vaya a hacer uso del mismo en idénticas condiciones. El titular lo pondrá en conocimiento de la empresa distribuidora mediante comunicación que permita tener constancia a efectos de expedición del nuevo contrato.

2. Para la subrogación en derechos y obligaciones de un contrato de suministro a tarifa bastará la comunicación que permita tener constancia a la empresa distribuidora a efectos del cambio de titularidad del contrato.

3. En los casos en que el usuario efectivo del combustible, con justo título, sea persona distinta al titular que figura en el contrato, podrá exigir, siempre que se encuentre al corriente de pago, el cambio a su nombre del contrato existente, sin más trámites.

4. La empresa distribuidora no percibirá cantidad alguna por la expedición de los nuevos contratos que se deriven de los cambios de titularidad señalados en los puntos anteriores, siempre que no se requieran actuaciones en las instalaciones del cliente.

5. No obstante lo anterior, para las modificaciones de contratos de usuarios conectados a gasoductos de presión inferior a 4 bar, cuya antigüedad sea superior a veinte años, las empresas distribuidoras deberán proceder a la verificación de las instalaciones, autorizándose a cobrar, en este caso, los derechos de verificación vigentes. Si efectuada dicha verificación se comprobase que las instalaciones no cumplen las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias vigentes en la fecha del traspaso, la empresa distribuidora deberá exigir la adaptación de las instalaciones y la presentación del correspondiente boletín del instalador.

Artículo 40. *Resolución de los contratos de suministro.*

1. La resolución de los contratos de suministro de aquellos consumidores sin derecho a acogerse a la tarifa de último recurso estará sujeta a las condiciones que hubieran pactado entre las partes.

2. En caso de consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, serán causas de resolución de los contratos las siguientes:

a) La solicitud de baja por parte del usuario, o el cambio de comercializador por parte del usuario. El contrato con el comercializador saliente quedará resuelto en la fecha en la que se active el contrato de suministro con el nuevo comercializador.

b) La interrupción del suministro durante más de dos meses desde la fecha de suspensión.

c) La suspensión del suministro en los casos de fraude dará lugar a la resolución automática del contrato.

3. En todo caso, los servicios adicionales que hayan sido contratados por el consumidor con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, junto con el suministro de gas natural deberán ser rescindidos a la vez que el suministro de gas natural, salvo que el consumidor indique expresamente lo contrario en el momento de la finalización del contrato.

CAPITULO IV

Cesión de gas de transportistas a distribuidores para el suministro de gas a tarifas

Artículo 41. *Cesión de gas para el mercado a tarifa.*

Los distribuidores para atender los suministros a tarifa deberán adquirir el gas al transportista a cuyas redes estén conectados, directamente o indirectamente a través de otro distribuidor, al precio de cesión al que se refiere el artículo 28 del Real Decreto 949/2002, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Artículo 42. *Condiciones de la cesión de gas para el mercado a tarifa.*

Los transportistas y distribuidores deberán celebrar un contrato que contemple las condiciones de la cesión, incluyendo, como mínimo, los siguientes puntos:

a) La obligación del transportista de atender a la demanda del distribuidor para el suministro del mercado a tarifa.
b) Las condiciones de interrupción del suministro, que, en el caso de suministros firmes, sólo será posible en caso de mantenimiento de redes o fuerza mayor.
c) La obligación del distribuidor de comunicar al transportista la cantidad y localización geográfica de los consumos interrumpibles, consumos y condiciones de interrumpibilidad.
d) El punto de entrega del gas natural a partir del cual se entenderán transferidos los riesgos asociados al mismo.
e) La previsión de consumos, caudales y la presión mínima en cada punto de entrega.
f) Las condiciones de medición y operación de conformidad con lo que dispongan las normas de Gestión Técnica del Sistema.
g) Las condiciones de facturación y pago.

CAPITULO V

Control de puntos de consumo y cambio de suministrador

Artículo 43. *Sistema de intercambio de información para la gestión del cambio de suministrador.*

1. Las empresas distribuidoras dispondrán de un sistema de intercambio de información con los transportistas, comercializadores y consumidores cualificados que permita conseguir los siguientes objetivos:

a) Garantizar la adecuada protección del consumidor.
b) Minimizar la carga de trabajo para el consumidor en los distintos procesos que afectan al suministro.
c) Estandarizar la información a transmitir y los medios por los que se remite.
d) Minimizar el plazo desde el momento de la firma de un contrato de suministro de gas por el consumidor con un comercializador hasta la fecha de entrada en vigor efectiva.
e) Minimizar el coste económico para el sistema gasista que representa la gestión de los procesos masivos de cambio de comercializador.
f) Facilitar al nuevo comercializador la información necesaria para la gestión del nuevo contrato.
g) Evitar transferencias no consentidas por el consumidor.
h) Corrección de clientes erróneamente transferidos.
i) Evitar la existencia de consumidores sin suministrador.
j) Evitar que un cliente reciba facturas inadecuadas de varios suministradores.
k) Garantizar la correcta agregación de la medida del gas consumido y su correcta imputación.
l) Facilitar la continuidad de suministro en caso de fallo de suministrador.
m) Favorecer la atención ante reclamaciones.

2. Las empresas distribuidoras deben disponer como soporte del sistema de intercambio de información de una base de datos referidos a todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, permanentemente completa y actualizada, en la que consten al menos los siguientes datos relativos al punto de suministro:

1.º Código de identificación del punto de suministro, esto es, el "CUPS" completo.

2.º Empresa distribuidora, que ha de incluir nombre y código de la empresa distribuidora.

3.º Ubicación del punto de suministro: dirección, población y provincia, que incluye dirección completa (tipo de vía, nombre de la vía, número, piso y puerta), nombre de la población, código postal y nombre de la provincia. Esta información debe referirse en todo momento al punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia del titular de dicho punto de suministro que se exige en el ordinal 16 de este mismo apartado.

4.º Presión (en bares) de la conexión del punto de suministro a las redes.

5.º Características del punto de suministro: tarifa o peaje actual o previsto, caudal máximo contratado, en su caso. Incluye nombre de la Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes según la modalidad de contratación en vigor en el punto de suministro. Dicho nombre debe corresponderse con el que conste en la norma reguladora de las tarifas en vigor en cada momento. En su caso "Caudal máximo diario contratado" en kWh/día; en su caso "Caudal horario" en kWh; y derecho a acogerse a la tarifa de último recurso según la legislación vigente en la fecha de la consulta: "Derecho a TUR" o "No derecho a TUR".

6.º Fecha de la última revisión y de la última inspección de las instalaciones receptoras individuales, así como su resultado. Incluye día, mes y año de la última inspección periódica o de la última revisión periódica, según corresponda, de las instalaciones receptoras individuales. Y resultado de la última inspección o revisión: "Favorable" o "No favorable".

7.º Consumos de los dos últimos años y caudales medidos periodificados según facturación, y, en su caso, los caudales máximo y mínimo medidos con detalle mensual.

La información comprende con periodicidad mensual (excepto para aquellos puntos de suministro con lectura bimestral), desglosado en los periodos que registre en origen el equipo de medida, incluyendo la fecha inicio y fecha fin de lectura para cada periodo, y para los dos últimos años naturales a contar desde la fecha de la consulta:

a) "Consumo de energía" en kWh.

b) "Caudal medio" en kWh/día.

c) En su caso "Caudal máximo diario medido" en kWh/día y con detalle mensual.

d) En su caso "Caudal mínimo diario medido" en kWh/día y con detalle mensual.

e) En su caso "Porcentaje de consumo nocturno".

8.º Código identificador del equipo de medida.

9.º Características y propiedad del equipo de medida, incluyendo disposición de telemedida: "Sí telemedida" o "No telemedida"; marca y modelo del contador; marca y modelo del corrector; tipo de corrector; tipo de propietario del equipo de medida: "Empresa distribuidora" o "Titular del punto de suministro".

10. Día, mes y año del último cambio de los parámetros relativos a la contratación de la tarifa de acceso, pudiendo ser estos parámetros la tarifa de acceso en si misma, el nivel de consumo de referencia aplicable al cliente, los caudales contratados y la presión de suministro.

11. Día, mes y año último cambio de comercializador del consumidor.

12. Perfil de consumo aplicado por la distribuidora al consumidor para la estimación del consumo.

13. La información relativa a los impagos en que los consumidores hayan incurrido, sin perjuicio de las obligaciones establecidas en el artículo 29.2 de la Ley Orgánica de Protección de Datos de Carácter Personal, y artículos 38 a 44 de su Reglamento de desarrollo aprobado por Real Decreto 1720/2007, de 21 de diciembre.

14. Datos relativos al titular del punto de suministro: persona física o persona jurídica.

15. Nombre y apellidos, o en su caso denominación social y forma societaria, del titular del punto de suministro.

16. Dirección completa del titular del punto de suministro. Esta información debe referirse en todo momento al titular del punto de suministro y no a la ubicación, población y provincia de dicho punto de suministro que se exige en el ordinal 3.º de este mismo apartado.

17. Información relativa al uso del punto de suministro cuando el titular es persona física: “Vivienda habitual” o “No vivienda habitual”.

Las empresas distribuidoras que proporcionen en forma de código alfanumérico la información relativa al nombre de la empresa distribuidora, nombre de la población del Punto de Suministro, nombre de la provincia del Punto de Suministro, y nombre de la Tarifa de Acceso de Terceros a las Redes, están obligadas a proporcionar una relación donde conste la correspondencia de dichos códigos con los nombres concretos. El resto de los contenidos deberá ser presentado por todas las empresas distribuidoras en la forma descrita en la relación anterior.

3. El código de identificación del punto de suministro se pondrá en conocimiento de la Comisión Nacional de Energía, a los efectos del desarrollo de sus funciones en relación con las propuestas de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector de gas natural.

4. Las empresas distribuidoras y comercializadoras deberán dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la conexión entre sistemas y el intercambio de la información, de manera que se posibilite la consulta de datos de la base de datos referenciada y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con los sujetos relacionados con la contratación.

Las empresas distribuidoras deberán garantizar el acceso a las bases de datos de puntos de suministro a través de medios telemáticos. En particular, la empresas distribuidoras deberán contar con los medios necesarios para que cualquier comercializador o la Oficina de Cambio de Suministrador, de acuerdo con la norma reguladora de su funcionamiento, pueda descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de los puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, así como llevar a cabo una selección detallada de los puntos de suministro respecto a los cuales quiere acceder a sus datos, en función de las diferentes categorías de datos que componen las citadas bases.

Las empresas distribuidoras no podrán establecer condición alguna al acceso y tratamiento de estos datos por parte de los comercializadores o de la Oficina de Cambio de Suministrador, ni exigir en ningún caso que éstos les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos, entre ellos: el Código Universal del Punto de Suministro, CIF, NIF o NIE del titular de dicho punto de suministro o número de contrato en vigor de cada punto de suministro concreto, para el cual deseen consultar la base de datos.

Sin perjuicio del derecho de acceso a las bases de datos a través de medios telemáticos las empresas distribuidoras deberán remitir a la Oficina de Cambio de Suministrador, o a los comercializadores que lo soliciten, los datos relativos a todos y cada uno de los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona a través de un soporte físico informático que permita su inmediata y efectiva disposición y tratamiento, sin que resulte exigible, en ningún caso, que los comercializadores o la Oficina de Cambios de Suministrador les proporcionen dato alguno como condición previa de acceso a su base de datos La empresa distribuidora deberá remitir dicha información en el plazo máximo de quince días desde la fecha de solicitud por parte de la Oficina de Cambio de Suministrador o del comercializador.

5. Los comercializadores inscritos en la sección correspondiente del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Directos en Mercado, así como la Oficina de Cambios de Suministrador, de acuerdo con la norma reguladora de su funcionamiento, podrán acceder gratuitamente a las bases de datos de puntos de suministro de cada empresa distribuidora.

Los comercializadores que hagan uso de la información que figura en las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras, a tenor de lo contemplado en la presente disposición, deberán garantizar la confidencialidad de la información contenida en las mismas.

Aquellos a quienes se refiera dicha información tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en este registro de forma gratuita y, además, podrán prohibir por escrito a los distribuidores la difusión de los datos que señalen expresamente. En este caso la manifestación escrita del consumidor deberá constar expresamente en la base de datos,

correspondiendo a la Oficina de Cambios de Suministrador custodiar una copia de dicha solicitud.

No obstante lo anterior, en el caso de que el cliente esté en situación de impago no podrá prohibir la difusión de su CUP y de la información de dicha situación.

6. El incumplimiento de lo dispuesto en el apartado 4, así como el incumplimiento reiterado e injustificado de los plazos establecidos para llevar a cabo el cambio de suministrador, tendrá la consideración de infracción grave de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 110.e) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

7. Se habilita expresamente al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para modificar los datos de carácter técnico a que hace referencia el apartado 2 de este artículo.

Artículo 44. *Cambio de suministrador.*

1. Cualquier consumidor con suministro de gas natural y que tenga la consideración de cualificado podrá solicitar, por sí mismo o mediante la empresa comercializadora que vaya a suministrarle, un cambio de suministrador.

2. Las solicitudes de cambio de suministrador deberán recoger al menos la información siguiente:

a) Fecha de la solicitud o comunicación.
b) Identificación del consumidor: CIF/NIF del cliente, nombre, domicilio.
c) Identificación del punto de suministro.
d) Conformidad del cliente con el cambio de suministrador.
e) Empresa que está realizando el suministro.
f) Empresa que va a realizar el suministro.
g) Empresa responsable de la medida.
h) Características y propiedad de los equipos de medida.
i) Condiciones de la nueva contratación (Tarifa, Peajes, etc.), que permitan efectuar la facturación del consumo y/o los peajes asociados.
j) Duración y tipo de contrato.

3. Para suministros a presión inferior o igual a 16 bar la solicitud se presentará a la empresa distribuidora, la cual procederá a la validación de la misma, comprobando que los datos que figuran en ella se corresponden con los recogidos en la base de datos, a que hace referencia el artículo 43, y que el nuevo suministrador está debidamente autorizado para ejercer dicha actividad. En aquellos suministros que supongan un consumo anual unitario superior a 10 GWh recabará asimismo la validación puntual de las solicitudes por parte de los transportistas propietarios de instalaciones de entrada al sistema de transporte y distribución.

Los transportistas revisarán las solicitudes con consumos anuales inferiores a 10 GWh, de forma agrupada por comercializador y punto de entrada para realizar las comprobaciones a los que les habilita la reglamentación vigente en relación con el acceso de terceros.

El plazo máximo para validación de solicitudes será de seis días hábiles a partir de la recepción de la solicitud, comunicando al solicitante las posibles deficiencias dentro de dicho plazo.

4. Para suministros a presión superior a 16 bar las solicitudes de cambio de suministrador se validarán y tramitarán de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

5. En los casos en que existan instalaciones receptoras comunes cuyo titular sea la empresa distribuidora y el consumidor se suministre a través de una empresa comercializadora, será la empresa comercializadora la que abone a la empresa distribuidora y facture por cuenta del distribuidor al cliente los derechos de cobro y obligaciones de pago, respectivamente, que correspondan.

6. En el caso de los suministros a presiones iguales o inferiores a 4 bares, se entenderá que el cliente ha dado su conformidad expresa para el cambio de suministrador siempre que ésta sea efectuada por cualquier medio que permita tener constancia de la misma, lo que incluirá tanto la contratación por escrito, como la contratación telefónica o la electrónica,

reguladas por el Real Decreto 1906/1999, de 17 de diciembre, por el que se regula la contratación telefónica o electrónica con condiciones generales en desarrollo del artículo 5.3 de la Ley 7/1998, de 13 de abril, de condiciones generales de la contratación. Todo ello sin perjuicio del cumplimiento de lo dispuesto en los apartados 1, 2 y 3 del presente artículo.

El comercializador deberá disponer en todo momento de la documentación que acredite la voluntad del cliente de cambiar de suministrador a su favor, si bien, a efectos de validar el cambio, podrá ser suficiente el dar traslado en soporte electrónico de la voluntad inequívoca del cliente.

La Oficina de Cambios de Suministrador podrá exigir al comercializador toda la documentación que precise para asegurar la adecuada aplicación del proceso y su autenticidad.

Artículo 45. *Cambio de un consumidor del mercado regulado al mercado liberalizado.*

1. Cualquier consumidor cuyo suministro de gas natural se realice a tarifas y que tenga la consideración de cualificado podrá solicitar, por sí mismo o a través de la nueva comercializadora, a la distribuidora que tuviera asignado el punto de suministro el cambio de suministrador, aportando la conformidad del consumidor.

2. Para los consumidores con un consumo anual inferior a 100.000 kWh, una vez validada la solicitud de acuerdo con el artículo 43, la empresa distribuidora deberá efectuar la estimación del consumo y liquidación del suministro a tarifas, comunicando a la empresa comercializadora la fecha de cambio. La fecha de cambio coincidirá siempre con el día 1, 11 ó 21 de cada mes, debiendo el distribuidor seleccionar la fecha de cambio más próxima a la de la validación.

3. Para los consumidores con un consumo anual igual o superior a 100.000 kWh, una vez validada la solicitud, la empresa distribuidora deberá efectuar la medición y liquidación del suministro a tarifas, comunicando a la empresa comercializadora la fecha del cambio. La fecha de cambio coincidirá con la fecha real de lectura, que se efectuará durante los cinco últimos días hábiles de cada mes, debiendo el distribuidor seleccionar la fecha de cambio más próxima a la de la validación.

Para consumidores con telemedida la fecha de cambio se efectuará dentro de los seis días hábiles posteriores a la fecha de validación de la solicitud.

4. El cambio del suministro a tarifas al mercado liberalizado no supondrá el reconocimiento de ningún coste para el consumidor ni para la empresa comercializadora. La factura de liquidación del suministro incluirá exclusivamente los importes correspondientes al suministro hasta la fecha del cambio cualquier otro contrato existente entre el consumidor y el distribuidor no se verá afectado por el paso al mercado liberalizado, pudiendo mantenerse o rescindirse de acuerdo con las condiciones contractuales.

5. El cambio al mercado liberalizado de un consumidor supondrá de forma automática y a partir de la fecha del mismo la modificación del correspondiente contrato de acceso al sistema de transporte y distribución del comercializador y la facturación al mismo, de los correspondientes peajes. Dicha modificación no será de aplicación a los contratos de acceso a plantas de regasificación, almacenamientos ni de entrada al sistema de transporte y distribución, que permanecerán en las mismas condiciones establecidas en los contratos suscritos por cada comercializador.

6. En relación con la liquidación del suministro a tarifas, será de aplicación lo dispuesto sobre reclamaciones en el artículo 61 y en caso de impago la suspensión del suministro de acuerdo con el artículo 57 del presente Real Decreto.

7. Las empresas distribuidoras y comercializadoras mantendrán durante cinco años el registro histórico de las comunicaciones mantenidas para el paso de clientes del mercado regulado al mercado liberalizado para la resolución de los eventuales conflictos.

Artículo 46. *Cambio de comercializador en el mercado liberalizado.*

1. Cualquier consumidor cuyo suministro venía realizándose en el mercado liberalizado podrá solicitar, por sí mismo o a través de la nueva comercializadora, a la distribuidora que tuviera asignado el punto de suministro el cambio de comercializador, aportando la conformidad del consumidor.

2. Para los consumidores con un consumo anual inferior a 100.000 kWh, una vez validada la solicitud, la distribuidora deberá efectuar la estimación del consumo comunicando a la comercializadora que venía realizando el suministro y a la nueva comercializadora la fecha del cambio. La fecha de cambio coincidirá siempre con el día 1, 11 ó 21 de cada mes, debiendo el distribuidor seleccionar la fecha de cambio más próxima a la de la validación.

3. Para los consumidores con un consumo anual igual o superior a 100.000 kWh, una vez validada la solicitud, la empresa distribuidora deberá efectuar la medición, comunicando a la comercializadora que venía realizando el suministro y a la nueva comercializadora la fecha del cambio. La fecha de cambio coincidirá con la fecha real de lectura que se efectuará durante los cinco últimos días hábiles de cada mes, debiendo el distribuidor seleccionar la fecha de cambio más próxima a la de la validación.

Para consumidores con telemedida la fecha de cambio se efectuará dentro de los seis días hábiles posteriores a la fecha de validación de la solicitud.

4. El cambio de comercializador supondrá de forma automática y a partir de la fecha del mismo la modificación de los correspondientes contratos de acceso al sistema de transporte y distribución de los comercializadores afectados. Dicha modificación no será de aplicación a los contratos de acceso a plantas de regasificación, almacenamientos ni de entrada al sistema de transporte y distribución, que permanecerán en las mismas condiciones establecidas en los contratos suscritos por cada comercializador.

5. Los posibles conflictos en la liquidación y rescisión del contrato de suministro se resolverán de acuerdo con lo estipulado en los mismos y en cualquier caso por aplicación de la legislación mercantil.

Artículo 47. *Cambio de un consumidor del mercado liberalizado al mercado regulado.*

1. Cualquier consumidor que cumpla las condiciones que se establecen en el apartado 2 podrá solicitar a su distribuidor el cambio al mercado regulado.

2. Para poder solicitar el cambio del mercado liberalizado al mercado regulado se deberán cumplir las siguientes condiciones:

a) Los consumidores cuyo consumo anual sea superior o igual a 100 millones kWh deberán permanecer en el mercado liberalizado por un periodo mínimo de tres años y deberán realizar la solicitud de cambio a la empresa distribuidora con una antelación mínima de seis meses a la fecha prevista de cambio de suministrador.

La contabilización del periodo de tres años se iniciará con la entrada en vigor de este real decreto o en la fecha de cambio en el caso de que el paso al mercado liberalizado se realice con posterioridad.

b) Los consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a cuatro bares e inferior o igual a 60 bares y cuyo consumo anual sea inferior a 100 millones kWh deberán realizar la solicitud a la empresa distribuidora con una antelación mínima de seis meses a la fecha prevista para el cambio de suministrador.

c) Para el resto de los consumidores no se establecen condiciones previas.

3. El distribuidor procederá al cambio solicitado, con el mismo procedimiento y plazos establecidos en el artículo 46, una vez transcurrido, en su caso, el preaviso de seis meses.

4. Una vez realizado el retorno a tarifa el consumidor deberá permanecer al menos un año en el sistema regulado.

Artículo 48. *Nuevos puntos de suministro.*

1. Para acceder a la red de distribución o transporte, será necesario que el futuro consumidor o quien lo represente solicite la correspondiente acometida a la empresa distribuidora o transportista de acuerdo con lo dispuesto en este Real Decreto. Una vez realizada la acometida, el punto o puntos de suministro se incorporarán a la base de datos a que hace referencia el artículo 43, con independencia de la firma del contrato de suministro.

2. La solicitud de contratación y puesta en servicio de un nuevo suministro en el caso del mercado a tarifas, se efectuará por el consumidor a la empresa distribuidora, la cual realizará los trámites oportunos en un plazo no superior a seis días hábiles desde la finalización de la acometida o desde la finalización de las instalaciones particulares del consumidor si estas no estaban preparadas al finalizar la acometida.

Para poder incorporarse a recibir un suministro en mercado a tarifas en el grupo tarifario 4, con un consumo anual superior a 50 millones kWh, grupo tarifario 1 o tarifas 2.5 y 2.6, el consumidor deberá haber comunicado este extremo a la empresa distribuidora correspondiente con una antelación mínima de seis meses.

3. En el caso del mercado liberalizado, la solicitud de puesta en servicio a la empresa distribuidora deberá ser realizada por escrito por el consumidor y, en su caso, su empresa comercializadora, aunque podrá representarle su comercializadora siempre y cuando cuente con la conformidad por escrito del cliente.

4. La empresa distribuidora procederá a la validación de la solicitud y su inclusión en el sistema de intercambio de información, en base al registro de puntos de suministro, comunicando al solicitante las posibles deficiencias en un plazo máximo de seis días hábiles a partir de la recepción de la solicitud. En el caso en que fuera necesaria la validación de la solicitud por el transportista básico este plazo será de doce días hábiles.

5. Una vez validada la solicitud, la empresa distribuidora procederá a dar servicio al nuevo consumidor en un plazo no superior a seis días hábiles a partir de la solicitud, comunicando al usuario y a la empresa comercializadora la fecha de inicio de suministro, y anotará en la base de datos de puntos de suministro la nueva situación del mismo.

CAPITULO VI

Medida y control

Artículo 49. *Equipos de medida.*

1. En cada punto de suministro se instalará un equipo de medida. Estos equipos habrán superado el control metrológico establecido en la Unión Europea y cumplirán con las normas UNE-EN que le sean de aplicación.

La instalación de los equipos de medida, en instalaciones receptoras conectadas a redes de menos de 4 bar, se realizará preferentemente en zonas comunes, de acuerdo con lo previsto en la norma UNE 60670, y una vez finalizada la misma se procederá a precintarlos de manera que se asegure que no puedan ser manipulados por terceros. Cuando el equipo de medida se sitúe dentro del límite de propiedad del usuario, éste deberá facilitar el acceso al personal enviado por la compañía distribuidora debidamente acreditado que realice tareas de lectura, instalación, retirada, sustitución y/o de mantenimiento.

2. Los equipos de medida podrán ser propiedad del consumidor o podrán ser alquilados por el mismo.

En el caso de los consumidores actualmente acogidos a las tarifas o peajes del Grupo 3, o aquellas que en el futuro las pudiesen sustituir, las empresas distribuidoras están obligadas a poner a su disposición equipos de medida para su alquiler. Los distribuidores procederán a la instalación de los contadores de los consumidores acogidos a este grupo de peajes, tanto si son alquilados como si son propiedad del consumidor y proporcionados por éste, no pudiendo exigir cantidad alguna por ello.

En todos los casos, los equipos de medida serán precintados por personal del distribuidor o autorizado por él, sin que pueda percibir por ello compensación económica alguna.

3. Los consumidores incluidos en alguno de los grupos siguientes deberán disponer de equipos de telemedida capaces de realizar la medición como mínimo de caudales diarios:

a) Los consumidores conectados a gasoductos cuya presión máxima de diseño sea superior a 60 bar.

b) Los consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 60 bar y cuyo consumo anual sea superior a 5.000.000 kWh.

El Ministro Industria, Energía y Turismo, en función de la evolución de la tecnología y de la evolución del mercado, podrá modificar por orden los umbrales para establecer dicha obligación.

Asimismo, en función de los resultados de la evaluación económica de los costes y beneficios para su implantación, el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá establecer

la obligatoriedad de uso de contadores inteligentes así como los planes de desarrollo para su implantación.

A estos efectos, cuando la evolución tecnológica de los contadores o del mercado lo aconsejen, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará un estudio, con un completo análisis económico que refleje un balance entro los costes y beneficios de todos los agentes implicados en la cadena de gas: transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores para calcular si su implantación es beneficiosa para el conjunto de la sociedad. Dicho estudio será remitido al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Los distribuidores de gas podrán establecer planes de desarrollo e implantación de contadores inteligentes en sus redes de distribución, siempre que no supongan un encarecimiento de los costes a repercutir en los consumidores, incluyendo los correspondientes a la realización de las lecturas o el alquiler de los equipos.

4. A petición del consumidor y con cargo al mismo, se podrán instalar equipos de medida de funcionamiento por monedas, tarjetas u otros sistemas de autocontrol, que se acomodarán a la estructura tarifaria vigente. Estos equipos de medida deberán ser de modelo aprobado o tener autorizado su uso y contar con verificación primitiva o la que corresponda y precintado.

5. Los equipos de medida de gas natural suministrado a los consumidores deberán incorporar los elementos necesarios para la medición de las magnitudes requeridas para la facturación de los contratos de acceso a la red.

6. El consumidor será responsable de la custodia de los equipos de medida y control y el propietario de los mismos lo será de su mantenimiento.

7. Cada cinco años la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará un estudio sobre el precio mensual a aplicar al alquiler de contadores destinados a clientes a redes de presión inferior o igual a 4 bar y consumo inferior o igual a 50.000 kwh/año por parte de los distribuidores.

Artículo 50. *Comprobación de los equipos de medida.*

1. Tanto los consumidores como las empresas transportistas, distribuidoras y, en su caso, las comercializadoras, tendrán derecho a solicitar, del órgano de la Administración competente donde radique la instalación, la comprobación y verificación de los contadores, y otros aparatos que sirvan de base para la facturación, cualquiera que sea su propietario.

Los gastos generados por la comprobación y verificación del contador serán a cargo del solicitante en el caso de que resulte correcto el funcionamiento del mismo, y a cargo del propietario del equipo en caso contrario.

2. En el caso de comprobarse un funcionamiento incorrecto, se procederá a efectuar una facturación complementaria, entre la ultima revisión o instalación del equipo y el momento de la comprobación. El período de corrección será la mitad del tiempo transcurrido desde la última revisión o instalación del equipo, siempre que no exista acuerdo en la determinación del momento en el que se produjo la causa del error no admisible. En ningún caso, dicho periodo podrá exceder de un año.

En caso de que se hubieran facturado cantidades inferiores a las debidas, la diferencia a efectos de pago podrá ser prorrateada en tantas facturas mensuales como meses transcurrieron en el error.

En caso de que se hubiesen abonado cantidades en exceso, la devolución se producirá en la primera facturación siguiente, sin que pueda producirse fraccionamiento de los importes a devolver. En este caso, se aplicará a las cantidades adelantadas el interés legal del dinero.

Artículo 51. *Lectura de los suministros.*

1. La lectura de los suministros será responsabilidad de las empresas distribuidoras, que la pondrán a disposición del consumidor y del comercializador que lo suministra.

2. La periodicidad de la lectura será mensual para aquellos usuarios con un consumo anual superior a 100.000 kWh. En el resto de los casos, la periodicidad será mensual o bimestral.

A efectos de realización de las lecturas de los contadores ubicados en el interior de las viviendas, la empresa distribuidora comunicará con antelación al cliente la fecha y hora

prevista de la visita así como un teléfono de atención al que pueda dirigirse el cliente y los sistemas de que dispone para que el cliente pueda comunicar la lectura del contador. Esta comunicación podrá realizarse mediante la publicación de un aviso en el tablón de anuncios del edificio con al menos dos días de antelación.

3. En los casos en que por causas ajenas al distribuidor no haya sido posible efectuar la lectura del contador, los distribuidores pondrán a disposición de los consumidores y de los comercializadores un sistema para la comunicación de la lectura del contador. A estos efectos deberán disponer al menos de un número de teléfono gratuito o convencional sin tarificación adicional ni especial, y de medios telemáticos sin coste adicional, debiéndose asegurar de que el consumidor tenga constancia de la recepción de su comunicación.

Los comercializadores incluirán en todas las facturas emitidas con lecturas estimadas por el distribuidor la información sobre el procedimiento para la comunicación de la lectura real del contador por parte del consumidor al distribuidor.

4. En aquellos casos en que no haya sido posible la realización de la lectura del contador por causas ajenas al distribuidor, ni el consumidor haya facilitado la lectura, el distribuidor podrá realizar una estimación del consumo en base al perfil de consumo de dicho punto de suministro, con una regularización mínima anual en base a la lectura real. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer por resolución el procedimiento de estimación de los consumos.

5. Si como consecuencia de una regularización en base a la lectura real se hubiesen facturado cantidades inferiores a las debidas la diferencia a efectos de pago será prorrateada en tantas facturas como meses transcurrieron desde la última lectura real.

Si como consecuencia de errores administrativos por parte de la empresa distribuidora se hubiesen facturado cantidades inferiores a las debidas, la diferencia a efectos de pago será prorrateada en tantas facturas como meses transcurrieron en el error, sin que pueda exceder el aplazamiento ni el periodo a rectificar de seis meses, excepto en el caso en que la lectura suministrada por el consumidor haya sido inferior a la real.

Si se hubieran facturado cantidades superiores a las debidas, la devolución se producirá en la primera factura desde la lectura real, sin que pueda producirse fraccionamiento en los importes a devolver En este caso, se aplicarán a las cantidades adelantadas el interés legal del dinero vigente en el momento de la refacturación. En el caso en que la lectura suministrada por el consumidor haya sido superior a la real no se aplicaran los intereses.

La no facturación en plazo y el retraso en la toma de lecturas reales por la empresa distribuidora tendrán el mismo tratamiento que los errores de tipo administrativo, salvo en los casos en que el consumidor no haya permitido el acceso al contador ni haya suministrado la lectura del mismo.

CAPITULO VII

Facturación y pago

Artículo 52. *Facturación del suministro a tarifas.*

1. La facturación del suministro a tarifas se efectuará por la empresa distribuidora mensualmente para los usuarios con un consumo anual superior a 100.000 kWh y mensualmente o bimestralmente para el resto de los usuarios, y se llevará a cabo en base a la lectura de los equipos de medida instalados al efecto.

2. En los casos en que se haya aprobado por parte del órgano competente de la Comunidad Autónoma un período de lectura superior a los dos meses, la facturación se hará en base a estimaciones bimestrales con regularización en el período de lectura.

3. Previo acuerdo expreso entre las partes, podrá facturarse una cuota fija mensual proporcional a los consumos históricos y cuando no los haya con una estimación del consumo mensual, previamente acordada, más el término de caudal máximo diario, en su caso. En todo caso, y antes del día 31 de enero de cada año, se producirá y facturará una regularización anual en base a lecturas reales.

Cuando se pacte una cuota fija mensual, la empresa distribuidora podrá exigir una determinada forma de pago.

4. En los casos en que no haya sido posible la realización de la lectura del contador, por causas ajenas a la empresa, se podrán efectuar facturaciones estimadas con una regularización mínima anual.

5. En el caso que las empresas distribuidoras apliquen descuentos sobre las tarifas máximas autorizadas en un ámbito geográfico determinado y a un número y categoría de consumidores determinada, estos descuentos deberán ser públicos mediante publicación en un medio de comunicación de amplia difusión en la provincia o provincias de que se trate; asimismo, se dará traslado de las condiciones de aplicación de dichos descuentos al organismo competente de la Comunidad Autónoma y a la Comisión Nacional de Energía.

6. A los sujetos acogidos al pago por domiciliación bancaria no podrá adeudárseles en cuenta cantidad alguna hasta transcurridos siete días naturales desde la remisión de la factura.

Artículo 53. *Contenido de las facturas.*

1. Las facturas por la aplicación de tarifas, peajes y cánones expresarán todas las variables que sirven de base para el cálculo de la cantidad por cobrar. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá aprobar por resolución que será publicada en el "Boletín Oficial del Estado", un modelo del contenido mínimo de la factura para los consumidores domésticos con consumo inferior a 50.000 kWh/año. Dicho modelo será obligatorio para los suministros realizados por los comercializadores de último recurso a los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso.

2. Las facturas de las empresas comercializadoras a sus consumidores deberán incluir, en todo caso, la siguiente información:

a) Código de identificación universal del punto de suministro (CUPS).

b) Fecha de emisión de la factura.

c) Periodo al que corresponde la facturación y lecturas del contador en dicho periodo.

d) Consumo de gas facturado para dicho periodo.

e) Indicación de si el volumen facturado es real o estimado.

f) Tarifas aplicadas y, en su caso, disposiciones oficiales en que se aprobaron y fechas de publicación en el "Boletín Oficial del Estado".

g) Presión de suministro y factores de conversión de poder calorífico aplicado, con su justificación. En particular deberá figurar la dirección de la página web publicada por el Gestor Técnico del Sistema donde el consumidor pueda verificar el PCS de facturación correspondiente a su término municipal.

h) Descripción detallada de la regularización en caso de haberse realizado una estimación del consumo en periodos precedentes.

i) Indicación de los porcentajes correspondientes a la imputación de costes destinados a la retribución del gestor técnico del sistema las tasas aplicables por la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de gas natural, en su caso.

j) Teléfono gratuito de atención de urgencias del distribuidor.

k) Historial de consumo facturado del punto de suministro durante los dos últimos años o desde la fecha disponible en caso de haberse iniciado el suministro por la empresa con posterioridad.

l) En las facturas de los comercializadores a los consumidores, además, deberá figurar la tarifa de acceso a que estuviese acogido el suministro.

m) En el caso de consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso se incluirá el consumo medio durante el periodo de facturación de aquellos consumidores que compartan código postal y escalón de peajes de red local. A los efectos del cálculo del valor promedio se tomará el consumo de aquellos puntos de suministro cuyos contadores hayan sido leídos durante los tres días hábiles, anteriores y posteriores, a la lectura del cliente.

n) Enlace y código QR a la página web del comparador de ofertas de energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

3. Las facturas del titular de las instalaciones a los comercializadores y consumidores cualificados que hagan uso del derecho de acceso de terceros a la red, por el término de conducción del peaje de transporte y distribución, contendrán en todo caso la información reflejada en el apartado anterior.

La facturación del titular de las instalaciones a los comercializadores podrá realizarse mediante una factura agregada y adjuntar el detalle de facturación con la información de cada cliente en formato electrónico.

4. El comercializador incluirá, en su caso, en su factura y de forma detallada, la cantidad correspondiente al alquiler de contadores al consumidor por parte del distribuidor, el canon de instalaciones comunes, el coste de las inspecciones reglamentarias realizadas así como otros servicios que reglamentariamente se establezcan que puedan ser cobrados por el comercializador por cuenta del distribuidor.

En el caso de que el comercializador realice la facturación del alquiler de contadores, por cuenta del distribuidor, deberá figurar en el contrato del comercializador que este tenga con el consumidor.

5. El distribuidor estará obligado a comunicar a cualquier consumidor conectado a sus instalaciones que lo solicite el código de identificación universal del punto de suministro que le corresponde, junto con la información necesaria para facilitar el cambio de suministrador.

6. Todos los comercializadores deberán ofrecer a sus clientes, un sistema de facturación electrónica y la consulta de su facturación "on line", así como disponer en su página web de un sistema que permita a sus clientes acceder de forma telemática y gratuita a todas sus facturas de, al menos, los últimos dos años.

Asimismo facilitarán acceso electrónico a sus clientes y a las empresas de servicios energéticos debidamente autorizadas por los mismos, de forma que tengan a su disposición los datos correspondientes como mínimo a los tres años anteriores o al periodo a contar desde el inicio de su contratación del suministro, si este es de menor duración. Los datos corresponderán con los intervalos en los que se ha presentado información frecuente sobre facturación. La forma de acceder a dichos datos deberá figurar con formato claro y legible en las facturas.

En aquellos casos en que un consumidor cambie de comercializador, el anterior comercializador mantendrá el acceso de dicho consumidor a la información recogida en los dos párrafos anteriores, relativos al periodo en el que existió la relación contractual entre ambos, durante los dos o tres años siguientes respectivamente.

7. Los comercializadores que suministren a usuarios finales dispondrán de un número de teléfono, una dirección postal y una dirección de correo electrónico a los que los usuarios puedan solicitar explicaciones claras y comprensibles sobre los conceptos en los que están basadas sus facturas, así como un servicio de atención de quejas y reclamaciones e incidencias en relación al servicio contratado u ofertado, así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro o comunicaciones. Dichos números de teléfono, dirección postal y dirección de correo electrónico al que el consumidor pueda dirigirse deberá figurar en las facturas y será gratuito.

8. Sin perjuicio del contenido que, en todo caso deberá figurar en las facturas de acuerdo con lo establecido en el presente artículo, las empresas comercializadora podrán poner a disposición de los clientes que así lo soliciten planes flexibles de pago.

9. Los comercializadores facilitarán a los clientes que lo soliciten información y estimaciones sobre el coste del suministro de gas natural en un formato fácilmente comprensible que los usuarios puedan utilizar para comparar ofertas en condiciones de igualdad. A estos efectos, la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia podrá aprobar una metodología y formato para la estimación de este coste que deberán tener los comercializadores a disposición de los consumidores y en su página web.

10. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará o incluirá los enlaces a los organismos públicos que lo publiquen, información sobre la estimación del consumo energético en función de la vivienda y su equipamiento, sobre las medidas disponibles de mejora de eficiencia energética y especificaciones técnicas objetivas de los equipos que utilicen energía.

11. Los distribuidores, los comercializadores y los suministradores de energía a partir de gas natural incluirán en sus contratos, en las modificaciones de los mismos, en las facturas y en su página web, los datos de contacto y página web de la Comisión Nacional de los Mercados y de Competencia, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía y del organismo competente de la Comunidad Autónoma, donde pueden obtener información sobre las medidas de eficiencia energética disponibles, los perfiles comparativos de su

consumo de energía y las especificaciones técnicas de los electrodomésticos que puedan servir para reducir el consumo de estos aparatos.

12. En ningún caso los comercializadores podrán facturar cantidad alguna a sus clientes por la emisión de las facturas ni por el acceso a sus datos de consumo.

13. El incumplimiento de lo dispuesto en este artículo tendrá la consideración de infracción grave de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 110.s) de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 54. *Período de pago de los contratos de suministro a tarifa.*

1. Para consumidores a tarifas, el período de pago se establece en veinte días naturales desde la emisión de la factura por parte de la empresa distribuidora. En el caso de que el último día del período de pago fuera sábado o festivo, éste vencerá el primer día laborable que le siga.

2. Dentro del período de pago, los consumidores podrán hacer efectivos los importes facturados mediante domiciliación bancaria, a través de las cuentas que señalen las empresas distribuidoras en cajas de ahorro o entidades de crédito, en las oficinas de cobro de la empresa distribuidora o en quien ésta delegue.

3. En zonas geográficas donde existan dificultades para utilizar los anteriores sistemas, el consumidor podrá hacer efectivo el importe facturado mediante giro postal u otro medio similar.

CAPITULO VIII

Suspensión del suministro

Artículo 55. *Suspensión del suministro a los consumidores cualificados.*

1. La suspensión del suministro de gas natural a los consumidores cualificados estará sujeta a las condiciones de garantía de suministro y suspensión que hubieran pactado, o por causas de fuerza mayor, o por situaciones de las que se pueda derivar amenaza cierta para la seguridad de las personas o las cosas.

2. Cuando se rescindiera un contrato de suministro entre un consumidor y un comercializador, el comercializador deberá comunicar tal circunstancia a la empresa distribuidora y al consumidor con un período mínimo de antelación de seis días hábiles.

En dicha notificación, enviada al consumidor y a la empresa distribuidora, se señalará que, salvo que el consumidor acredite disponer de un contrato de suministro con otro comercializador, o solicite a la empresa distribuidora el paso a tarifa, el distribuidor procederá a la suspensión del suministro una vez concluido el período establecido.

La notificación se deberá efectuar por correo certificado o cualquier otro medio que garantice fehacientemente la comunicación.

La empresa distribuidora procederá a la suspensión del suministro si llegada la fecha de rescisión del contrato el comercializador no indicase lo contrario o el consumidor no acreditase la suscripción de un nuevo contrato con otro comercializador.

En estos casos, cuando el comercializador de gas natural no hubiera comunicado a la empresa distribuidora la rescisión del contrato de suministro, la empresa distribuidora quedará exonerada de cualquier responsabilidad sobre el gas natural entregado al consumidor. En el resto de los casos, la comercializadora no correrá con ningún coste asociado a ese suministro a partir de la fecha de rescisión.

Artículo 56. *Suspensión del suministro a consumidores a tarifa.*

1. La empresa distribuidora podrá interrumpir el suministro a sus usuarios en los siguientes casos:

a) Cuando se establezcan derivaciones para suministrar gas a una instalación no prevista en el contrato.

b) Cuando las instalaciones receptoras o aparatos consumidores de gas no cuenten con las autorizaciones necesarias.

c) Cuando se manipule el equipo de medida o control o se evite su correcto funcionamiento.

d) Por deficiente conservación de las instalaciones, cuando ello suponga peligro para la seguridad de personas o bienes.

e) Cuando el usuario no permita al personal autorizado por la empresa la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para inspeccionar las instalaciones o efectuar la lectura de contador.

f) Por impago, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 57 de este Real Decreto.

2. En todos los casos anteriores, la interrupción del suministro se llevará a cabo por la empresa distribuidora, quien lo comunicará al usuario de forma fehaciente con una antelación mínima de seis días hábiles. En dicha comunicación deberá figurar la fecha de suspensión del suministro y la causa del mismo. El usuario podrá recurrir, en un plazo máximo de seis días, a la Administración competente, la cual resolverá sobre la suspensión en un plazo máximo de veinte días, entendiéndose desestimada en caso de no existir resolución expresa. En caso de que el usuario recurra la suspensión del suministro, deberá remitir copia del recurso presentado a la empresa distribuidora, que no podrá proceder a la suspensión del suministro mientras no haya resolución por parte de la Administración.

3. En el caso de suspensión del suministro por deficiente conservación de las instalaciones cuando ello suponga peligro para la seguridad de personas o bienes, la suspensión se realizará de forma inmediata por la empresa distribuidora, no siendo de aplicación lo dispuesto en el apartado anterior.

4. Mientras dure la suspensión del suministro no se seguirá facturando el término fijo de la tarifa.

Artículo 57. *Suspensión del suministro a tarifa por impago.*

1. La empresa distribuidora podrá suspender el suministro a consumidores privados a tarifa cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de suministro a tarifa, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, identidad y contenido del mismo, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite. Dicha comunicación deberá incluir el trámite de interrupción del suministro por impago, precisando la fecha a partir de la que se interrumpirá, de no abonarse en fecha anterior las cantidades adeudadas.

2. En el caso de las Administraciones públicas, transcurridos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago sin que el mismo se hubiera efectuado, comenzarán a devengarse intereses que serán equivalentes al interés legal del dinero incrementado en 1,5 puntos. Si transcurridos cuatro meses desde el primer requerimiento dicho pago no se hubiera hecho efectivo, podrá interrumpirse el suministro.

3. Para proceder a la suspensión del suministro por impago, la empresa distribuidora no podrá señalar como día para la interrupción un día festivo ni aquellos que, por cualquier motivo, no exista servicio de atención al cliente, tanto comercial como técnica a efectos de la reposición del suministro, ni en víspera de aquellos días en que se dé alguna de estas circunstancias.

4. Efectuada la suspensión del suministro, éste será repuesto como máximo en las cuarenta y ocho horas siguientes del abono de la cantidad adeudada, y la cantidad autorizada en concepto de reconexión del suministro, excepto en los casos en los que haya transcurrido el período que implique la rescisión del contrato.

Artículo 58. *Suspensión temporal del suministro por causas técnicas.*

1. Los distribuidores deberán mantener el servicio de forma permanente a los consumidores conectados a su red, excepto en los casos que se contemplan en el presente

Real Decreto. No obstante, podrá interrumpir el suministro temporalmente si concurre alguna de las siguientes circunstancias:

a) Por razones de seguridad.
b) Por causa de fuerza mayor.
c) Para efectuar tareas de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones de gas.

2. Para el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 88.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, se deberá solicitar autorización previa al órgano administrativo competente en materia de energía. En esta solicitud se describirán los hechos, la justificación de las medidas adoptadas, el área afectada y la duración prevista de la interrupción.

3. Salvo situaciones de urgencia, el distribuidor deberá proceder a informar con antelación suficiente a los usuarios afectados y a los comercializadores a los que preste su servicio sobre la intención de proceder a la interrupción del suministro, intentando en todos los casos minimizar el impacto que dicha interrupción pueda causar a los usuarios afectados. En dicha información, se hará constar la causa que origina la interrupción y la fecha prevista para reanudar el suministro.

4. En todos los casos, el distribuidor deberá comunicar a los usuarios y comercializadores afectados la reanudación del suministro, utilizando los medios más adecuados.

El órgano administrativo competente podrá ordenar, con carácter inmediato, el cierre o la interrupción del suministro a instalaciones cuyo funcionamiento defectuoso amenace la integridad de personas o bienes.

Artículo 59. *Gastos por desconexión y reconexión.*

Los gastos que origine la suspensión del suministro serán por cuenta de la empresa distribuidora y la reconexión del suministro, en caso de corte justificado e imputable al consumidor, será por cuenta del consumidor, que deberá abonar una cantidad equivalente al doble de los derechos de enganche vigentes como compensación por los gastos de desconexión.

Artículo 60. *Servicios declarados esenciales.*

1. La suspensión del suministro no será de aplicación a los servicios esenciales, excepto en los casos de peligrosidad cierta para personas y bienes.

2. A estos efectos se considerarán servicios esenciales los siguientes:

a) Suministros destinados a centros sanitarios y hospitales que tengan incidencia en la seguridad y bienestar de los pacientes.
b) Guarderías y colegios de enseñanza obligatoria.
c) Asilos y residencias de ancianos.
d) Suministros destinados a instituciones directamente vinculadas a la defensa nacional, a las fuerzas y cuerpos de seguridad, a los bomberos, a protección civil y a la policía municipal, salvo las construcciones dedicadas a viviendas, economatos y zonas de recreo de su personal.
e) Los medios de transporte público que utilicen gas como combustible.
f) Suministros destinados a museos, bibliotecas y archivos dedicados a la protección de bienes de interés cultural o del patrimonio histórico.
g) Aquellos otros servicios considerados de interés social o comunitario que en su legislación específica sean declarados como tales.

Las empresas distribuidoras o comercializadoras podrán afectar los pagos que perciban de aquellos de sus clientes que tengan suministros vinculados a servicios declarados como esenciales en situación de morosidad, al abono de las facturas correspondientes a dichos servicios, con independencia de la asignación que el cliente, público o privado, hubiera atribuido a estos pagos.

CAPITULO IX

Reclamación y fraudes

Artículo 61. *Reclamaciones.*

Las reclamaciones o discrepancias que se susciten en relación con el contrato de suministro a tarifas o con las facturaciones derivadas de los mismos serán resueltas administrativamente por el órgano competente en materia de energía de la Comunidad Autónoma o Ciudades de Ceuta y Melilla, en cuyo territorio se efectúe el suministro, independientemente de las actuaciones en vía jurisdiccional que pudieran producirse a instancia de cualquiera de las partes.

Artículo 62. *Fraudes.*

1. A efectos del presente Real Decreto se considerará que existe fraude cuando se produzca alguna acción u omisión tendente a modificar o impedir la medición del suministro contratado en perjuicio del distribuidor o comercializador.

2. El distribuidor o el comercializador podrá solicitar al órgano competente de la Comunidad Autónoma que sea visitada e inspeccionada la instalación de cualquier consumidor con objeto de comprobar la existencia de un posible fraude. El distribuidor podrá, asimismo, solicitar dicha inspección para consumidores de comercializadores, siempre que aquellos estén conectados a sus redes de distribución, comunicándole previamente tal circunstancia.

3. El órgano competente de la Comunidad Autónoma resolverá sobre la existencia o no del fraude, así como la cuantía del mismo, en su caso, comunicando dicha resolución al solicitante y al usuario.

4. La resolución por concepto de fraude tendrá carácter de acto administrativo e incluirá cuantas circunstancias puedan contribuir a calcular con exactitud el tiempo de duración del fraude.

En la citada resolución se determinará la cuantía de la cantidad necesaria para subsanar el fraude, así como los gastos derivados de la inspección de las instalaciones.

5. Si el usuario no efectúa el pago del importe de la liquidación oficial del fraude en el plazo de un mes o no hiciese el depósito del mismo, se estará a lo dispuesto en el artículo 40.4 de suspensión del suministro con rescisión del contrato.

6. En los casos de que la investigación de un fraude, realizada a petición del distribuidor o comercializador, resultase negativa, es decir, no se demostrase la existencia de fraude, todos los gastos que se deriven de la misma serán a cargo del peticionario de la investigación.

CAPITULO X

Calidad de suministro del gas natural

Artículo 63. *Calidad del gas natural.*

1. Los límites de calidad del gas natural en relación a su composición, poderes caloríficos y demás características de la calidad del producto, para el suministro corresponden a los aplicables al gas del grupo H, segunda familia, de acuerdo con la clasificación de gases de la norma UNE-EN-437, y deberán cumplir lo indicado en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

El transportista dispondrá de equipos de medida de calidad del gas según lo dispuesto al respecto en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

2. El Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará las condiciones de calidad de suministro y calidad de servicio, así como las consecuencias del incumplimiento del mismo.

Artículo 64. *Odorización del gas natural.*

El gas natural deberá ser odorizado, de forma que cualquier fuga pueda ser detectada con facilidad por el olfato humano normal cuando exista una mezcla cuya concentración volumétrica sea un quinto de la correspondiente al límite inferior de inflamabilidad.

Los transportistas entregarán el gas natural odorizado en las redes de distribución o a los clientes directamente conectados a sus redes. Los distribuidores deberán asegurarse de que el gas natural que entreguen a los consumidores posea el olor característico, añadiendo compuestos odorizantes en la proporción necesaria cuando fuera preciso.

Artículo 65. *Definición de interrupción del suministro.*

1. Se considerará como interrupción del suministro de gas natural, cuando se realice el suministro por debajo de las presiones que se establecen en el apartado siguiente.

2. Las presiones mínimas en los puntos de suministro, en las redes de distribución del gas natural, por debajo de las cuales se considerará interrupción del suministro son las siguientes:

a) 18 mbar relativos si están situados en una red de presión máxima de servicio menor o igual a 0,05 bar relativos.

b) 50 mbar relativos si están situados en una red de presión máxima de servicio superior a 0,05 bar relativos hasta 0,4 bar relativos.

c) 0,4 bar relativos si están situados en una red de presión máxima de servicio superior a 0,4 bar relativos hasta 4 bar relativos.

d) 3 bar relativos si están situados en una red de alta presión de presión máxima de servicio superior a 4 bar relativos hasta 16 bar relativos.

e) 16 bar relativos si están situados en una red de alta presión de presión máxima de servicio superior a 16 bar relativos.

Artículo 66. *Interrupciones de suministro de gas natural.*

1. Cuando, en el caso de los clientes a tarifa, se produjesen interrupciones de suministro, la empresa suministradora aplicará una rebaja del 10 por 100 en las facturas mensuales correspondientes a los abonados afectados por cada dos interrupciones registradas en el punto de suministro en el mes, siempre que ninguna de ellas exceda de cinco horas.

2. En el caso de los clientes suministrados a través de una empresa comercializadora, el descuento del 10 por 100 se aplicará sobre los peajes que debe abonar la comercializadora, siempre que la interrupción del suministro no sea imputable a la actuación de ésta.

En lo que respeta a los descuentos aplicables por las empresas comercializadoras a sus clientes debido a interrupciones del suministro de gas natural, se estará a lo dispuesto en las condiciones pactadas entre las partes.

3. Si la duración de dichas interrupciones de servicio fuese superior a cinco horas e inferior a un día, tanto en el caso de clientes acogidos a tarifas como para los clientes suministrados por una comercializadora, a efectos de calcular el descuento aplicable, se computará cada interrupción de suministro como dos interrupciones. Si la interrupción durase uno o más días, se computarán tres interrupciones por día de suministro interrumpido. No obstante, el descuento no podrá exceder en ningún caso del 50 por 100 del importe de la factura.

4. El abono de las cantidades devengadas se efectuará en los dos meses siguientes.

5. Cuando la interrupción del suministro sea debida a causas de fuerza mayor o de mantenimiento programado de las instalaciones, no se aplicarán las reducciones en la facturación mensual de los clientes a tarifas ni en los peajes citados anteriormente.

6. Todo lo anterior será de aplicación sin perjuicio de la responsabilidad civil que pueda derivarse de los daños causados como consecuencia de la interrupción del suministro.

7. Lo dispuesto en este artículo no será de aplicación a aquellos suministros que tengan la consideración de interrumpibles.

TITULO IV

Procedimientos de autorización de las instalaciones de almacenamiento, regasificación, transporte y distribución

Artículo 67. *Objeto.*

1. El objeto del presente título es la regulación de los procedimientos para el otorgamiento de autorizaciones administrativas para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural, definida de acuerdo con lo previsto en el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y de aquellas otras instalaciones de transporte secundario y distribución de gas natural cuando su aprovechamiento afecte a más de una Comunidad Autónoma o cuando el transporte o distribución salga del ámbito territorial de una de ellas.

2. No obstante lo dispuesto en el apartado anterior de este artículo, quedan excluidas del régimen de autorización establecido en el presente Real Decreto las instalaciones de almacenamiento de gas natural en estructuras subterráneas, que se regirán por la normativa específica sobre exploración, investigación y explotación de yacimientos de hidrocarburos.

CAPITULO I

Disposiciones generales

Artículo 68. *Coordinación con planes urbanísticos.*

1. La planificación de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural e instalaciones auxiliares cuando éstas se ubiquen o discurran en suelo no urbanizable, deberá tenerse en cuenta en el correspondiente instrumento de ordenación del territorio. Asimismo, y en la medida en que dichas instalaciones se ubiquen en cualquiera de las categorías de suelo calificado como urbano o urbanizable, dicha planificación deberá ser contemplada en el correspondiente instrumento de ordenación urbanística, precisando las posibles instalaciones, calificando adecuadamente los terrenos y estableciendo, en ambos casos, las reservas de suelo necesarias para la ubicación de las nuevas instalaciones y la protección de las existentes.

2. En los casos en los que no se haya tenido en cuenta la planificación gasista en los instrumentos de ordenación descritos en el apartado anterior, o cuando las razones justificadas de urgencia o excepcional interés para el suministro de combustibles gaseosos aconsejen el establecimiento de instalaciones de transporte o distribución, y siempre que en virtud de lo establecido en otras leyes resultase preceptivo un instrumento de ordenación del territorio o urbanístico según la clase de suelo afectado, se estará a lo dispuesto en el artículo 244 del texto refundido de la Ley sobre el Régimen del Suelo y Ordenación Urbana, aprobado por el Real Decreto legislativo 1/1992, de 26 de junio, o texto autonómico que corresponda. A dichos efectos se considerará la instalación como de interés general.

Artículo 69. *Autorización de las instalaciones competencia de la Administración General del Estado. Órganos competentes.*

1. Las competencias sobre las instalaciones descritas en el anterior artículo 67.1 son de titularidad de la Administración General del Estado y serán ejercidas por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, sin perjuicio de lo que se indica en los siguientes puntos de este artículo.

2. La tramitación de los expedientes de autorizaciones administrativas, de reconocimiento en concreto de utilidad pública y de aprobación de proyecto de ejecución de instalaciones gasistas será llevada a cabo por las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación.

3. En todo caso corresponderá a las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación, el levantamiento de las actas de puesta en

servicio tanto de las nuevas instalaciones descritas en el anterior artículo 67 como de sus ampliaciones y modificaciones.

4. La realización de construcciones o cualquier tipo de obras por terceros, que afecten a la zona de servidumbre de las conducciones de transporte de gas, así como de cruzamientos de instalaciones de otros servicios con dichas conducciones de gas, o cualquier otra afección a la zona de servidumbre de las mismas, deberán ser solicitadas a las citadas Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía que, previo informe requerido a la empresa titular de las canalizaciones de gas, resolverán en relación con el otorgamiento de los correspondientes permisos.

5. La tramitación del expediente expropiatorio una vez reconocida la utilidad pública será competencia de la Delegación del Gobierno correspondiente, a tenor del artículo 23 de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

CAPITULO II

Autorizaciones para la construcción, ampliación, modificación y explotación de instalaciones

Artículo 70. *Actos administrativos de la autorización.*

1. La construcción, ampliación, modificación y explotación de todas las instalaciones gasistas a las que se refiere el artículo 67.1 del presente Real Decreto requieren las resoluciones administrativas siguientes:

a) Autorización administrativa, que se refiere al proyecto genérico de la instalación como documento técnico-económico que se tramitará, en su caso, conjuntamente con el estudio de impacto ambiental, y otorga a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.

b) Aprobación del proyecto de detalle de las instalaciones o de ejecución de las mismas, que se refiere al proyecto concreto de la instalación y permite a su titular realizar la construcción o establecimiento de la misma.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en gas las instalaciones y proceder a su explotación comercial, y se concretará mediante el levantamiento del acta de puesta en servicio de las instalaciones.

2. Las solicitudes de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución definidas en los párrafos a) y b) del presente artículo podrán efectuarse de manera conjunta o separada.

3. No obstante lo anterior, para aquellas modificaciones que no impliquen alteración de las características técnicas básicas y de seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio, entendiendo por características técnicas básicas la presión, diámetro de las canalizaciones, capacidad de transporte, puntos de derivación y dispositivos fundamentales de medida y de seccionamiento, capacidad de almacenamiento, capacidad de regasificación, capacidad de descarga de GNL, etc., ni se requiera declaración en concreto de utilidad pública para la realización de las modificaciones previstas, o en el caso de puntos de conexión provisionales, no será necesario el otorgamiento de los actos previstos en los anteriores párrafos a) y b) de este artículo, aunque estarán sujetas, previa acreditación de las condiciones reglamentarias de seguridad, a la autorización de explotación prevista en el anterior párrafo c) de este artículo.

4. Con independencia de los actos administrativos relativos a la autorización de las instalaciones previstos en el presente artículo, el régimen retributivo de las mismas y su inclusión en el régimen económico que las sea aplicable se regirán por lo previsto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, y en las disposiciones que lo desarrollan.

Artículo 71. *Forma de autorización de las nuevas instalaciones de la red básica de gas natural.*

1. Las autorizaciones administrativas de las nuevas instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural, contempladas en la planificación en materia de hidrocarburos prevista en el artículo 4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, deberán ser otorgadas preferentemente por el sistema de concurrencia, conforme a lo previsto en el presente Real Decreto, mediante concurso público promovido y resuelto por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, de forma que se garantice su transparencia, objetividad y libre concurrencia.

2. No obstante lo anterior, y con carácter excepcional, las empresas interesadas en acometer alguna nueva instalación de la red básica de gas natural, por considerar justificada la necesidad de la misma, para la que no se hubiese iniciado aún el procedimiento de concurrencia a que se hace referencia en el punto anterior, podrán solicitar les sea otorgada de forma directa la autorización de dicha instalación.

La Dirección General de Política Energética y Minas, una vez recibida una solicitud de autorización de forma directa de una determinada instalación, recabará, en caso de que no se hubiese producido previamente, propuesta del Gestor Técnico del Sistema en relación con la necesidad de acometer la realización de la instalación solicitada para el sistema gasista, en concordancia con lo previsto en el párrafo h) del artículo 64 de la Ley 34/1998, en cuanto a la ampliación de la red básica de gas natural. A la vista de la citada propuesta del Gestor Técnico del Sistema, y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá resolver sobre la forma de autorización de la referida instalación.

3. En todo caso, y con independencia de la forma de autorización de las instalaciones gasistas, el procedimiento general de autorización de las mismas deberá ajustarse a lo previsto en el artículo 70 del presente Real Decreto, sobre actos administrativos de la autorización.

Artículo 72. *Autorización de instalaciones de forma directa.*

1. En el caso de que se haya estimado procedente el otorgamiento de la autorización de forma directa de una determinada nueva instalación comprendida en la red básica de gas natural, según lo previsto en el apartado 2 del artículo anterior, se le notificará al solicitante de la nueva instalación, disponiendo éste de un plazo de seis meses para proceder a la presentación de una solicitud de autorización administrativa, conforme a lo dispuesto en los artículos 75 y siguientes del presente Real Decreto.

2. Transcurrido el plazo anterior sin que se haya presentado la correspondiente solicitud de autorización administrativa, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía podrá proceder a autorizar dicha instalación mediante procedimiento de concurrencia o encomendar al transportista que esté realizando las funciones de Gestor Técnico del Sistema que lleve a cabo la realización de los proyectos y la subsiguiente construcción de las instalaciones.

3. Las autorizaciones administrativas de las ampliaciones y modificaciones de las instalaciones gasistas en funcionamiento se otorgarán de forma directa previa solicitud del titular de las mismas, en la que deberá justificar detalladamente la necesidad de acometer la petición formulada. Asimismo, podrán autorizarse de forma directa todas aquellas instalaciones no incluidas en la red básica de gas natural.

Artículo 73. *Autorización de instalaciones mediante procedimiento de concurrencia.*

Cuando una instalación deba ser autorizada mediante procedimiento de concurrencia, la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía resolverá conforme al siguiente procedimiento:

1. Publicará en el «Boletín Oficial del Estado» las bases del concurso para otorgamiento de la autorización administrativa de una instalación gasista, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

2. En ellas se determinará la forma de presentación de las ofertas, los plazos y los criterios de evaluación de las mismas, las características técnicas de la instalación, la

cuantía máxima de retribución por la inversión en dichas instalaciones, así como las fianzas a constituir por los solicitantes.

3. El contenido de la solicitud de presentación al procedimiento de concurrencia exigirá la presentación de una memoria-resumen, que deberá contener los siguientes extremos:

a) Ubicación de la instalación o, cuando se trate de gasoductos, origen, recorrido orientativo y fin de la misma.

b) Objeto de la instalación.

c) Características principales de la misma.

d) Plano de situación.

e) Presupuesto estimado y condiciones de retribución de la instalación ofertada.

f) Los plazos de solicitud de autorización administrativa, de aprobación del proyecto de detalle de las instalaciones, así como el plazo de ejecución de las obras y puesta en servicio de las instalaciones.

g) La documentación que acredite la capacidad del solicitante en los términos que se señalan en el artículo 74.

4. Asimismo, podrán incorporar, en su caso, condiciones relativas al destino de la instalación para el caso de cese en la explotación de las mismas por su titular y que podrán suponer su transmisión forzosa o desmantelamiento.

5. Una vez finalizado el período de recepción de las ofertas, la Dirección General de Política Energética y Minas procederá a adjudicar el concurso en el plazo establecido en las bases del mismo.

6. El concurso se resolverá por la Dirección General de Política Energética y Minas de acuerdo con las bases del mismo, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

7. La resolución del procedimiento de concurrencia será notificada, en el plazo de dos meses, desde la finalización del plazo de recepción de ofertas, a las empresas concurrentes, debiendo constituir la empresa ganadora del concurso, en el plazo de un mes, a favor de la Dirección General de Política Energética y Minas, una fianza del 2 por 100 del presupuesto previsto de las instalaciones.

La citada fianza podrá ser ejecutada si, una vez vencidos los plazos previstos en la oferta presentada, la empresa adjudicataria no hubiese dado cumplimiento a las obligaciones imputables a la misma derivadas del concurso.

8. Transcurridos los plazos citados en el punto anterior, sin que la empresa transportista ganadora del procedimiento de concurrencia hubiera constituido la fianza o presentado la correspondiente solicitud de autorización administrativa, o cuando hubiese quedado desierto el procedimiento de concurrencia, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá encomendar al transportista que esté realizando las funciones de Gestor Técnico del Sistema que lleve a cabo la realización de los proyectos y la subsiguiente construcción de las instalaciones, en el caso de instalaciones de la red básica de gas natural que, de acuerdo con el artículo 4 de la Ley 34/1998, tengan carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía del suministro, en la planificación energética, quien deberá en el plazo de seis meses presentar la correspondiente solicitud de autorización administrativa de la nueva instalación, debiendo ser retribuida la inversión correspondiente por la cuantía máxima indicada en las bases del concurso.

9. En el caso de nulidad de la solicitud de autorización administrativa durante el procedimiento de concesión, se procederá de manera análoga a lo dispuesto en el caso del apartado anterior.

Artículo 74. *Capacidad del solicitante.*

Los solicitantes de las autorizaciones de instalaciones de transporte y distribución de gas natural a las que se refiere el presente título deberán cumplir los requisitos establecidos para el desarrollo de esta actividad en los artículos 5 y 9 del presente Real Decreto, respectivamente, relativos a requisitos de los sujetos para el ejercicio de la actividad de transporte y de distribución, y acreditar su capacidad legal, técnica y económico-financiera para la realización del proyecto.

Artículo 75. *Solicitud de autorización administrativa.*

1. Las solicitudes de las autorizaciones administrativas a las que se refiere el presente capítulo se dirigirán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, debiendo reunir los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

El peticionario presentará la correspondiente solicitud de autorización administrativa, para la construcción, ampliación, modificación y/o explotación de instalaciones gasistas de almacenamiento, regasificación, transporte y/o distribución, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, o en las Direcciones de las Áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. Las autorizaciones a las que se refiere el presente título serán otorgadas, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente.

3. Las nuevas instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural para las cuales se solicite autorización administrativa estarán incluidas en la planificación gasista. Excepcionalmente, se podrán incorporar nuevas instalaciones cuando, habiéndose presentado como un hecho imprevisto, sea aconsejable y se cumplan los criterios de planificación establecidos.

4. Las actuaciones de carácter excepcional consideradas en el punto 3 deberán ser propuestas por el Gestor Técnico del Sistema explicando los motivos de su funcionalidad, correspondiendo a la Dirección General de Política Energética y Minas su aprobación previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 76. *Contenido de la solicitud de autorización administrativa.*

La solicitud se acompañará de la documentación que acredite la capacidad del solicitante en los términos que se señalan en el anterior artículo 74.

Asimismo se acompañará a la solicitud un proyecto de la instalación, que, como mínimo, deberá contener:

A) Memoria en la que se consignen las especificaciones siguientes:

a) Ubicación de la instalación o, cuando se trate de instalaciones de transporte o distribución de gas natural, origen, recorrido y fin de la misma.

b) Objeto de la instalación.

c) Características principales de la misma.

B) Planos de la instalación a escala mínima 1:50.000.

C) Presupuesto estimado de la misma.

D) Separatas técnicas relativas a las afecciones, en su caso, de la instalación a bienes o servicios dependientes de las Administraciones públicas, organismos y empresas de servicio público o de servicios de interés general.

E) Los demás datos que la Administración encargada de tramitar el expediente estime oportuno reclamar.

Artículo 77. *Trámites de evaluación de impacto ambiental.*

Los proyectos de instalaciones de almacenamiento, regasificación, transporte y distribución de gas natural e instalaciones complementarias se someterán a evaluación de impacto ambiental cuando así lo exija la legislación aplicable en esta materia.

A tales efectos, la información pública necesaria de acuerdo con la normativa en materia de evaluación de impacto ambiental será llevada a cabo en la presente fase de autorización administrativa.

Artículo 78. *Información pública.*

1. Las solicitudes formuladas conforme al artículo 75 se someterán al trámite de información pública durante el plazo de veinte días, a cuyo efecto se insertará un anuncio extracto de las mismas en el «Boletín Oficial» de la provincia o provincias donde radique la instalación o «Diario Oficial» de la o las Comunidades Autónomas respectivas, y además en el «Boletín Oficial del Estado» y en dos de los periódicos de mayor difusión en el correspondiente ámbito territorial. En el supuesto de que la instalación afecte a más de una provincia, corresponderá tramitar la publicación del anuncio en el «Boletín Oficial del Estado» a la Dirección del área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de la Delegación o Subdelegación del Gobierno en cuya provincia tenga su origen la instalación.

Durante el citado plazo de veinte días, podrán formularse por los interesados las alegaciones que estimen oportunas.

2. En el supuesto que se solicite simultáneamente la autorización administrativa y la declaración de utilidad pública, la información pública a que se refiere el apartado anterior se efectuará conjuntamente con la correspondiente a la de la declaración de utilidad pública.

Artículo 79. *Alegaciones.*

De las alegaciones presentadas, en su caso, como consecuencia de la información pública, se dará traslado al peticionario, para que éste, a su vez, comunique a la Dirección del área o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias encargadas de la tramitación, lo que estime pertinente en un plazo no superior a quince días. Las Direcciones del área o, en su caso, dependencias de Industria y Energía remitirán las alegaciones recibidas en sus respectivas provincias y las manifestaciones del peticionario en relación con las mismas a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía.

Artículo 80. *Información a otras Administraciones públicas.*

1. Por la Administración competente para la tramitación, se dará traslado a las distintas Administraciones, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general de la documentación relativa a la parte que la instalación pueda afectar a bienes y derechos a su cargo.

2. A los anteriores efectos, será remitida, por la Administración competente para la tramitación del expediente, una separata del proyecto, conteniendo las características generales de la instalación y la documentación cartográfica correspondiente y, en su caso, un documento de síntesis del estudio de impacto ambiental, en orden a que en un plazo de veinte días presten su conformidad u oposición a la autorización solicitada.

Transcurrido dicho plazo sin que las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas en sus bienes y derechos hayan contestado, la Administración encargada de la tramitación reiterará el requerimiento para que en un nuevo plazo de diez días se pronuncien sobre la conformidad u oposición a la instalación. Pasado el plazo de reiteración sin haberse producido la contestación de la Administración, organismo o empresa requerida, se entenderá la conformidad de dicha Administración con la autorización de la instalación. Lo anterior se entenderá sin perjuicio de las autorizaciones que corresponda otorgar a las mencionadas Administraciones.

3. Por la Administración encargada de la tramitación se dará traslado al solicitante de la aceptación u oposición, según lo dispuesto en el apartado anterior, para que en el plazo de quince días preste su conformidad o formule los reparos que estime procedentes.

4. En caso de reparos del peticionario, se trasladarán los mismos a la Administración, organismo o empresa de servicio público o de servicios de interés general que formuló la oposición, en orden a que en el plazo de quince días muestre su conformidad o reparos a dicha contestación. Transcurrido dicho plazo sin que las Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general citados emitieran nuevo escrito de reparos, se entenderá la conformidad con la contestación efectuada por el peticionario.

Artículo 81. *Resolución de la autorización.*

1. Concluidos los trámites de información pública y petición de informes a otras Administraciones y organismos, a que se refieren los artículos 79 y 80 precedentes, las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación, remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía los expedientes administrativos de la instalación, junto con sus informes, así como el correspondiente proyecto de la misma.

En el supuesto de que la instalación afectase a varias provincias, el proyecto será remitido por el órgano administrativo que haya efectuado la tramitación en la provincia donde tenga su origen la correspondiente instalación gasista.

2. En los expedientes de autorización de nuevas instalaciones, la Dirección General de Política Energética y Minas dará traslado de la propuesta de resolución a la Comisión Nacional de Energía, que deberá emitir informe con carácter preceptivo.

3. Una vez recibidos los expedientes e informes indicados en los puntos precedentes, la Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre la autorización de la instalación solicitada y notificará la resolución dentro de los seis meses desde la presentación de la solicitud de autorización administrativa.

4. La falta de resolución expresa de las solicitudes de autorización tendrá efectos desestimatorios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 67.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

5. La resolución deberá publicarse en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Boletín Oficial» de las provincias respectivas, y deberá ser notificada al solicitante.

6. La autorización administrativa expresará el período de tiempo contado a partir de su otorgamiento en el cual deberá ser solicitada la aprobación del proyecto de ejecución, indicando que se producirá su caducidad si transcurrido dicho plazo aquélla no ha sido solicitada, pudiendo solicitar el peticionario, por razones justificadas, prórrogas del plazo establecido.

7. Las autorizaciones de instalaciones de distribución deberán contener, entre sus requisitos, la delimitación concreta de la zona en que debe prestar la empresa distribuidora el suministro de gas, los compromisos de expansión de la red en dicha zona y, en su caso, el plazo para la ejecución de las instalaciones previstas en el proyecto autorizado.

Artículo 82. *Constitución de fianza.*

Una vez otorgada la autorización administrativa correspondiente a una nueva instalación gasista, y a efectos de garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la misma, el titular deberá constituir una fianza o garantía del 2 por 100 del presupuesto de las instalaciones afectadas, a disposición del Director general de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía.

Dicha fianza o garantía se devolverá al interesado una vez que, formalizada el acta de puesta en servicio de las instalaciones, el interesado lo solicite y justifique el cumplimiento de sus obligaciones derivadas de la autorización.

A efectos de lo previsto en el presente artículo, podrá procederse a la aplicación de la fianza depositada de conformidad con el punto 7 del anterior artículo 73, en el caso de instalaciones autorizadas mediante el procedimiento de concurrencia.

Artículo 83. *Solicitud de aprobación del proyecto de ejecución.*

1. Las solicitudes de aprobación de los proyectos de ejecución de las instalaciones gasistas se dirigirán a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, por los titulares o peticionarios de una autorización administrativa de las previstas en el artículo 75 del presente Real Decreto, debiendo reunir los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. El peticionario presentará la correspondiente solicitud de aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones para la construcción, ampliación o modificación de

instalaciones gasistas, ante la Dirección General de Política Energética y Minas, o en las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3. A la citada solicitud se deberá adjuntar el proyecto de ejecución de las instalaciones elaborado de conformidad a los Reglamentos técnicos y de seguridad vigentes en la materia, así como separatas técnicas correspondientes a aquellas partes del proyecto que afecten a bienes, instalaciones, obras o servicios, centros o zonas dependientes de otras Administraciones, organismos o, en su caso, empresas de servicio público o de servicios de interés general, para que éstas establezcan el condicionado técnico procedente.

4. Cuando se trate de instalaciones de gas de carácter interprovincial, deberá realizarse el trámite indicado en el número anterior por provincias, presentando como mínimo para cada una de las provincias afectadas la parte correspondiente del proyecto de la instalación y sus separatas.

5. Serán competentes para la tramitación de la aprobación del proyecto de ejecución las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno en cuyas provincias se ubique o discurra la instalación.

Artículo 84. *Condicionados y aprobación del proyecto.*

1. La Administración competente para la tramitación del expediente remitirá las separatas del proyecto presentado a las distintas Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general afectadas, con bienes y derechos a su cargo, que no hubieran otorgado ya su autorización, concesión, permiso o licencia con el condicionado correspondiente en la fase de autorización administrativa, al objeto de que establezcan el condicionado técnico procedente, en el plazo de veinte días.

2. No será necesario obtener dicho condicionado:

a) Cuando por las distintas Administraciones, organismos y empresas mencionadas hayan acordado, de conformidad con el Ministerio de Economía o los Departamentos autonómicos correspondientes, normas de carácter general para el establecimiento de las instalaciones o para el cruce o contigüidad de las canalizaciones de conducción de gas con los bienes, instalaciones, obras, servicios, centros o zonas a que se refiere el artículo anterior.

b) Cuando remitidas las separatas correspondientes transcurran veinte días y reiterada la petición transcurran diez días más sin haber recibido respuesta, se tendrán por aprobadas las especificaciones técnicas propuestas por el peticionario de la instalación en el proyecto de ejecución.

3. Se dará traslado al peticionario de los condicionados establecidos, para que en el plazo de quince días preste su conformidad o formule los reparos que estime procedentes.

4. La contestación del peticionario se trasladará a la Administración, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general que emitió el correspondiente condicionado técnico, en orden a que en el plazo de quince días muestre su conformidad o reparos a dicha contestación. Transcurrido dicho plazo sin que la Administración, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general citados emitieran nuevo escrito de reparos sobre su condicionado, se entenderá la conformidad con la contestación al condicionado efectuada por el peticionario.

5. Concluidos los trámites precedentes, la Dirección del área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía practicará, si lo estima oportuno, un reconocimiento sobre el terreno y reunirá los condicionados técnicos, si los hubiere, y elevará el correspondiente informe sobre aprobación del proyecto de ejecución a la Dirección General de Política Energética y Minas, junto con el correspondiente proyecto de ejecución de la misma. En el supuesto de que la instalación afectase a varias provincias, el proyecto será remitido por el órgano

administrativo que haya efectuado la tramitación en la provincia donde tenga su origen la correspondiente instalación gasista.

6. Sin perjuicio de lo dispuesto, en el apartado 4 anterior y para el supuesto de que se mantenga la discrepancia en cuanto al condicionado técnico entre el peticionario de la instalación y alguna Administración u organismo, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá, bien resolver recogiendo las condiciones técnicas establecidas en el condicionado, o bien, si discrepa de éste, remitirá propuesta de resolución al Ministro de Economía, para su elevación al Consejo de Ministros.

7. El órgano competente deberá resolver y notificar la correspondiente resolución en un plazo de tres meses. La falta de resolución expresa tendrá efectos desestimatorios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 67.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

8. La resolución deberá ser notificada al peticionario.

9. La aprobación del proyecto de ejecución constituye la resolución que habilita al titular de la misma a la construcción de la instalación proyectada.

10. La resolución habrá de expresar el período de tiempo, contado a partir de su otorgamiento, en el cual está prevista la ejecución de la instalación.

Artículo 85. *Autorización de explotación. Acta de puesta en servicio.*

1. Una vez ejecutado el proyecto, se presentará la correspondiente solicitud de acta de puesta en servicio ante las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno, respectivas que hayan tramitado el expediente por provincias.

A dicha solicitud se acompañará un certificado de final de obra suscrito por técnico facultativo competente, en el que conste que la instalación se ha realizado de acuerdo con la normativa y especificaciones contempladas en el proyecto de ejecución aprobado, así como con las prescripciones de la reglamentación técnica y de seguridad aplicable a las instalaciones objeto del proyecto.

2. El acta de puesta en servicio se extenderá por las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno, respectivas que hayan tramitado el expediente, en el plazo de un mes, previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas. Si se tratase de una instalación de gas que afecte a diferentes provincias, se extenderá acta de puesta en servicio por cada una de ellas.

Durante dicho plazo, las referidas Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno, a petición del titular de la instalación, podrán extender acta de puesta en servicio para pruebas de la misma.

3. Asimismo, las citadas Direcciones de área o, en su caso, dependencias de Industria y Energía podrán extender, a solicitud del interesado, actas de puesta en servicio parciales para determinadas partes del proyecto cuando el peticionario justifique la necesidad de su funcionamiento con anterioridad a la finalización del proyecto.

4. Las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía, de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno, deberán poner en conocimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas la fecha de puesta en servicio de las instalaciones, remitiendo copia, en el plazo de un mes, de la correspondiente acta de puesta en servicio. Asimismo remitirá copia de la citada acta al titular de las instalaciones.

CAPITULO III

Transmisión de las instalaciones

Artículo 86. *Solicitud.*

1. La solicitud de autorización administrativa de transmisión de la titularidad de una instalación de almacenamiento, regasificación, transporte o distribución de gas natural

deberá ser dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía por quien pretenda adquirir la titularidad de la instalación.

La solicitud deberá ir acompañada de la documentación que permita acreditar la capacidad legal, técnica y económica del solicitante, así como una declaración del titular de la instalación en la que manifieste su voluntad de transmitir dicha titularidad.

Artículo 87. *Transmisión de las instalaciones.*

La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud, resolverá y notificará sobre la solicitud, en el plazo de tres meses. La falta de resolución expresa en plazo tendrá efectos desestimatorios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 67.3, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

A partir de su otorgamiento, el solicitante contará con un plazo de seis meses, para efectuar la transmisión de la titularidad de la instalación. Se producirá la caducidad de la autorización si transcurrido dicho plazo aquélla no ha tenido lugar.

La resolución será notificada al solicitante y al transmitente. Otorgada la autorización, el solicitante deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas la transmisión, en el plazo de un mes desde que se haga efectiva.

CAPITULO IV

Autorización de cierre de instalaciones

Artículo 88. *Solicitud de autorización de cierre de instalaciones.*

1. El titular de la instalación de almacenamiento, regasificación, transporte o distribución de gas natural que pretenda el cierre definitivo o temporal de la misma deberá dirigir la solicitud de autorización administrativa de cierre a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, que, en todo caso, deberá reunir los requisitos señalados en el artículo 66 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

2. El peticionario deberá presentar por medios electrónicos la correspondiente solicitud de cierre de la instalación dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas o a la Dirección de las Áreas funcionales o, en su caso, Dependencias de Industria y Energía de la Delegación o Subdelegación del Gobierno de las provincias donde radique la instalación, de acuerdo con lo previsto en los artículos 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre. Los documentos que acompañen a la referida solicitud en un soporte específico, no susceptible de digitalización, podrán ser presentados por el peticionario de manera presencial en el resto de los lugares a que hace referencia el artículo 16.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

3. El titular de la instalación acompañará la solicitud de un proyecto de cierre, que deberá contener como mínimo una memoria, en la que se detallen las circunstancias técnicas, económicas, ambientales o de cualquier otro orden, por las que se pretende el cierre, así como los planos actualizados de la instalación a escala adecuada.

4. La solicitud se podrá acompañar de un plan de desmantelamiento de la instalación, en el supuesto que el solicitante así lo pretenda.

Artículo 89. *Trámites de la solicitud de cierre de instalaciones.*

1. La tramitación de la solicitud será realizada por la Dirección del área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes.

2. En el caso de instalaciones bajo la gestión técnica del Gestor Técnico del Sistema, éste emitirá informe previo sobre la solicitud de autorización de cierre.

3. En el caso de instalaciones de transporte cuya autorización de cierre deba ser otorgada por las Comunidades Autónomas, éstas solicitarán informe previo a la Dirección General de Política Energética y Minas, en el que ésta consignará las posibles afecciones

del cierre de la instalación a los planes de desarrollo de la red y a la gestión técnica del sistema.

Artículo 90. *Otorgamiento de la autorización de cierre de instalaciones.*

1. La Dirección del área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes, elevará el expediente de solicitud de cierre junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía, quien deberá, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, resolver y notificar sobre la autorización de cierre de la instalación en un plazo de tres meses.

La falta de resolución expresa tendrá efectos desestimatorios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 67.3, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, pudiendo interponerse, en su caso, recurso administrativo ante la autoridad correspondiente.

2. En todo caso, la autorización definitiva de cierre de la instalación podrá imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento, que deberá ser asumido íntegramente por el titular de la instalación.

En caso de cierre definitivo, la resolución habrá de establecer el período de tiempo a partir de su otorgamiento en el cual deberá procederse al cierre y, en su caso, al desmantelamiento de la instalación, indicando que se producirá la caducidad de la autorización administrativa de explotación si transcurrido dicho plazo aquél no ha tenido lugar. Asimismo, recogerá la fecha en la que dejará de percibir, en su caso, la retribución.

En caso de cierre temporal la resolución habrá de establecer el período de tiempo de cierre de la instalación y sus posibles prórrogas. En caso de finalización del periodo de prórrogas, el cierre devendrá en definitivo, para lo cual será preciso dictar una resolución expresa por el órgano competente. Las instalaciones con cierre temporal no devengaran retribución durante dicho periodo.

3. La resolución se notificará al solicitante y se publicará, en todo caso, en el «Boletín Oficial del Estado», y en el «Boletín Oficial» de las provincias donde radique la instalación.

Artículo 91. *Acta de cierre.*

Concedida la autorización de cierre, por la Dirección del área o, en su caso, dependencia de Industria y Energía de la Delegación o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes y previas las comprobaciones técnicas que se consideren oportunas, se levantará acta de cierre cuando éste se haga efectivo.

Artículo 91 bis. *Traslado y sustitución de instalaciones obsoletas.*

1. El traslado de las instalaciones implicará el cierre de la instalación en el emplazamiento original y la necesidad de iniciar el procedimiento de construcción en la nueva ubicación que le corresponda según lo dispuesto en el presente real decreto.

2. La sustitución de instalaciones obsoletas una vez finalizada su vida útil, implicará disponer de la autorización de cierre de la instalación y la necesidad de iniciar el procedimiento de adjudicación y autorización de la nueva instalación según lo dispuesto en el capítulo II de este presente real decreto.

CAPITULO V

Derechos de ocupación del dominio público, expropiación forzosa, servidumbres y limitaciones de propiedad

Artículo 92. *Reconocimiento de utilidad pública.*

1. Para el reconocimiento en concreto de utilidad pública de las instalaciones a que se refiere el título IV de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación u ocupación.

2. Los titulares de las instalaciones referidas en el apartado anterior gozarán del beneficio de expropiación forzosa y ocupación temporal de los bienes y derechos que exijan las instalaciones y servicios necesarios, así como la servidumbre de paso y limitaciones de dominio, en los casos en que sea preciso para vías de acceso y líneas de conducción de gas e instalaciones auxiliares necesarias para su funcionamiento, tales como instalaciones de suministro eléctrico, protección catódica, telemando y teleproceso y distribución de gas, incluyendo las necesarias para atender a la vigilancia, conservación y reparación de las instalaciones. Todo ello de conformidad con lo dispuesto en el artículo 103 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 93. *Líneas directas.*

La construcción de líneas directas destinadas al suministro exclusivo de un consumidor mediante una conexión directa con la red de transporte queda excluida de la declaración de utilidad pública, así como de las disposiciones que en materia de expropiación y servidumbres se establecen en el presente capítulo, quedando sujetas al ordenamiento jurídico general.

Las líneas directas de conexión de una planta de producción de gases renovables con el sistema gasista destinadas a la inyección de gas en él, son susceptibles de reconocimiento en concreto de utilidad pública.

Artículo 94. *Recursos.*

Contra las resoluciones dictadas en materia de expropiación e imposición de servidumbre, cabrán los recursos previstos en la Ley de Expropiación Forzosa, de 16 de diciembre de 1954, y demás normativa aplicable.

Artículo 95. *Solicitud de reconocimiento de utilidad pública.*

1. Para el reconocimiento, en concreto, de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo 92 será necesario que el peticionario efectúe la correspondiente solicitud dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía con los requisitos señalados en el artículo 70 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

2. El peticionario presentará la correspondiente solicitud de reconocimiento, en concreto, de la utilidad pública de las instalaciones ante la Dirección General de Política Energética y Minas, o en las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno de las provincias donde radique la instalación. Igualmente, podrán presentarse las correspondientes solicitudes ante cualquiera de los lugares a que hace referencia el artículo 38.4 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

3. La solicitud de reconocimiento en concreto de utilidad pública podrá efectuarse bien de manera simultánea a la solicitud de autorización administrativa y/o de aprobación del proyecto de ejecución, o bien con posterioridad a la obtención de la autorización administrativa.

4. La solicitud se acompañará de un documento técnico y anejo de afecciones del proyecto que contenga la siguiente documentación:

a) Memoria justificativa y características técnicas de la instalación.

b) Planos de situación general, a escala mínima 1:25.000.

c) Planos parcelarios con identificación de fincas afectadas según el proyecto, situación de trazado de las canalizaciones e instalaciones auxiliares y afecciones resultantes.

d) Relación de las distintas Administraciones públicas afectadas, cuando la instalación pueda afectar a bienes de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidad Autónoma y Corporaciones locales, o a obras y servicios atribuidos a sus respectivas competencias.

e) Relación concreta e individualizada, en la que se describan, en todos sus aspectos, material y jurídico, los bienes o derechos que considere de necesaria expropiación, ya sea

ésta del pleno dominio de terrenos así como de servidumbres de paso y limitaciones de dominio y servicios complementarios en su caso, tales como caminos de acceso u otras instalaciones auxiliares.

5. Serán competentes para la tramitación de los expedientes de solicitud de utilidad pública las Direcciones de las áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno en cuyas provincias se ubique o discurra la instalación.

Artículo 96. *Información pública.*

La solicitud de reconocimiento, en concreto, de utilidad pública, junto con el documento técnico citado en el artículo anterior, se someterá al trámite de información pública durante el plazo de veinte días.

A estos efectos, se insertará anuncio, con la relación concreta e individualizada de los bienes y derechos afectados por el procedimiento de expropiación forzosa del pleno dominio, por limitaciones de dominio, o para la imposición de servidumbre de paso de las instalaciones gasistas, y sus instalaciones auxiliares, en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Boletín Oficial» de las provincias afectadas.

El anuncio se publicará también en dos de los diarios de mayor circulación de cada una de las provincias afectadas.

Asimismo, esta información se comunicará a los Ayuntamientos en cuyos términos municipales radiquen los bienes o derechos afectados por la instalación, para su exposición al público, en el tablón de edictos de los Ayuntamientos afectados por igual período de tiempo.

La información pública establecida a la que se refiere este artículo, de acuerdo con lo previsto en el artículo 78 del presente Real Decreto, podrá realizarse conjuntamente con la de la autorización administrativa prevista en este Título.

Artículo 97. *Alegaciones.*

Si como consecuencia de la información practicada, de acuerdo con el artículo anterior, se hubiesen presentado alegaciones, éstas se pondrán en conocimiento del solicitante para que éste a su vez comunique al órgano encargado de la tramitación lo que estime pertinente en el plazo no superior a quince días, quien, a su vez, junto con el resto del expediente tramitado, remitirá dichas alegaciones y las manifestaciones del peticionario a la Dirección General de Política Energética y Minas, así como, en el caso de necesaria expropiación, un informe basado en el proyecto presentado, relativo al cumplimiento de las condiciones establecidas en el artículo 95 del presente Real Decreto.

Artículo 98. *Información a otras Administraciones públicas.*

1. Por el órgano encargado de la tramitación del expediente, simultáneamente al trámite de información pública, se dará cuenta de la solicitud y de la parte del documento técnico por el que las distintas Administraciones, organismos, empresas de servicio público o de servicios de interés general resulten afectados, a fin de que por éstas se emita el correspondiente informe. Se entenderá que no existe objeción alguna cuando pasados veinte días y reiterada la petición transcurran diez días más sin recibir respuesta de dichas Administraciones u organismos públicos o empresas señaladas.

2. Se entenderá realizado el trámite de informe a que se refiere el apartado anterior cuando, en el supuesto de haberse solicitado conjuntamente la declaración de utilidad pública con la aprobación de proyecto de ejecución, se cumplan los requisitos y trámites establecidos en el artículo 80 del presente Real Decreto.

Artículo 99. *Oposición u objeción.*

1. Si conforme a lo establecido en el artículo anterior se hubiesen formulado objeciones por las Administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general consultadas, se pondrán aquéllas en conocimiento de la entidad solicitante, a

fin de que en un plazo de quince días realice las rectificaciones correspondientes o bien formule las razones en que fundamente la imposibilidad de atender tales objeciones.

2. Esta contestación será remitida por la Administración que tramita el expediente a las Administraciones u organismos públicos o empresas de servicio público o de servicios de interés general que los hubiesen formulado para que en un plazo de quince días presten su conformidad o reparos con la misma. Se entenderá su conformidad si dentro de este plazo las citadas Administraciones u organismos no emiten un nuevo escrito de reparos.

Artículo 100. *Resolución.*

1. La resolución sobre el reconocimiento en concreto de la utilidad pública corresponderá a la Dirección General de Política Energética y Minas, si la autorización es de competencia estatal, salvo en el caso de que se mantuviesen expresamente las oposiciones u objeciones sobre la declaración de utilidad pública por parte de las Administraciones u organismos públicos consultados y el Ministerio de Economía discrepase de sus propuestas, en cuyo caso la resolución del expediente corresponderá al Consejo de Ministros.

En todo caso, el órgano competente deberá dictar y notificar la correspondiente resolución en un plazo de seis meses desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro de dicho órgano.

2. La resolución se publicará en el «Boletín Oficial del Estado» y en el «Boletín Oficial» de la provincia o provincias afectadas.

La resolución se notificará al solicitante y a los afectados conforme a lo previsto en el artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa.

Artículo 101. *Efectos del reconocimiento en concreto de la utilidad pública.*

1. El reconocimiento en concreto de la utilidad pública llevará implícita la necesidad de ocupación de los bienes o de adquisición de los derechos afectados e implicará la urgente ocupación a los efectos del artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa, adquiriendo la empresa solicitante la condición de beneficiario en el expediente expropiatorio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2.2 de la Ley de Expropiación Forzosa.

2. Igualmente, llevará implícita la autorización para el establecimiento de la instalación gasista, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público, o patrimoniales del Estado, o de las Comunidades Autónomas, o de uso público propios o comunales de la provincia o municipio, obras y servicios de los mismos y zonas de servidumbre pública.

Artículo 102. *Procedimiento de expropiación.*

Reconocida la utilidad pública de la instalación, se iniciarán por las Delegaciones del Gobierno correspondientes, las actuaciones expropiatorias, conforme al procedimiento de urgencia establecido en el artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa y concordante de su Reglamento, siendo de aplicación el plazo de un mes para la notificación a los interesados afectados y a las publicaciones a las que se refiere el apartado 2 de dicho artículo 52 de la Ley de Expropiación Forzosa, procediéndose a la expropiación forzosa del pleno dominio de los terrenos y derechos necesarios para la construcción de la misma y de sus servicios auxiliares o complementarios, en su caso, o al establecimiento de las limitaciones de dominio o a la constitución de la correspondiente servidumbre de paso.

Artículo 103. *Adquisición por mutuo acuerdo.*

En cualquier momento, el solicitante del reconocimiento en concreto de la utilidad pública podrá convenir libremente con los titulares de los necesarios bienes y derechos la adquisición por mutuo acuerdo de los mismos. Este acuerdo, en el momento de declararse la utilidad pública de la instalación, adquirirá la naturaleza y efectos previstos en el artículo 24 de la Ley de Expropiación Forzosa, causando, por tanto, la correspondiente conclusión del expediente expropiatorio. En estos supuestos, el contrato de adquisición de derechos por mutuo acuerdo firmado, tendrá a todos los efectos el mismo alcance que el acta de ocupación, el beneficiario de la declaración de utilidad pública podrá, en su caso, solicitar de la autoridad competente la aplicación del mecanismo establecido en el artículo 59 del Reglamento de Expropiación Forzosa.

Artículo 104. *Expropiación a instancia del dueño del predio sirviente.*

1. Cuando la servidumbre de paso de las instalaciones de gas haga antieconómica la explotación del predio sirviente, el propietario podrá solicitar de la Administración que le sea expropiado dicho predio, adquiriendo el titular de la servidumbre el pleno dominio sobre el mismo.

2. En la solicitud deberán justificarse las causas concretas determinantes de los perjuicios económicos como consecuencia de la alteración de las condiciones fundamentales de explotación de la finca.

3. La Administración competente, para tramitar el expediente, resolverá sobre esta solicitud en el plazo de diez días. En el caso de que se deniegue la petición se observará lo previsto en el artículo 46 de la Ley de Expropiación Forzosa.

Artículo 105. *Modificación de la servidumbre a instancia del dueño del predio sirviente.*

1. Constituida la servidumbre de paso, el titular del predio sirviente podrá solicitar el cambio del trazado de la canalización de gas si no existen para ello dificultades técnicas, siendo a su costa los gastos de variación.

2. El titular del predio sirviente, a quien interese la variación del trazado de la canalización prevista en el número anterior, podrá solicitar del órgano encargado de la tramitación del expediente, dicha variación en el caso de que no exista acuerdo al respecto con la entidad titular de la canalización de gas.

3. En la solicitud deberá acreditarse la conformidad previa de los nuevos propietarios afectados por dicha variación, debidamente documentada, así como el compromiso formal de sufragar todos los gastos que ocasione su realización.

4. De esta petición se dará audiencia al beneficiario de la servidumbre por plazo de quince días, durante el cual presentará el presupuesto total de los gastos de todo orden que lleve consigo dicha variación de trazado y formulará, en su caso, las alegaciones que estime pertinentes.

5. Del presupuesto que se menciona en el apartado anterior se dará traslado al dueño del predio sirviente para que lo acepte o lo rechace.

6. La Administración competente resolverá y notificará la solicitud en el plazo de quince días, desde la fecha en que la solicitud haya tenido entrada en el registro del órgano competente, pronunciándose expresamente sobre el presupuesto presentado y señalando el plazo en el que se deberán realizar las obras de la variación.

7. Si la resolución es favorable a la variación, para llevar a efecto la misma, el solicitante deberá abonar previamente al titular de la canalización de gas el importe total del presupuesto a que se hace referencia en el apartado anterior.

Artículo 106. *Variación del trazado de la canalización de gas como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración.*

1. En la elaboración por parte de las distintas Administraciones públicas de proyectos o planes que puedan variar el trazado de una canalización de gas ya existente, se dará audiencia a la entidad titular de la misma, con objeto de que formule las alegaciones pertinentes sobre los aspectos técnicos, económicos y de cualquier otro orden respecto a la variación que se proyecte.

2. En el expediente a que se refiere el apartado anterior deberá emitir informe la Dirección General de Política Energética y Minas o el órgano autonómico que resulte competente.

3. La Administración competente sobre el proyecto o plan del que derive la necesidad de variación de la canalización de gas, una vez que éste haya sido aprobado, abonará al titular de la canalización el coste de la variante y los perjuicios ocasionados.

Artículo 107. *Causas de extinción de la servidumbre de paso.*

La servidumbre establecida para la ejecución de una instalación de transporte o distribución de gas o instalación auxiliar regulada por este Real Decreto se extinguirá:

a) Por la retirada de la instalación. Sin embargo, no se producirá la extinción por la adición, cambio o reparación de sus elementos.

b) Por la falta de uso de la misma sin causa justificada durante un plazo de nueve años desde que se haya interrumpido el servicio.

c) Por revocación o extinción de la autorización sobre dicha instalación.

d) Por las demás causas previstas en el Código Civil.

Artículo 108. *Determinación del justo precio y pago.*

1. Efectuada la ocupación de la finca, se tramitará el correspondiente expediente de fijación de justiprecio y pago, según la correspondiente legislación vigente en materia de expropiación forzosa y valoración del suelo.

2. La indemnización por el valor de los bienes y derechos a expropiar se determinará de conformidad con lo previsto en el capítulo III del Título II de la Ley de Expropiación Forzosa.

3. La indemnización por la imposición de la servidumbre de paso comprenderá los siguientes conceptos:

a) El valor de la superficie de terreno ocupado por la anchura de la zanja.

b) El importe del demérito que en el predio sirviente ocasionen la servidumbre, las limitaciones en el uso y aprovechamiento del predio como consecuencia del paso para la vigilancia, conservación y reparación de la línea de conducción de gas y las restricciones exigidas para la seguridad de las personas y las cosas.

c) La indemnización por daños y perjuicios derivados de la ocupación temporal de terrenos para depósitos de materiales o para el desarrollo de las actividades necesarias para la instalación y explotación de la línea de conducción de gas.

En la indemnización deberá indicarse de forma independiente la parte de la cuantía total correspondiente a cada uno de esos conceptos.

Artículo 109. *Alcance de la servidumbre de paso de las instalaciones de gas.*

1. La servidumbre de paso de las instalaciones de gas gravará los bienes ajenos en la forma y con el alcance que se determinan en la Ley del Sector de Hidrocarburos, en el presente Real Decreto y en la legislación general sobre expropiación forzosa, y se reputará servidumbre legal a los efectos prevenidos en el artículo 542 del Código Civil y demás con él concordantes.

2. En el caso de que las instalaciones puedan situarse sobre servidumbres administrativas ya establecidas, se deberá recabar de la autoridad u organismo que acordó la imposición de dicha servidumbre el informe correspondiente, y se adoptarán las medidas necesarias para que las mismas puedan seguir siendo utilizadas, caso de ser compatibles, o, en su defecto, se procederá a sustituirlas, de acuerdo con dicha autoridad u organismo.

Si no fuera posible el acuerdo, se procederá a su cesión o expropiación sin perjuicio de las indemnizaciones que procedan. En lo referente a la ocupación del espacio marítimo-terrestre, se estará a lo dispuesto en la Ley de Costas.

Artículo 110. *Servidumbre de paso subterráneo de instalaciones de gas.*

La servidumbre de paso de canalizaciones de gas comprenderá:

a) La ocupación del subsuelo por la canalización a la profundidad y con las demás características que señale la normativa técnica y urbanística aplicable.

b) El establecimiento de los elementos de protección, control, comunicación y dispositivos auxiliares necesarios para las instalaciones de transporte y distribución de gas.

c) El derecho de paso o acceso para atender al establecimiento, vigilancia, conservación y reparación de las instalaciones de transporte y distribución de gas y sus instalaciones auxiliares necesarias.

d) La ocupación temporal de terrenos u otros bienes, en su caso, necesarios a los fines indicados.

Artículo 111. *Condiciones de seguridad.*

Las condiciones y limitaciones que deberán imponerse en cada caso por razones de seguridad se aplicarán con arreglo a los Reglamentos y normas técnicas vigentes.

Artículo 112. *Relaciones civiles.*

1. La servidumbre de paso de instalaciones de transporte y distribución de gas natural por canalización no impide al dueño del predio sirviente cercarlo o edificar sobre él, dejando a salvo dicha servidumbre, siempre que sea autorizado por la Administración competente, que tomará en especial consideración la normativa vigente en materia de seguridad. Podrá, asimismo, el dueño solicitar el cambio de trazado de la canalización, si no existen dificultades técnicas, corriendo a su costa los gastos de la variación, incluyéndose en dichos gastos los perjuicios ocasionados.

2. Se entenderá que la servidumbre ha sido respetada cuando la cerca, plantación o edificación construida por el propietario no afecte al contenido de la misma y a la seguridad de la instalación, personas y bienes de acuerdo con el presente Real Decreto.

3. En la franja definida por la zanja donde van alojadas las canalizaciones de gas, incrementada en las distancias mínimas de seguridad reglamentarias, a ambos lados de la misma, queda limitada la plantación de árboles y prohibida la construcción de edificios e instalaciones industriales

Artículo 113. *Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso.*

La servidumbre de paso para las instalaciones de transporte y distribución de gas natural por canalización, siempre que sea posible y en concordancia con lo previsto en las legislaciones sectoriales sobre bienes y servicios públicos, tenderá a evitar la afección a cualquier género de propiedades particulares, cuando se cumplan conjuntamente las condiciones siguientes:

a) Que la canalización de gas pueda instalarse sobre terrenos de dominio o servicio público o patrimonial del Estado, de la Comunidad Autónoma, de las provincias o de los municipios.

b) Que la variación del trazado no sea superior en longitud al 10 por 100 de la parte de canalización de gas afectada por la variación que según el proyecto transcurra sobre la propiedad del solicitante de la misma.

c) Que técnicamente la variación sea posible.

La indicada posibilidad técnica será apreciada por el órgano que tramita el expediente, previo informe de las Administraciones u organismos públicos a quienes pertenezcan o estén adscritos los bienes que resultan afectados por la variante, y, en su caso, con audiencia de los propietarios particulares interesados.

En todo caso, se considerará no admisible la variante cuando el coste de la misma sea superior en un 10 por 100 al presupuesto de la parte de la canalización de gas afectada por la variante.

CAPITULO VI

Revisiones e inspecciones

Artículo 114. *Revisiones periódicas.*

1. Las instalaciones de almacenamiento, regasificación, transporte y distribución de gas natural a que se hace referencia en el artículo 67, así como sus instalaciones auxiliares, para las que se hubiese levantado acta de puesta en servicio de la instalación deberán ser revisadas, en la forma y periodicidad que determine la legislación vigente en cada caso.

Artículo 115. *Inspecciones.*

1. Es función de la Comisión Nacional de Energía inspeccionar a petición de la Administración General del Estado o de las Comunidades Autónomas competentes, o de

oficio, las condiciones técnicas de las instalaciones y el cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones de instalaciones, la continuidad y calidad del servicio, así como la efectiva separación de actividades cuando sea exigida.

2. Si como consecuencia de las inspecciones realizadas se pusiera de manifiesto alguna irregularidad que precisase la intervención de las Administraciones públicas, la Comisión Nacional de Energía, en su caso, o el órgano de la Administración competente de la Comunidad Autónoma, lo pondrá en conocimiento del titular de la instalación junto con la propuesta de resolución y los plazos para subsanar dicha irregularidad.

3. La Comisión Nacional de Energía acordará, en su caso, la iniciación de los expedientes sancionadores y realizará la instrucción de los mismos, cuando sean de la competencia de la Administración General del Estado, e informará, cuando sea requerida para ello, aquellos expedientes sancionadores iniciados por las distintas Administraciones públicas.

TITULO V

Registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización

Artículo 116. *Registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización.*

1. El registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización regulado en el artículo 83 de la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos se regirá en cuanto a su organización y funcionamiento por lo dispuesto en el presente título.

2. La gestión del registro corresponderá a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

3. Las inscripciones que se realicen en el registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización no devengarán el cobro de tasas.

Artículo 117. *Tratamiento de los datos.*

1. El tratamiento de los datos de carácter personal inscritos en el registro regulado en el presente título se someterá a lo dispuesto en la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de protección de datos de carácter personal.

2. Los sujetos obligados a comunicar datos al registro serán responsables de la veracidad y actualidad de los datos que faciliten.

3. El acceso a los datos podrá tener lugar, mediante petición, en la que resulten identificados los datos de cuyo acceso se trate, sin que sea admisible su solicitud genérica.

4. La Comisión Nacional de Energía y el Gestor Técnico del Sistema tendrán acceso a la información contenida en el Registro al que se refiere el presente título, así como las comunidades autónomas en el ámbito de sus competencias.

5. Las personas que en el ejercicio de sus funciones tengan acceso a datos que obran en estos registros estarán obligadas a guardar secreto respecto de los mismos.

Artículo 118. *Cancelación de las inscripciones.*

La cancelación de las inscripciones en el registro al que se refiere el presente título se producirá a instancia del interesado o de oficio en los supuestos de cese de la actividad, revocación por el órgano competente de la autorización que sirvió de base para la inscripción.

Para proceder a la cancelación de oficio de la inscripción será precisa la instrucción del correspondiente expediente con audiencia del interesado.

Artículo 119. *Estructura del registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización.*

1. Deberán inscribirse en el registro administrativo de distribuidores de combustibles gaseosos por canalización, todos aquellos que, de acuerdo con lo previsto en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, tengan la condición de distribuidores.

2. La solicitud de inscripción en el registro de distribuidores de gases combustibles por canalización, se dirigirá a los órganos competentes de las comunidades autónomas que otorgaron la autorización administrativa correspondiente, los cuales darán traslado a la Dirección General de Política Energética y Minas en plazo máximo de un mes desde la solicitud de inscripción, así como de la documentación que la acompañe.

3. La solicitud de inscripción se acompañará, al menos, de la siguiente documentación:

a) Escritura de constitución de la sociedad debidamente inscrita en el Registro mercantil.

b) Autorizaciones administrativas para ejercicio de la actividad otorgadas por la administración competente, con indicación de las áreas geográficas de suministro.

c) Acta de puesta en marcha de las instalaciones.

4. Se realizará una única inscripción por empresa distribuidora, en la que constarán las diferentes áreas geográficas en las que se realiza la distribución.

5. La formalización de la inscripción en la que constará el número de identificación en el Registro, será notificada al interesado y al órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Artículo 120. *Actualización de datos.*

1. Cualquier modificación de los datos que figuren en el Registro de distribuidores, sobre identificación de la sociedad, de las instalaciones de las que sea el titular, áreas de distribución en su caso, o cualquier otro dato relevante de los que figuren en el registro, deberá ser comunicada por el interesado en el plazo máximo de un mes desde que aquélla se produzca. En estas modificaciones quedan incluidos los cambios de denominación o razón social del titular, las fusiones, absorciones o escisiones de sociedades que afecten a la titularidad de las instalaciones, así como la ampliación sustancial de las mismas.

2. Anualmente, en el primer trimestre de cada año, la Dirección General de Política Energética y Minas comunicará a las empresas distribuidoras inscritas en el Registro de distribuidores, los datos registrales correspondientes a sus áreas de distribución que figuren en el registro, con el fin de que confirmen la exactitud de los mismos, o indiquen, motivadamente, las modificaciones a introducir.

Artículo 121. *Sección Primera: plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural y plantas de licuefacción de gas natural.*

(Sin contenido)

Artículo 122. *Sección Segunda: gasoductos de Transporte Primario.*

(Sin contenido)

Artículo 123. *Sección Tercera: gasoductos de transporte secundario.*

(Sin contenido)

Artículo 124. *Sección Cuarta: almacenamientos subterráneos de gas natural.*

(Sin contenido)

Artículo 125. *Actualización de datos.*

(Sin contenido)

Artículo 126. *Estructura del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización.*

(Sin contenido)

Artículo 127. *Sección primera: empresas distribuidoras.*

(Sin contenido)

Artículo 128. *Sección segunda: empresas comercializadoras.*

(Sin contenido)

Artículo 129. *Sección tercera: consumidores cualificados.*

(Sin contenido)

Artículo 130. *Actualización de datos.*

(Sin contenido)

Artículo 131. *Número de identificación en el registro.*

(Sin contenido)

[. . .]

Disposición adicional quinta. *Nueva redacción del artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.*

Se sustituye la redacción del primer párrafo del apartado B) Término de conducción del peaje de transporte y distribución, del artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por la siguiente:

> «El término de conducción del peaje de transporte y distribución será facturado por la empresa distribuidora titular de las instalaciones donde esté situado el punto de entrega del gas natural al consumidor final, al sujeto con contrato de acceso. En el caso de que el punto de entrega al consumidor final se encuentre conectado directamente a las instalaciones de un transportista, el término de conducción será facturado por la empresa transportista.»

Disposición adicional sexta. *Modificación del artículo 15.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía.*

Se modifica el artículo 15.2 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, quedando redactado del siguiente modo:

> «El solicitante de acceso podrá elevar escrito de disconformidad a la Comisión Nacional de Energía en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente a aquel en que deba entenderse denegado el acceso. Cuando la denegación del acceso se hubiere hecho de forma expresa, el plazo del mes se computará desde el día siguiente a aquel en que se le haya notificado dicha denegación.
>
> El plazo para resolver y notificar será de tres meses, transcurrido el cual se entenderá desestimada la solicitud de acceso.»

Disposición adicional séptima. *Modificación del artículo 16.4 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía.*

Se modifica el artículo 16.4 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, quedando redactado del siguiente modo:

> «La Comisión Nacional de Energía resolverá sobre los conflictos planteados en el plazo máximo de tres meses.
>
> La Comisión Nacional de Energía comunicará las resoluciones que adopte en los conflictos a los que se refiere este artículo al Ministerio de Economía, así como a las Comunidades Autónomas que resulten afectadas por las mismas.»

Disposición adicional octava. *Nueva disposición adicional al Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía.*

Se introduce una nueva disposición adicional al Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, quedando redactada del siguiente modo:

«DISPOSICIÓN ADICIONAL

Quinta. *Procedimientos de conflicto.*

El plazo para instar todo tipo de conflictos a la Comisión Nacional de Energía será de un mes. El plazo para resolver y notificar será de tres meses, transcurrido el cual se entenderán desestimadas las pretensiones del solicitante.»

Disposición adicional novena. *Tramitación electrónica de solicitudes.*

Las solicitudes, escritos y comunicaciones relativas a los distintos procedimientos que se realicen ante cualquier órgano de la Administración General del Estado de conformidad con este real decreto, se presentarán por medios electrónicos en los supuestos previstos en el artículo 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Esta obligación comprenderá la práctica de notificaciones administrativas por medios electrónicos, de conformidad con los artículos 40, 41 y 43 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, que se realizará mediante comparecencia en sede electrónica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital o en el punto de acceso general de la Administración General del Estado, accesible por los interesados mediante los sistemas de identificación previstos en dicha Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Disposición transitoria primera. *Adecuación de contratos de suministro.*

Las condiciones de los contratos de suministro a tarifa que se regulan en el presente Real Decreto serán de aplicación a los contratos que se suscriban o renueven a partir de la entrada en vigor del presente Real Decreto. Dichas condiciones quedarán automáticamente incorporadas en los contratos o pólizas de abono vigentes.

Disposición transitoria segunda. *Acreditación de requisitos legales, técnicos y económicos para las actividades de transporte y distribución.*

A los efectos previstos en los artículos 5 y 9 del presente Real Decreto, se considerarán acreditados los requisitos de capacidad legal, técnica y económica para aquellas entidades de nacionalidad española o de cualquier otro Estado miembro de la Unión Europea con establecimiento permanente en España que en el momento de la entrada en vigor del presente Real Decreto cuenten con autorización administrativa para las instalaciones de transporte o distribución y revistan la forma jurídica que exige la Ley 34/1998 y el presente Real Decreto para el ejercicio que corresponda a cada actividad.

Disposición transitoria tercera. *Actividad de comercialización.*

Las empresas comercializadoras que de forma provisional hayan sido autorizadas e inscritas en la Sección Segunda del Registro de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, del Ministerio de Economía, dispondrán de un plazo de seis meses para presentar la solicitud de autorización de su actividad y de inscripción definitiva en el Registro.

Para ello, deberán presentar la documentación establecida en el artículo 16 del presente Real Decreto.

Transcurrido el plazo de seis meses sin que se haya presentado la solicitud, la autorización provisional quedará sin efectos.

Disposición transitoria cuarta. *Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones de Transportistas de Gas.*

Las empresas que a la entrada en vigor del presente Real Decreto sean titulares de instalaciones de transporte, almacenamiento y regasificación deberán proceder a la inscripción de las mismas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Transportistas de Gas, en un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

Disposición transitoria quinta. *Inscripción en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados de combustibles gaseosos por canalización.*

1. Las empresas que a la entrada en vigor del presente Real Decreto estén ejerciendo la actividad de distribución deberán proceder a su inscripción en la Sección Primera del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, de combustibles gaseosos por canalización, en un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

2. Los consumidores cualificados que a la entrada en vigor del presente Real Decreto vengan ejerciendo tal condición, y no se suministren de un comercializador autorizado, deberán proceder a su inscripción en la Sección Tercera del Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados, de combustibles gaseosos por canalización, en un plazo no superior a tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

Disposición transitoria sexta. *Expedientes en tramitación.*

Los expedientes sobre las materias reguladas en el presente Real Decreto, iniciados con anterioridad a la entrada en vigor del mismo, continuarán su tramitación de acuerdo a los procedimientos previstos en el presente Real Decreto, salvo manifestación expresa de los interesados, en cuyo caso será de aplicación la normativa vigente en el momento en que iniciaron la tramitación del expediente.

Disposición transitoria séptima. *Derechos de acometida.*

A los derechos de acometida correspondientes a las solicitudes efectuadas con anterioridad a la entrada en vigor del presente Real Decreto les serán de aplicación los presupuestos efectuados por las empresas distribuidoras, siempre que éstos no excedan de las cantidades correspondientes al aplicar lo dispuesto en el presente Real Decreto, en cuyo caso les será de aplicación lo dispuesto en el mismo.

Disposición transitoria octava. *Sistema de información de puntos de consumo.*

Las empresas distribuidoras dispondrán de un plazo de tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto para establecer el sistema de información de los puntos de consumo conectados a sus instalaciones establecido en el artículo 43 del presente Real Decreto.

Asimismo, deberán remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas una memoria resumen del sistema establecido con indicación de las principales características del mismo y los medios de comunicación previstos entre los diferentes sujetos interesados.

Disposición transitoria novena. *Definición de acometidas.*

Las acometidas incluidas en proyectos de autorización de instalaciones de distribución y en los planes anuales de ampliación de la red de distribución presentados en la Administración competente, con anterioridad a la entrada en vigor del presente Real Decreto, en los que se hayan incluido las acometidas definidas en el artículo 24 del presente Real Decreto, y no se hayan construido, tendrán a todos los efectos la consideración de acometidas con independencia de lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 24.

Disposición transitoria décima. *Reducciones de capacidad y fianza.*

1. Con objeto de evitar la existencia de capacidades ociosas en el sistema gasista, cuyo mantenimiento pudiera producir el efecto de restringir la competencia efectiva en el mismo, los titulares de reservas de capacidad, dentro de los tres meses siguientes a la fecha de entrada en vigor del presente Real Decreto, podrán formular peticiones de reducción de capacidad, tanto en volumen como en tiempo, sin necesidad de cumplir los requisitos a que se refiere el artículo 6.3 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

2. Dichas reducciones de capacidad no implicarán coste alguno para los solicitantes, debiendo presentarse por éstos un análisis de mercado que las justifique. Estos análisis de mercado serán remitidos al Gestor Técnico del Sistema.

3. Sin perjuicio de lo dispuesto en la disposición adicional cuarta del presente Real Decreto, la capacidad de acceso al sistema que quede liberada se destinará preferentemente a cubrir las solicitudes de acceso que cumplan las dos condiciones siguientes:

a) Que se dirijan a garantizar la continuidad de los contratos de acceso vigentes y realmente utilizados cuyo vencimiento se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2004.

b) Que el peticionario del acceso no disponga, al vencimiento de tales contratos, de otra vía de acceso al sistema español que permita la continuidad de tales suministros.

4. A los contratos celebrados con anterioridad a la entrada en vigor del presente Real Decreto les será de aplicación lo dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en la redacción dada al mismo por el presente Real Decreto, y en concreto lo dispuesto en el artículo 6.4, debiendo a tal efecto constituirse la fianza correspondiente dentro de los cuatro primeros meses del año 2003.

Quienes hubiesen reducido capacidad de acuerdo con lo previsto en los apartados 1 y 2 anteriores sólo estarán obligados a prestar fianza en relación con la parte de capacidad no reducida.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Queda derogado el Decreto 2913/1973, de 26 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General del Servicio Público de Gases Combustibles, en los aspectos regulados por este Real Decreto, permaneciendo en vigor en todo lo no contemplado en este Real Decreto.

Asimismo, queda derogada cualquier otra disposición de igual o menor rango en lo que se oponga al presente Real Decreto.

Disposición final primera. *Carácter básico.*

1. El presente Real Decreto tiene carácter básico, de acuerdo con lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución.

2. Se excluye del carácter básico las referencias a los procedimientos administrativos, que serán regulados por la Administración competente, ajustándose a lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común. Los capítulos II, III y IV del Título IV, serán de aplicación únicamente a la Administración General del Estado.

3. Los artículos del presente Real Decreto relativos a servidumbres de expropiación forzosa se dictan en ejercicio de las competencias atribuidas al Estado en el artículo 149.1.8.ª y 18.ª de la Constitución.

Disposición final segunda. *Desarrollo normativo.*

Se autoriza al Ministro de Economía para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y cumplimiento de lo establecido en el presente Real Decreto.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

El presente Real Decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO I

Derechos de acometida

1. Suministros conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar:

a) El solicitante de la acometida abonará a la compañía distribuidora el importe que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Importe (euros)} = 86{,}79 \times (L–6)$$

siendo L la longitud de la acometida en metros.

En el caso de cantidades negativas el importe será cero.

A estos efectos se considerará por solicitante la persona física o jurídica que solicite la acometida sin que necesariamente tenga que contratar el nuevo suministro o ampliación.

b) El contratante de un nuevo punto de suministro o consumo, o de la ampliación de uno ya existente, deberá abonar a la empresa distribuidora, en el momento de la contratación, el importe recogido en el siguiente cuadro en función de la tarifa o peaje contratado.

Grupo de tarifa o peaje	Consumo anual en kWh/año	Euros por contratante
3.1	Menor o igual a 5.000	87,56
3.2	Mayor de 5.000 y menor o igual a 15.000	87,56
3.2	Mayor de 15.000 y menor o igual a 50.000	201,29
3.3	Mayor de 50.000 y menor o igual a 100.000	402,58
3.4	Mayor de 100.000	402,58

En el caso de ampliación de un suministro la cantidad a abonar será la diferencia entre la que corresponda al nuevo suministro y la abonada para el contratado con anterioridad.

2. Suministros contratados a presión superior a 4 bar.

Para las acometidas que se conecten a redes de presión superior a 4 bar, la empresa distribuidora o transportista, elaborará el correspondiente presupuesto económico suficientemente desglosado y lo comunicará al solicitante en los plazos establecidos en el artículo 25, indicando el plazo de ejecución y las condiciones generales.

En caso de discrepancia el solicitante podrá elevar escrito motivado al Organismo competente de la Comunidad Autónoma que resolverá en el plazo de veinte días.

3. Anualmente, el Ministro de Economía, previo los trámites e informes oportunos, procederá a la actualización, de los importes establecidos en este artículo, mediante la aplicación del parámetro de actualización siguiente:

Parámetro de actualización = 0,75 x IPH.

Donde IPH = (IPCj + IPR j)/2.

IPCj: Previsión de la variación del índice de precios al consumo para el año j .
IPRj : Previsión de la variación del índice de precios industriales para el año j.

Esta actualización se incluirá en la correspondiente Orden de tarifas de gas natural.

ANEXO II

Contrato para el suministro de gas a tarifas

Número de Contrato:
Número de Punto de Suministro:
Tipo de Gas:
Localidad:

Fecha:

El consumidor ....., con documento nacional de identidad/código de identificación fiscal: ..... contrata con la empresa ..... el suministro de gas en el domicilio situado en la calle ....., número ....., escalera ....., piso ....., puerta ....., localidad ....., provincia ....., teléfono .....

En su nombre, D..... mayor de edad, con documento nacional de identidad ....., vecino de ....., con domicilio en .....

Obligándose ambos a cumplir las condiciones generales, especiales y aplicación de tarifas que se unen a esta póliza, todo ello de acuerdo con las prescripciones reglamentarias vigentes.

CONDICIONES ESPECIFICAS DE ESTE CONTRATO

Instalación

La instalación para este suministro se compone de los elementos que figuran en el Certificado de Instalaciones de Gas, cuya copia se adjunta y que forma cuerpo con este contrato.

Empresa Instaladora:

Contadores:

Situación:

- ☐ en batería.
- ☐ en vivienda.
- ☐ en rellano.

Capacidad: .....m^3/h.

Propiedad:

- ☐ Empresa (en régimen de alquiler al usuario).
- ☐ Usuario.

Horas de suministro: Régimen permanente.

Duración del contrato: La duración de los contratos de suministro a tarifa será anual y se prorrogará tácitamente por plazos iguales. No obstante lo anterior, el consumidor podrá darse de baja en el suministro antes de dicho plazo, siempre que lo comunique fehacientemente a la empresa distribuidora con una anticipación mínima de seis días hábiles a la fecha que desee la baja del suministro, todo ello sin perjuicio de las condiciones económicas que resulten de aplicación de la normativa tarifaria vigente.

Características del servicio contratado: La presión en el punto de conexión con la red general de la Empresa, así como el poder calorífico del gas, se adecuará en todo momento a lo dispuesto en la reglamentación vigente.

La Presión de garantía es de: .....

Tarifas que se aplican: Será de aplicación la tarifa .....de las oficialmente aprobadas.

Forma de pago:

- ☐ Domiciliación bancaria.
- ☐ En entidades de crédito.
- ☐ Otras.

Período de facturación:

- ☐ Mensual.
- ☐ Bimestral.
- ☐ Otros.

Período de lectura:

- ☐ Mensual.
- ☐ Bimestral.
- ☐ Otros.

El usuario: La empresa

CONDICIONES DE CARACTER GENERAL

Facultad de elegir tarifa y de modificación de la misma:

El consumidor podrá elegir la tarifa, en función de la presión de la red a la que esté conectado, la modalidad de facturación o de forma de abono que estime más conveniente dentro de las establecidas por el distribuidor y aprobadas administrativamente.

Asimismo, podrá modificar la tarifa aplicable, comunicándolo al distribuidor, siempre que no hayan transcurrido doce meses desde la última modificación o cuando se hayan producido cambios en la estructura tarifaria que le afecten.

Mantenimiento de las instalaciones:

Corresponde al usuario mantener en perfecto estado de conservación la instalación receptora, incluidos los aparatos de consumo, así como hacer un uso adecuado de la misma, efectuando aquellas mejoras o modificaciones de la instalación que reglamentariamente se determinen.

El usuario deberá realizar las revisiones obligatorias de las instalaciones con la periodicidad y alcance que establezca la legislación correspondiente.

El propietario o quién represente a la comunidad se responsabilizará de la conservación de las instalaciones comunes del edificio.

El distribuidor será responsable de la conservación de las instalaciones de la red de distribución hasta la llave de acometida del inmueble, incluida ésta.

Equipo de medida:

En cada punto de suministro se instalará un equipo de medida. El mantenimiento y comprobaciones periódicas establecidas serán responsabilidad del propietario de los equipos de medida.

Se podrán instalar, previo acuerdo entre cliente y distribuidor, contadores de funcionamiento por monedas, tarjetas u otros sistemas de pago y control, que se ajustarán a la estructura tarifaria ordinaria o a la que reglamentariamente se establezca para este tipo de suministro.

Verificación de equipos de medida:

Tanto el usuario como la empresa distribuidora podrán solicitar la verificación del equipo de medida, utilizando para ello los servicios de un laboratorio acreditado.

Los gastos generados por la comprobación y verificación del contador serán a cargo del solicitante en el caso de que resulte correcto el funcionamiento del mismo, y a cargo del propietario del equipo en caso contrario.

Características del gas suministrado:

El distribuidor queda obligado a mantener la presión del suministro y el poder calorífico dentro de los valores fijados reglamentariamente. Además deberá asegurar que el gas suministrado posea un olor característico añadiendo compuestos odorizantes en la proporción necesaria cuando fuera preciso.

Descuentos en la facturación por interrupciones del suministro:

1. Cuando se produjesen interrupciones de suministro, la empresa suministradora aplicará una rebaja del 10 por ciento en las facturas mensuales correspondientes a los abonados afectados por cada dos interrupciones registradas en un punto de suministro en el mes, siempre que ninguna de ellas exceda de cinco horas.

2. Si la duración de dichas interrupciones de servicio fuese superior a cinco horas e inferior a un día, a efectos de calcular el descuento aplicable, se computará cada interrupción de suministro como dos interrupciones. Si la interrupción durase uno o más días, se computarán tres interrupciones por día de suministro interrumpido. No obstante, el descuento no podrá exceder en ningún caso del 50 por ciento del importe de la factura.

3. El abono de las cantidades devengadas se efectuará en los dos meses siguientes.

4. Cuando la interrupción del suministro sea debida a causas de fuerza mayor o de mantenimiento programado de las instalaciones, no se aplicarán las reducciones en la facturación mensual de los clientes a tarifa.

5. Todo lo anterior será de aplicación sin perjuicio de la responsabilidad civil que pueda derivarse de los daños causados como consecuencia de la interrupción del suministro.

6. Todo lo anterior no será de aplicación a los contratos de suministros que tengan la consideración de interrumpibles.

7. Cualquier otro tipo de descuento que el distribuidor aplique a algún consumidor de características similares se aplicará a los suministros objeto del presente contrato.

Traspaso o cesión del contrato:

El usuario podrá traspasar el contrato de un punto de suministro, siempre que lo comunique fehacientemente a la empresa distribuidora y se halle al corriente de pago.

En los casos en que el usuario efectivo del servicio sea persona distinta al titular que figura en el contrato podrá pedir el cambio a su nombre del contrato existente, previa acreditación fehaciente con justo título y se halle al corriente de pago.

Cláusulas adicionales:

Las cláusulas adicionales o especiales que se puedan insertar en el contrato no contendrán en modo alguno preceptos contrarios a la legislación vigente ni precios superiores a los de las tarifas autorizadas y puestas en vigor con carácter general.

Aumento de la capacidad de suministro:

En el supuesto que el usuario necesite consumir una cantidad de gas superior a la inicialmente contratada, deberá comunicarlo previamente al distribuidor con el fin de que éste proceda a la sustitución del contador si el nuevo consumo está fuera del rango de medida del equipo instalado.

Suspensión del suministro:

La empresa distribuidora podrá suspender el suministro a sus usuarios en los siguientes casos:

a) Cuando se establezcan derivaciones para suministrar gas a una instalación no prevista en el contrato.

b) Cuando las instalaciones receptoras o aparatos consumidores de gas no cuenten con las autorizaciones necesarias.

c) Cuando se manipule el equipo de medida o control o se evite su correcto funcionamiento.

d) Por deficiente conservación de las instalaciones, cuando ello suponga peligro para la seguridad de personas o bienes.

e) Cuando el usuario no permita al personal autorizado por la empresa la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior para inspeccionar las instalaciones o efectuar la lectura de contador.

f) Por impago de acuerdo con lo dispuesto en los párrafos siguientes:

En todos los casos anteriores la suspensión del suministro se llevará a cabo por la empresa distribuidora, quien lo comunicará al usuario de forma fehaciente con una antelación mínima de seis días hábiles. En dicha comunicación deberá figurar la fecha de suspensión del suministro y la causa del mismo. El usuario podrá recurrir, en un plazo máximo de cinco días, a la Administración competente, la cual resolverá sobre la suspensión en un plazo máximo de veinte días, entendiéndose desestimado el recurso en caso de no existir resolución expresa. En caso de que el usuario recurra la suspensión del suministro deberá remitir copia del recurso presentado a la empresa distribuidora, que no podrá proceder a la suspensión del suministro mientras no haya resolución por parte de la Administración o hayan transcurrido veinte días desde la interposición del recurso.

En el caso de suspensión del suministro por deficiente conservación de las instalaciones, cuando ello suponga peligro para la seguridad de personas o bienes, la suspensión se realizará de forma inmediata por la empresa distribuidora, no siendo de aplicación lo dispuesto en el apartado anterior.

Mientras dure la suspensión del suministro no se seguirá facturando el término fijo de la tarifa.

Suspensión del suministro a tarifa por impago:

La empresa distribuidora podrá suspender el suministro cuando hayan transcurrido al menos dos meses desde que les hubiera sido requerido fehacientemente el pago, sin que el mismo se hubiera hecho efectivo. A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de suministro a tarifa, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, así como de la fecha, identidad y contenido del mismo, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite. Dicha comunicación deberá incluir el trámite de interrupción del suministro por impago, precisando la fecha a partir de la que se interrumpirá, de no abonarse en fecha anterior las cantidades adeudadas.

Para proceder a la suspensión del suministro por impago, la empresa distribuidora no podrá señalar como día para la interrupción un día festivo ni aquellos que, por cualquier motivo, no exista servicio de atención al cliente tanto comercial como técnico a efectos de la reposición del suministro, ni en víspera de aquellos días en que se dé alguna de estas circunstancias.

Efectuada la suspensión del suministro, éste será repuesto como máximo en las cuarenta y ocho horas siguientes a la fecha del abono de la cantidad adeudada, de los intereses que haya devengado de acuerdo con lo anterior y de la cantidad autorizada en concepto de reconexión del suministro, excepto en los casos en los que haya transcurrido el período que implique la rescisión del contrato.

Suspensión temporal del suministro por causas técnicas:

Los distribuidores deberán mantener el servicio de forma permanente a los consumidores conectados a su red, excepto en los casos que se contemplan en la legislación vigente. No obstante, podrá interrumpir el suministro temporalmente si concurre alguna de las siguientes circunstancias:

d) Por razones de seguridad.

e) Por causa de fuerza mayor.

f) Para efectuar tareas de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones de gas.

Salvo situaciones de urgencia, el distribuidor deberá proceder a informar con antelación suficiente a los usuarios afectados y a los comercializadores a los que preste su servicio sobre la intención de proceder a la interrupción del suministro y fecha en que se procederá a la interrupción. En dicha información se hará constar la causa que origina la interrupción y la fecha prevista para reanudar el suministro.

En todos los casos, el distribuidor deberá comunicar a los usuarios y comercializadores afectados la reanudación del suministro, utilizando los medios más adecuados.

Gastos por desconexión y reconexión:

Los gastos que origine la suspensión del suministro serán por cuenta de la empresa distribuidora y la reconexión del suministro, en caso de corte justificado e imputable al consumidor, será por cuenta del consumidor, que deberá abonar una cantidad equivalente al doble de los derechos de enganche vigentes como compensación por los gastos de desconexión.

Reclamaciones y Jurisdicción:

Las reclamaciones, dudas e interpretaciones de las condiciones del suministro y cuanto se relaciona con este contrato serán resueltas por el Órgano competente en materia de energía de la Comunidad Autónoma donde se efectué el suministro.

Independientemente de lo anterior, corresponde a los Tribunales de Justicia, a instancia de la parte interesada, intervenir en todas las cuestiones propias de su jurisdicción.

Ambas partes contratantes se someten a la jurisdicción y competencia de los Juzgados y tribunales que correspondan al lugar en que se efectúe el suministro.

Características del Servicio contratado:

Si fuera preciso modificar el valor de referencia del Poder Calorífico Superior (PCS), el cambio podrá ser efectuado previa autorización del órgano administrativo competente. En cualquier caso, las modificaciones a realizar no supondrán coste alguno para el usuario.

Condiciones no previstas en el presente contrato:

En lo no previsto en las anteriores condiciones se estará en lo dispuesto en el Real Decreto por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, así como lo dispuesto en la normativa vigente en la materia en cada momento.

§ 57

Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
«BOE» núm. 128, de 26 de mayo de 2018
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2018-6998

I

El presente real decreto modifica el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, y el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, con el fin de regular y actualizar determinados aspectos en el funcionamiento del sistema gasista.

España se encuentra a la cabeza de la Unión Europea en infraestructuras y capacidad de almacenamiento de gas natural licuado, siendo el país europeo con mayor número de plantas de regasificación. Asimismo, por su situación geoestratégica, tiene un importante potencial para desarrollar el mercado de gas natural licuado orientado al suministro de este combustible en el transporte marítimo.

Es, por tanto, necesario impulsar la utilización de las infraestructuras de gas natural licuado, flexibilizando los servicios de contratación de capacidad, tal y como establece el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, donde se incluye un listado de servicios ofertados en las instalaciones incluidas en el régimen regulado de acceso de terceros. Dicha flexibilidad, al incrementar la utilización de estas infraestructuras, aumentará los ingresos del sistema gasista, reforzando su sostenibilidad económica al mismo tiempo que contribuirá a alcanzar los objetivos perseguidos por la Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos (entre los que se encuentra el gas natural licuado o GNL) que fomenta su utilización frente a los derivados del petróleo, con el objetivo de limitar la contaminación y el cambio climático.

Asimismo, se modifica el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para incluir la definición de la estructura de los peajes aplicados a diversos servicios incluidos en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, como son la entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución, la salida desde el Punto virtual de Balance a planta de regasificación o el almacenamiento en el Punto Virtual de Balance, que actualmente no cuentan con una estructura de peajes definida. Por otra parte, se adapta la estructura de los peajes de las plantas de regasificación, incluyendo los aplicables a descarga de buques, el

almacenamiento de GNL, la regasificación, la entrada en el Punto Virtual de Balance desde la red de transporte y la recarga de buques, incluyendo en este último caso el suministro a buques que utilicen GNL como combustible.

También se modifica el citado real decreto con objeto de regular la baja del sistema retributivo de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento básico en extensión de vida útil, circunstancia que no estaba prevista en la normativa vigente. Así, se habilita a que, mediante orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se pueda dejar de retribuir instalaciones en extensión de vida útil, garantizando la seguridad de suministro del sistema gasista. Este procedimiento tendrá carácter excepcional y deberá estar justificado en la baja utilización de las instalaciones y las previsiones de demanda que así lo recomienden para garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista y siempre que dichas instalaciones no sean necesarias para garantizar la seguridad del suministro energético.

II

En lo que respecta a las modificaciones introducidas en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, se actualiza su título IV modificando el capítulo II correspondiente al cierre de instalaciones de transporte, regasificación, almacenamiento y distribución de gas natural. Como principal novedad, se profundiza en la regulación los procedimientos de cierre de instalaciones, diferenciando entre el cierre temporal o definitivo de las mismas, ambos previa solicitud del titular. En caso de cierre podrá exigirse el desmantelamiento de la instalación, de conformidad con los artículos 67 y 73 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, el cual no será retribuido por el sistema gasista. Asimismo, se incide en que en caso de cierre ya sea temporal o definitivo, el titular de la estación no devengará derecho de retribución alguno.

En las modificaciones introducidas al artículo 18 del referido real decreto, se incluye un nuevo supuesto de hecho en el procedimiento de inhabilitación referido al incumplimiento de las obligaciones de pago de las empresas comercializadoras a terceros o al sistema gasista, y se regula el procedimiento de inhabilitación. Asimismo, se incluye un nuevo artículo regulando el procedimiento de traspaso de clientes de una comercializadora inhabilitada a un comercializador de último recurso se regula un nuevo procedimiento para el traspaso de los clientes de una comercializadora inhabilitada, con el fin de evitar perjuicios a los clientes.

Asimismo, el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, establece que, en caso de que un comercializador no cumpla determinadas obligaciones establecidas, o no cumpla en los plazos que se establezcan otras obligaciones de pago frente al sistema gasista, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital determinará, previo trámite de audiencia y de forma motivada objetiva y transparente, el traspaso de los clientes de dicho comercializador a un comercializador de último recurso, así como las condiciones de suministro a dichos clientes. Conforme a lo anterior, se incluye este caso en el procedimiento del traspaso de clientes.

Por otra parte, es preciso regular el régimen jurídico que ha de regir transitoriamente, en tanto no se regulen de forma específica, los procedimientos de autorización de las instalaciones relativas a otros hidrocarburos y otros fluidos gaseosos distintos del gas natural competencia de la Administración General del Estado en el ámbito de la Ley 34/1998, de 7 de octubre y de la Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. Así, por este real decreto se determina que dichos procedimientos se regirán por lo dispuesto en el referido Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

III

Finalmente, se modifica el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural con objeto de hacer indefinidos los contratos de salida del Punto Virtual de Balance al consumidor final, persiguiendo facilitar los procesos de cambio de comercializador.

IV

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, incluyó una disposición transitoria relativa a la suspensión de la tramitación de los procedimientos de autorizaciones administrativas relativas a instalaciones gasistas.

La disposición transitoria tercera suspendió, en su apartado 1, la tramitación de todos los procedimientos de adjudicación y otorgamiento, incluyendo la autorización administrativa, la autorización del proyecto de ejecución o el acta de puesta en servicio, relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular. Como excepción, el apartado 2 de dicha disposición permitía a aquellas plantas de regasificación que tuviesen aprobado el proyecto de ejecución antes de la entrada en vigor de dicho real decreto-ley continuar su construcción y solicitar el otorgamiento del acta de puesta en servicio a los solos efectos de causar derecho al cobro de una retribución transitoria, dejando en suspenso su efectiva puesta en marcha. Asimismo, de acuerdo con dicho apartado, el Gobierno podría restablecer reglamentariamente la tramitación de estas instalaciones.

Teniendo en cuenta el contenido de esta disposición, el presente real decreto restablece, mediante la inclusión de una nueva disposición adicional, la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del referido real decreto-ley, determinando el procedimiento y condiciones de la misma.

V

El real decreto se adecúa a los principios de buena regulación del artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas. Así, respecto de la adecuación a los principios de necesidad y eficacia, debe señalarse que el mismo se adecúa a un objetivo de interés general, puesto que persigue, entre otros aspectos, impulsar el uso de las infraestructuras mediante una flexibilización de los servicios ofertados que incrementen su utilización, al objeto de aumentar los ingresos y reforzar la sostenibilidad económica del sistema gasista.

Por otro lado, tanto la agilización del procedimiento de inhabilitación de aquellas empresas comercializadoras cuyo comportamiento se haya revelado como fraudulento, como el traspaso de clientes a una empresa comercializadora de último recurso, busca el interés común con el fin de evitar perjuicios a los clientes y minimizar los perjuicios a los consumidores y al sistema gasista.

Este real decreto es coherente también con el principio de proporcionalidad, puesto que supone el medio necesario y suficiente para desarrollar los mandatos legales contemplados en los citados preceptos, pero no supone una innovación que pueda ser innecesaria o exceda de los requisitos legales.

El principio de seguridad jurídica también se procura garantizar en este real decreto, en la medida en que las modificaciones que se acometen se realizan en coherencia con el resto del ordenamiento jurídico y con las reformas efectuadas en el sector en los últimos años.

Por otra parte, el proyecto ha sido sometido al trámite de audiencia realizado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, al objeto de que todos los agentes interesados puedan formular sus alegaciones.

Por último, la norma ha buscado ser coherente con el principio de eficiencia, siendo uno de sus objetivos la consecución de una normativa que mejore la coherencia de nuestro ordenamiento. Buena prueba de ello es la agilización del procedimiento de inhabilitación y traspaso de clientes, lo que redunda en una mejor protección de los clientes y del sistema gasista.

Este real decreto se dicta al amparo de las reglas 13ª y 25ª del artículo 149.1. de la Constitución que atribuyen al Estado competencias exclusivas sobre las bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y sobre las bases del régimen energético, respectivamente, mientras que la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en su disposición final segunda, faculta al Gobierno para que, en el ámbito de sus competencias apruebe mediante real decreto sus normas de desarrollo.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, el presente real decreto ha sido sometido a informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia.

De igual forma, y tal y como establece el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, este real decreto ha sido sometido a audiencia e información pública en el portal web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de conformidad con la disposición transitoria décima de la referida Ley 3/2013, de 4 de junio.

En su virtud, a propuesta del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, con la aprobación previa del Ministro de Hacienda y Función Pública, de acuerdo con el Consejo de Estado y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 25 de mayo de 2018,

DISPONGO:

Artículo primero. *Modificación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.*

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, queda modificado en los siguientes términos:

Uno. Se añade un artículo 17 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 17 bis. *Baja del sistema retributivo de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento básico en extensión de vida útil.*

1. En casos excepcionales, por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, se podrá aprobar la baja del sistema retributivo de instalaciones o de elementos de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento básico en extensión de vida útil.

Lo anterior se aplicará cuando la baja utilización de las instalaciones y las previsiones de demanda así lo recomienden para garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista, y siempre que dichas instalaciones no sean necesarias para garantizar la seguridad del suministro energético. A tal efecto, se solicitará informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Una vez aprobada la baja de la instalación del sistema retributivo, su titular podrá seguir utilizándola formando parte del sistema gasista nacional sin percibir remuneración alguna por su funcionamiento. En caso de considerarlo oportuno, el titular podrá solicitar su cierre siguiendo el procedimiento establecido en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.»

Dos. El artículo 18 queda redactado en los siguientes términos:

«Artículo 18. *Costes acreditados de las instalaciones objeto de cierre.*

En el caso de cierre de instalaciones estas no tendrán derecho a recibir retribución. Se tomará en consideración la fecha de cierre para detraer la parte proporcional correspondiente de la cantidad que se haya considerado para la retribución de dicha instalación en el año de cierre».

Tres. Se modifica el artículo 29 que queda con la siguiente redacción:

«Artículo 29. *Definición de los peajes y cánones de los servicios básicos.*

1. Los peajes y cánones que se regulan en el presente real decreto serán de aplicación a los sujetos con derecho de acceso, según se establece en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en el ejercicio del mismo.

2. Los peajes y cánones establecidos en este real decreto serán aplicables a los servicios básicos incluidos en el anexo del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.

3. Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, se podrán definir peajes para productos de capacidad agregados que incluyan más de una instalación y para productos asociados que incluyan más de un servicio, así como coeficientes multiplicadores o reductores en función de la duración del servicio.

4. El responsable de la facturación del peaje o canon será el titular de la instalación, salvo que se ofrezcan productos de capacidad agregada en más de una instalación, en cuyo caso será el Gestor Técnico del Sistema el responsable de su facturación.»

Cuatro. Se modifica el artículo 30 que pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 30. *Peaje de regasificación.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para regasificar el gas natural licuado almacenado en una planta de regasificación. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de los kWh de gas regasificados y se facturará aplicando la siguiente fórmula:

$$Pr = Tfr \times Qr + Tvr \times Vr$$

Donde:

Pr: importe mensual facturado, en euros.
Tfr: término fijo de peaje de regasificación, en euro/kWh/día.
Qr: capacidad diaria de regasificación contratada, en kWh/día.
Tvr: término variable de peaje de regasificación, en euro/kWh.
Vr: cantidad de gas natural regasificado en el período de facturación, expresado en kWh.»

Cinco. Se añade un artículo 30 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 30 bis. *Peaje de descarga de buques.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de GNL de un buque a la planta de regasificación, pudiendo ser diferente para cada planta. Incluirá un término fijo por operación y un término variable en función de los kWh de GNL descargados y se facturará por la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pd = Tfd + Tvd \times Vd$$

Donde:

Pd: importe facturado por operación, en euros.
Tfd: término fijo por operación, en euros.
Tvd: término variable, en euro/kWh.
Vd: cantidad de GNL descargada, en kWh.»

Seis. Se añade un artículo 30 ter con la siguiente redacción:

«Artículo 30 ter. *Peaje de carga de GNL a buque.*

1. Este peaje dará derecho de uso de las instalaciones necesarias para la carga de GNL en buque desde una planta de regasificación, pudiendo ser diferente para

cada planta. Incluirá un término fijo por operación y un término variable en función de los kWh de GNL cargado y se facturará mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pc = Tfg + Tvg \times Vc$$

Donde:

Pc: importe facturado por operación.
Tfg: término fijo por operación, en euros.
Tvg: término variable, en euro/kWh.
Vc: cantidad de GNL cargado en la operación, en kWh.

2. Se distinguen cuatro peajes de carga de buques, en función de la cantidad de GNL cargado y tipo de operación:

a) Igual o inferior a 5.000 m^3.
b) Superior a 5.000 m^3 e igual o inferior a 15.000 m^3.
c) Superior a 15.000 m^3.
d) Servicio de puesta en frio.

3. Se distinguen cuatro tipos de servicio en función del número de cargas realizadas:

a) Servicio de corto plazo. Supone la contratación de una carga.
b) Servicio durante 30 días. Supone al menos la contratación de 3 cargas durante el periodo considerado.
c) Servicio durante 90 días. Supone al menos la contratación de 5 cargas durante el periodo considerado.
d) Servicio durante 365 días. Supone al menos la contratación de 12 cargas durante el periodo considerado.
Los servicios contratados y no utilizados se facturarán aplicando el término fijo correspondiente y, en su caso, una penalización.

4. En el caso de trasvase de buque a buque en el pantalán de la planta de regasificación, sin usar los almacenamientos de GNL, se podrá aplicar un descuento sobre los valores anteriores.
5. Se considera servicio de puesta en frío, a los efectos de aplicación de este real decreto, cuando el barco metanero atraque en la planta de regasificación con un volumen de GNL inferior a su talón y cargue una cantidad adicional de GNL, siembre que el volumen final de GNL no supere dicho talón. En el caso de que se cargue una cantidad de GNL superior se considerará que se realizan dos operaciones diferentes, puesta en frío y carga de GNL a buque, aplicándose los peajes correspondientes a cada una de dichas operaciones. Se entiende por talón la cantidad mínima de GNL que ha de conservarse en los tanques de carga de un buque metanero para mantener la temperatura de operación.
6. En todos los casos anteriores, las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación.
7. Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital se podrán modificar los términos incluidos en los apartados 2 y 3, atendiendo a las condiciones y evolución del mercado.»

Siete. Se añade un artículo 30 quater con la siguiente redacción:

«Artículo 30 quater. *Peaje de carga de cisternas.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para la carga del GNL en vehículos cisternas. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de la cantidad cargada y se facturará mediante la aplicación de la fórmula siguiente:

$$Pc = Tfc^* Qm + Tvc^*Vc$$

Donde:

Pc: importe mensual facturado, en euros.
Tfc: término fijo del peaje de carga de GNL en cisternas, en euro/kWh/día.
Tvc: término variable, en euro/kWh/día.
Qm: capacidad diaria contratada, en kWh/día.
Vc: cantidad de GNL cargado, en kWh.»

Ocho. Se modifica la redacción del primer párrafo y del apartado A) del artículo 31 y se añade un nuevo apartado C) a este mismo artículo:

«El peaje aplicable por el uso del sistema de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término entrada al Punto Virtual de Balance (término de reserva de capacidad) y un término de salida o término de conducción que se diferenciará en función de la presión de diseño a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

A) Peaje de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de transporte.

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de transporte hasta el Punto Virtual de Balance. Se podrán establecer valores diferentes en función del punto de entrada. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad diaria contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pr = Tfr^*Qr$$

Donde:

Pr: importe mensual facturado, en euros.
Tfr: término fijo, en euro/kWh/día.
Qr: caudal diario contratado, en kWh/día.

C) Peaje de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución.

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el punto de entrada a la red de distribución hasta el Punto Virtual de Balance. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad de entrada contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pd = Tfd \times Qd$$

Donde:

Pd: importe mensual facturado, en euros.
Tfd: término fijo, en euro/kWh/día.
Qd: caudal diario contratado, en kWh/día.»

Nueve. Se añade un artículo 31 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 31 bis. *Peaje de almacenamiento en el Punto Virtual de Balance.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento del gas en el Punto Virtual de Balance. Incluirá un término fijo que se aplicará a la capacidad diaria contratada y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Pa = Tfp^*Qp$$

Donde:

Pa: importe facturado, en euros.
Tfp: término fijo, en euro/kWh/día.

Qp: capacidad diaria de almacenamiento contratada, en kWh/día.»

Diez. Se modifica el artículo 32 que pasa a tener la siguiente redacción.

«Artículo 32. *Canon de almacenamiento subterráneo.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos, así como a su inyección y extracción. Incluirá tres términos fijos aplicables respectivamente a la capacidad contratada de almacenamiento, de inyección y de extracción y se facturará aplicando la fórmula siguiente:

$$Ps = Tfs^* Qfs + Tfi^*Qfi + Te^*Qfe$$

Donde:

Ps: importe mensual facturado, en euros.
Tfs: termino fijo de almacenamiento, en euro/kWh.
Tfi: término fijo de inyección, en euro/kWh/día.
Tfe: término fijo de extracción, en euro/kWh/día.
Qfs: Capacidad de almacenamiento contratada, en kWh.
Qfi: Capacidad de inyección contratada, en kWh/día.
Qfe: Capacidad de extracción contratada, en kWh/día.

En el caso de que el usuario tenga contratados simultáneamente productos individualizados y asociados, para los productos de capacidad asociada de almacenamiento, inyección y extracción, los términos de capacidad contratada de inyección y extracción, Qfi y Qfe, se sustituirán por las cantidades de gas inyectado o extraído en el periodo de facturación, aplicándose el peaje correspondiente.»

Once. Se modifica el artículo 33 que pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 33. *Canon de almacenamiento de GNL.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación. Incluirá un término fijo aplicable a la capacidad de almacenamiento contratada y se facturará de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Pg = Tfg^*Qg$$

Donde:

Pg: importe mensual facturado, en euros.
Tfg: término fijo del canon de almacenamiento, en euro/kWh/día.
Qg: capacidad de almacenamiento contratada, en kWh/día.»

Doce. Se añade un artículo 33 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 33 bis. *Peaje de salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación.*

Este peaje dará derecho al uso de las instalaciones necesarias para el transporte del gas desde el Punto Virtual de Balance hasta su entrega en forma de GNL en los tanques de una planta de regasificación. Incluirá un término fijo, aplicable a la capacidad diaria contratada y un término variable en función de los kWh de gas transferidos al tanque. Se facturará aplicando la siguiente fórmula:

$$Pl = Tfl \times Ql + Tvl \times Cl$$

Donde:

Pl: importe mensual facturado, en euros.
Tfl: término fijo, en euro/kWh/día.

Ql: capacidad diaria contratada, en kWh/día.
Tvl: término variable, en euro/kWh.
Cl: cantidad de gas natural transportada, en kWh.»

Artículo segundo. *Modificación del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.*

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, queda modificado en los siguientes términos:

Uno. El artículo 12.3 queda redactado en los siguientes términos:

«3. A efectos de lo dispuesto en el artículo 73.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, tendrán la consideración de instalaciones de conexión, entre la red de transporte y distribución, todas aquellas instalaciones necesarias para el adecuado funcionamiento de la conexión situadas aguas abajo de la posición de derivación del gasoducto de transporte. Las instalaciones de conexión podrán ser ejecutadas por el distribuidor e incluirán, la estación de regulación y/o medida, los terrenos necesarios para la instalación de la conexión y todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, alimentación eléctrica, servicios auxiliares y demás elementos que permitan el suministro continuo de gas a las redes de distribución en condiciones de seguridad.

La posición de derivación, existente o nueva, o la modificación de la posición que permita la derivación a distribución, así como su instalación de odorización, en su caso, no formará parte de lo instalación de conexión, sino que formará parte de la instalación de transporte a la que se conecte la red de distribución.

Las posiciones de derivación de un gasoducto de transporte están formadas por las válvulas, conexiones, venteo, equipos y accesorios que permitan que la conexión de transporte-distribución sea venteada, alimentada y operada, con seguridad.

Los costes de inversión reales incurridos para la realización de las instalaciones de conexión, serán soportados por el distribuidor solicitante, como también lo será el coste de la posición de derivación, en caso de no existir, o la modificación de la misma, sin perjuicio de que el titular de la posición sea el transportista, el cual, en este caso no tendrá derecho a retribución alguna por esa inversión. Asimismo, también serán soportados por el distribuidor los costes de inversión necesarios para ampliar las estaciones de regulación y medida saturadas propiedad de un transportista.»

Dos. El artículo 18 pasa a tener la siguiente redacción:

«Artículo 18. *Inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización.*

1. Procederá la inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización de gas natural en los siguientes casos:

a. La apertura de la fase de liquidación en el procedimiento de concurso de acreedores o extinción de la personalidad jurídica del comercializador.

b. Incumplimiento probado de las condiciones exigidas para realizar la actividad de comercializador.

c. La comisión de una infracción de las tipificadas como muy graves en el artículo 109 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, cuando lleve aparejada la inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización.

d. El incumplimiento por el comercializador de las obligaciones económicas establecidas para los mismos, en particular el impago en los plazos que correspondan de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas, las penalizaciones por desbalances o cualquier otra obligación de pago frente al sistema gasista.

2. De producirse las circunstancias previstas en el apartado 1, el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital resolverá sobre la imposibilidad de continuar en el ejercicio de la actividad de comercialización, previa audiencia de la comercializadora afectada.

3. El procedimiento de inhabilitación para ejercer como comercializadora de gas natural se iniciará mediante acuerdo que incorporará la propuesta de resolución, y será sometido a trámite de audiencia por un plazo de 10 días.

El acuerdo de inicio suspenderá el derecho al acceso a las bases de datos de puntos de suministro de las empresas distribuidoras sin perjuicio de la información necesaria para llevar a cabo el traspaso de los clientes a una comercializadora de último recurso de acuerdo con el procedimiento regulado en los siguientes apartados del presente artículo.

Transcurrido el plazo de 10 días, el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital resolverá si procede o no la inhabilitación.

Este procedimiento podrá tramitarse de forma acumulada con el procedimiento de traspaso de clientes a una empresa comercializadora de último recurso al que se refiere el artículo 18 bis de este Real decreto de acuerdo con lo previsto en el artículo 82 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Este traspaso podrá también acordarse de forma separada, una vez dictada la resolución de inhabilitación. En este caso, deberá conferirse previamente audiencia al interesado por un plazo de 10 días, transcurridos los cuales podrá dictarse resolución que así lo disponga, con el contenido antes expresado.

4. El plazo máximo para resolver y notificar la resolución será de cuatro meses contados desde la fecha en que la Dirección General de Política Energética y Minas acuerde la iniciación del procedimiento. El vencimiento del plazo máximo establecido sin que se haya dictado y notificado resolución expresa producirá la caducidad del procedimiento y el archivo de las actuaciones.

La orden de inhabilitación de la empresa comercializadora se publicará en el “Boletín Oficial del Estado” y se notificará individualmente al interesado afectado. En el caso de que el domicilio a efectos de notificación radicara en un país extranjero, la notificación se efectuará mediante su publicación en el tablón de anuncios del Consulado o Sección Consular de la Embajada española correspondiente.

5. La orden por la que se resuelva el procedimiento determinará, en su caso el plazo de inhabilitación que será como máximo de cinco años.

Contra esta orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso de contencioso-administrativo en el plazo de dos meses desde su notificación.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el titular del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su notificación significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 123.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

6. Durante un plazo de seis meses, a contar desde que gane eficacia la resolución de inhabilitación de una empresa, no surtirán efectos las comunicaciones y declaraciones responsables que fuesen presentadas por la referida empresa para el ejercicio de la actividad de comercialización o las que fueran presentadas por empresas del mismo grupo empresarial o por otras empresas vinculadas a la comercializadora inhabilitada y que hubieran sido creadas en los seis meses anteriores o posteriores a la inhabilitación.

A estos efectos, se entenderán vinculadas las empresas que cumplan, entre otras, la condición de formar parte de un grupo de sociedades en los términos definidos en el artículo 42 del Código de Comercio, o aquellas cuyo representante sea común a ambas sociedades.

7. Lo establecido en el presente artículo se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo dispuesto en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.»

Tres. Se incluye un nuevo artículo 18 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 18.bis. *Traspaso de clientes a una empresa comercializadora de último recurso en los casos de inhabilitación.*

1. La inhabilitación de una empresa comercializadora con contratos de suministro de gas natural a consumidores finales supondrá el traspaso de los clientes de la empresa inhabilitada a la comercializadora de último recurso de acuerdo con el procedimiento definido en este artículo.

2. Por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, se determinará el traspaso de los clientes de la empresa a la comercializadora de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red de distribución a la que estén conectados, o en el caso de que no exista, al comercializador de último recurso con mayor cuota de mercado en la comunidad autónoma o comunidades autónomas donde se ubiquen sus clientes, en las mismas condiciones técnicas y a la tarifa de último recurso que corresponda de acuerdo con el volumen anual de consumo del cliente.

No obstante, el comercializador de último recurso quedará exceptuado de la obligación establecida en el párrafo anterior cuando el contrato de suministro hubiera sido rescindido por impago, o cuando el consumidor se halle incurso en un procedimiento de suspensión de suministro por falta de pago.

3. La orden determinará el plazo máximo para llevar a cabo el traspaso de los clientes, así como las comunicaciones que deban efectuarse entre los diferentes sujetos del sistema y el consumidor para una correcta realización del traspaso, que deberá respetar el derecho del consumidor a contratar el suministro con una empresa comercializadora de su elección.

El contrato de suministro entre el consumidor y el comercializador inhabilitado se entenderá rescindido en el plazo previsto en la orden para el traspaso de los consumidores, a partir del día siguiente de la publicación de la orden, o anteriormente en aquellos casos en el que el consumidor hubiese suscrito un contrato de suministro con un comercializador de su elección antes de la finalización de dicho plazo.

Los consumidores que hayan sido traspasados podrán contratar su suministro con cualquier empresa comercializadora en cualquier momento, sin que puedan imponerse penalizaciones por permanencia por parte del comercializador de último recurso.

En el caso de que la empresa comercializadora viniese suministrando GNL a consumidores, el comercializador de último recurso podrá subrogarse en los contratos de carga de cisternas necesarios para dar continuidad al suministro.

4. El plazo para resolver y notificar la resolución será de cuatro meses contados desde la fecha en que la Dirección General de Política Energética y Minas acuerde la iniciación del procedimiento. El vencimiento del plazo máximo establecido sin que se haya dictado y notificado resolución expresa producirá la caducidad del procedimiento y el archivo de las actuaciones.

Este procedimiento podrá tramitarse de forma acumulada con el procedimiento de inhabilitación.

5. La orden del procedimiento de traspaso de clientes se publicará en el “Boletín Oficial del Estado” y se notificará individualmente al comercializador afectado.

Contra esta orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso contencioso administrativo en el plazo de dos meses desde su notificación.

También podrá interponerse potestativamente recurso de reposición ante el titular del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en el plazo de un mes, a contar desde el día siguiente al de su notificación significando que, en caso de presentar recurso de reposición, no se podrá interponer recurso contencioso-administrativo

hasta que se resuelva expresamente el recurso de reposición o se produzca la desestimación presunta del mismo, en virtud de lo dispuesto en el artículo 123.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

6. El procedimiento descrito en los apartados anteriores será de aplicación en los supuestos previstos en el artículo 82.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

7. Lo establecido en el presente artículo se entenderá sin perjuicio de las sanciones que puedan derivarse de acuerdo con lo dispuesto en el título VI de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.»

Cuatro. El artículo 88 queda modificado en los siguientes términos:

«1. El titular de la instalación de almacenamiento, regasificación, transporte o distribución de gas natural que pretenda el cierre definitivo o temporal de la misma deberá dirigir la solicitud de autorización administrativa de cierre a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, que, en todo caso, deberá reunir los requisitos señalados en el artículo 66 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

2. El peticionario deberá presentar por medios electrónicos la correspondiente solicitud de cierre de la instalación dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas o a la Dirección de las Áreas funcionales o, en su caso, Dependencias de Industria y Energía de la Delegación o Subdelegación del Gobierno de las provincias donde radique la instalación, de acuerdo con lo previsto en los artículos 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre. Los documentos que acompañen a la referida solicitud en un soporte específico, no susceptible de digitalización, podrán ser presentados por el peticionario de manera presencial en el resto de los lugares a que hace referencia el artículo 16.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.»

Cinco. El apartado 2 del artículo 90 queda redactado en los siguientes términos:

«2. En todo caso, la autorización definitiva de cierre de la instalación podrá imponer a su titular la obligación de proceder a su desmantelamiento, que deberá ser asumido íntegramente por el titular de la instalación.

En caso de cierre definitivo, la resolución habrá de establecer el período de tiempo a partir de su otorgamiento en el cual deberá procederse al cierre y, en su caso, al desmantelamiento de la instalación, indicando que se producirá la caducidad de la autorización administrativa de explotación si transcurrido dicho plazo aquél no ha tenido lugar. Asimismo, recogerá la fecha en la que dejará de percibir, en su caso, la retribución.

En caso de cierre temporal la resolución habrá de establecer el período de tiempo de cierre de la instalación y sus posibles prórrogas. En caso de finalización del periodo de prórrogas, el cierre devendrá en definitivo, para lo cual será preciso dictar una resolución expresa por el órgano competente. Las instalaciones con cierre temporal no devengaran retribución durante dicho periodo.»

Seis. Se añade un artículo 91 bis con la siguiente redacción:

«Artículo 91 bis. *Traslado y sustitución de instalaciones obsoletas.*

1. El traslado de las instalaciones implicará el cierre de la instalación en el emplazamiento original y la necesidad de iniciar el procedimiento de construcción en la nueva ubicación que le corresponda según lo dispuesto en el presente real decreto.

2. La sustitución de instalaciones obsoletas una vez finalizada su vida útil, implicará disponer de la autorización de cierre de la instalación y la necesidad de iniciar el procedimiento de adjudicación y autorización de la nueva instalación según lo dispuesto en el capítulo II de este presente real decreto.»

Siete. Se añade una nueva disposición adicional con la siguiente redacción:

«Disposición adicional novena. *Tramitación electrónica de solicitudes.*

Las solicitudes, escritos y comunicaciones relativas a los distintos procedimientos que se realicen ante cualquier órgano de la Administración General del Estado de conformidad con este real decreto, se presentarán por medios electrónicos en los supuestos previstos en el artículo 14.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Esta obligación comprenderá la práctica de notificaciones administrativas por medios electrónicos, de conformidad con los artículos 40, 41 y 43 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, que se realizará mediante comparecencia en sede electrónica del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital o en el punto de acceso general de la Administración General del Estado, accesible por los interesados mediante los sistemas de identificación previstos en dicha Ley 39/2015, de 1 de octubre.»

Artículo tercero. *Modificación del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.*

Se modifica el artículo 6.2 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, que queda redactado en los siguientes términos:

«2. Para la contratación de capacidad de salida desde el Punto Virtual de Balance a consumidores finales, en lugar de producto anual se podrá optar por contratos de duración indefinida, no asociados a los periodos estándares de contratación, manteniéndose el contrato vigente en tanto no se produzca el traspaso a otro comercializador, la modificación de la capacidad contratada, la baja o la suspensión del suministro, sin que se puedan superponer varios contratos indefinidos con el mismo comercializador.

Salvo en el caso de causar baja en el suministro, la reducción de capacidad contratada no podrá realizarse hasta transcurrido un año desde la última modificación.»

Disposición adicional primera. *Restablecimiento de la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*

1. A partir de la entrada en vigor del presente real decreto, queda restablecida la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, en los términos definidos en los apartados subsiguientes, alzándose, en lo que a ellas concierne, la suspensión decretada en el apartado 1 de la citada disposición transitoria.

2. Los titulares de las instalaciones afectadas por el apartado anterior que quieran proceder a la puesta en explotación total o parcial de las instalaciones para la prestación de uno o varios servicios de capacidad, deberán obtener, con carácter previo a la solicitud de acta de puesta en servicio total o parcial, una resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación del servicio de capacidad que corresponda y para el comienzo de la operación de las instalaciones asociadas al mismo.

Los interesados presentarán electrónicamente, a tal fin, una solicitud ante la Dirección General de Política Energética y Minas, que habrá de recabar informe de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, que analizará las afecciones de su incorporación al régimen retributivo definitivo y su impacto en la sostenibilidad económica del sistema, en un plazo máximo de dos meses.

3. El Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, a propuesta de la Dirección General de Política Energética y Minas, resolverá en el plazo máximo de seis meses de acuerdo con lo establecido en el artículo 21 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La falta de resolución expresa tendrá efectos desestimatorios, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 67.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. La resolución pondrá fin a la vía administrativa.

4. Caso de ser otorgada la resolución favorable sobre las condiciones técnicas y económicas para la prestación de uno o varios servicios de capacidad por las instalaciones, su respectivo titular podrá solicitar el acta de puesta en servicio de las instalaciones necesarias en los términos establecidos por el artículo 85 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

5. A partir del momento en que dispongan del acta de puesta en servicio, los titulares de las referidas instalaciones dejarán de percibir la retribución transitoria prevista en el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, siendo aplicable el régimen retributivo ordinario establecido en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. En caso de otorgamiento de un acta de puesta en servicio parcial, la parte no puesta en funcionamiento continuará sujeta al régimen retributivo transitorio.

6. De no obtenerse la resolución favorable, a la instalación le será de aplicación la retribución establecida en la disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, no prejuzgándose el carácter de posteriores resoluciones de autorización sobre la idoneidad técnica y económica del comienzo de la operación de la instalación que el titular de la misma pudiera solicitar.

7. Excepcionalmente, cuando concurran circunstancias relacionadas con la seguridad de suministro, incremento de la demanda nacional o reducción de costes que así lo hagan necesario, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá iniciar de oficio el procedimiento regulado en esta disposición.

En tal supuesto, la citada Dirección General solicitará de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia la emisión del informe referido en el apartado 2 de este artículo, que deberá ser remitido en el plazo máximo de dos meses. A sus resultas, previa la correspondiente propuesta por la Dirección General de Política Energética y Minas, el Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital podrá dictar resolución por la que declare la concurrencia de las condiciones técnicas y económicas para la prestación del servicio de capacidad que corresponda y para el comienzo de la operación de las instalaciones asociadas al mismo, que deberá ser notificada al titular de la instalación.

Transcurrido el plazo de tres meses desde tal notificación, el titular de la instalación dejará de percibir la retribución transitoria prevista en el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, salvo que con anterioridad haya obtenido la correspondiente acta de puesta en servicio, con cuya obtención será de aplicación, en lo que proceda, el régimen retributivo ordinario establecido en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

Disposición transitoria primera. *Tramitación de autorizaciones de construcción, explotación, modificación y cierre de otras instalaciones o trabajos.*

En tanto no se aprueben los procedimientos administrativos específicos, el procedimiento general de autorización de instalaciones que se establece en el título IV del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, será de aplicación a la autorización de construcción, explotación, modificación, y cierre de los trabajos e instalaciones siguientes:

a. Instalaciones de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos que sean competencia de la Administración General del Estado, y que serán autorizadas por la Dirección General de Política Energética y Minas.

b. Las redes de transporte a las que se refiere el apartado 22 del artículo 4 de la Ley 40/2010, de 29 de diciembre de almacenamiento geológico de dióxido de carbono y que serán autorizadas por la Dirección General de Política Energética y Minas.

c. Instalaciones necesarias para el suministro de otros combustibles alternativos, como el hidrógeno, que se destinen al suministro por canalización a consumidores finales, incluyendo estaciones de suministro a vehículos y que sean competencia de la Administración General del Estado.

Disposición transitoria segunda. *Aplicabilidad de la nueva estructura de peajes.*

Lo previsto en el artículo primero del presente real decreto no será de aplicación hasta la aprobación de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, de los valores aplicables a los nuevos peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Disposición transitoria tercera. *Adaptación de contratos de salida del Punto Virtual de Balance.*

Los contratos de capacidad de salida del Punto Virtual de Balance desde la red de transporte de duración anual a que hace referencia el artículo tercero del presente real decreto y que se encuentren en aplicación en el momento de su entrada en vigor, serán convertidos por los distribuidores en contratos de duración indefinida respetando el resto de las condiciones contractuales, salvo manifestación en contra del comercializador, en un plazo máximo de tres meses.

En el caso de que en el mismo punto de suministro exista más de un contrato de duración superior al año, ambos contratos podrán agruparse en uno solo, sumando la capacidad de ambos.

La adaptación de los contratos se deberá realizar en un plazo máximo de tres meses y no implicará coste alguno para los comercializadores.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto.

Disposición final primera. *Desarrollo normativo.*

Se autoriza al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital para dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y cumplimiento de lo establecido en el presente real decreto.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

El presente real decreto entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 58

Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. [Inclusión parcial]

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 340, de 30 de diciembre de 2020
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2020-17279

[. . .]

TÍTULO I

Cargos del sistema gasista

Artículo 4. *Objeto.*

El presente título tiene como objeto desarrollar el procedimiento de cálculo de la cantidad a recaudar en concepto de cargos del sistema gasista, la metodología de cálculo y estructura de los cargos unitarios a aplicar a los usuarios, así como los puntos donde estos serán de aplicación.

Artículo 5. *Principios generales.*

1. La cantidad a recaudar en concepto de cargos será cubierta exclusivamente mediante la facturación de cargos unitarios a los usuarios de las instalaciones en los puntos del sistema gasista enumerados en el artículo 8.

2. Los cargos unitarios serán únicos para todo el territorio nacional, se expresarán en las mismas unidades, decimales y tramos de aplicación que los peajes en vigor y se mantendrán fijos durante el año de gas definido en el artículo 2 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

3. La metodología de cálculo de los cargos unitarios se basará en los principios de suficiencia, máxima simplicidad, transparencia y no discriminación, mediante el empleo de procedimientos objetivos de reparto entre los consumidores.

4. El titular de la capacidad deberá abonar la totalidad de los cargos que correspondan a la capacidad contratada con independencia de su utilización y serán de aplicación los procedimientos de refacturación aplicados en reubicación de los consumidores. Los cargos serán declarados al sistema de liquidaciones por los responsables de su facturación con independencia de su cobro.

5. Conforme con lo dispuesto en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, mientras exista déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 o desajustes entre ingresos y gastos de ejercicios posteriores pendientes de amortizar, cualquier superávit o déficit de recaudación en concepto de cargos se aplicará conforme a lo dispuesto en el citado artículo, sin que se pueda reducir la cuantía de los mismos. Una vez no queden déficit y desajustes pendientes de amortizar, cualquier déficit/superávit de recaudación por cargos se aplicará en el cálculo de los cargos del ejercicio siguiente.

Artículo 6. *Aprobación de los cargos.*

1. La cantidad a recaudar y los cargos unitarios a aplicar serán aprobados antes del año de gas mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos. En caso de no publicar nuevos cargos unitarios antes del inicio del año de gas, se considerarán prorrogados los del año de gas anterior.

2. La orden que establezca los cargos unitarios publicará también la cantidad a recaudar, desglosada por conceptos, el valor de los parámetros y los escenarios de demanda considerados. La orden se publicará en el «Boletín Oficial del Estado».

Artículo 7. *Costes regulados a cubrir por los cargos.*

Los cargos se destinarán exclusivamente a cubrir los costes regulados del sistema gasista que no están asociados al uso de las instalaciones gasistas, conforme a lo dispuesto en el artículo 59.4 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre:

a. Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

b. Coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de plantas de gas natural licuado, así como la retribución a la actividad de suministro realizado por empresas distribuidoras en dichos territorios.

c. Medidas de gestión de la demanda, en el caso de que así sean reconocidas reglamentariamente, conforme a lo establecido en el artículo 84.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

d. Anualidad correspondiente a los desajustes temporales y al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, referidos en los artículos 61.1 y 66 a) de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, con sus correspondientes intereses y ajustes.

e. En su caso, la retribución regulada del operador del mercado organizado de gas natural, salvo en aquellos aspectos retributivos para cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.

f. Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

Artículo 8. *Puntos de aplicación de los cargos unitarios.*

1. Los cargos unitarios destinados a recaudar los conceptos enumerados en el artículo 7 se aplicarán en los siguientes puntos del sistema gasista:

a. Todos los puntos donde se apliquen peajes o cánones, sin perjuicio de lo dispuesto en los apartados 3 y 4: se aplicarán las tasas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en vigor.

b. Puntos donde se conecten consumidores finales, así como cargaderos de cisternas, exclusivamente para cisternas destinadas consumidores finales uniclientes situados en territorio nacional: se aplicará un cargo unitario destinado a cubrir los conceptos incluidos en los apartados b, d y e del artículo 7.

2. El biogás o cualquier gas combustible obtenido de fuentes renovables que sea técnicamente posible inyectar en la red quedará exento de la aplicación de cualquier cargo unitario aplicado en el punto de inyección.

Artículo 9. *Estructura de los cargos unitarios.*

1. El cargo unitario a aplicar en los puntos de salida conectados a consumidores finales y en los cargaderos de cisternas, constará exclusivamente de un término fijo expresado en €/(kWh/día)/año. En el caso de puntos de suministros sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado se sustituirá el término fijo por capacidad contratada, por un término por cliente, expresado en €/consumidor/año, calculado en función del factor de carga previsto.

Artículo 10. *Procedimiento de cálculo de los cargos unitarios aplicados a consumidores finales.*

1. La cantidad a recaudar en concepto de cargos a aplicar en los puntos de salida se asignará en función de la capacidad contratada prevista equivalente y número de clientes de cada tramo de peajes de red local, aplicando para ellos las mismas proporciones de reparto empleadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el cálculo del término fijo del peaje de red local. Estos porcentajes permanecerán invariables durante el periodo regulatorio salvo circunstancias imprevistas debidamente justificadas que pudieran poner en riesgo la sostenibilidad económica del sistema, cuando se modifiquen de manera sustancial los conceptos e importes incluidos dentro de cargos o retribuciones, cuando se produzcan cambios en la normativa europea de aplicación o cuando se produzca su modificación por parte de la citada Comisión. Asimismo, podrán revisarse mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico antes del siguiente periodo regulatorio.

2. Como previsiones de demanda se utilizarán los datos empleados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para la elaboración de los peajes de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado y, con carácter subsidiario, las previsiones del Gestor Técnico del Sistema y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. A los efectos anteriores, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia procederá a remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas dichas previsiones con la antelación suficiente.

Artículo 11. *Facturación de los cargos unitarios.*

1. Los cargos unitarios serán facturados por el responsable de cobrar los peajes y cánones en cada punto de aplicación, empleándose las fórmulas, procedimientos, periodicidad y plazos establecidos en la Circular 6/2020, de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

2. Para aquellos consumidores que, de acuerdo con lo dispuesto 51.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, tengan una periodicidad de medida bimestral, la facturación será bimestral.

3. La cantidad a facturar de la tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será el resultado de multiplicar el valor en vigor de la tasa por la suma de la facturación de peajes o cánones más cargos unitarios destinados a cubrir los conceptos recogidos en los apartados b, d y e del artículo 7.

4. El importe económico facturado por la aplicación de los cargos unitarios deberá figurar como concepto separado en la factura junto con los cargos unitarios aplicados y cualquier otro concepto aplicado en su cálculo. Asimismo, los cargos aplicados en los puntos de salida, así como los aplicados en los cargaderos de cisternas para las plantas uniclientes deberán figurar como concepto separado en la factura de suministro emitida por el comercializador al titular del punto de suministro.

Artículo 12. *Liquidación y abono de los cargos.*

1. Las cantidades facturadas en concepto de cargos serán declaradas como ingreso al sistema de liquidaciones por los responsables de su facturación, con independencia de su cobro, con los mismos plazos y procedimientos establecidos para peajes y cánones en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las

cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas, o norma que la sustituya.

2. El organismo responsable de las liquidaciones incluirá en cada informe de liquidación, tanto provisional como definitivo, la información sobre la cantidad a recaudar por cada tipo de cargo, así como la efectivamente facturada. En el caso de los puntos de salida, esta se desglosará por niveles de consumo e incluirá el número de consumidores, capacidad contratada equivalente y energía vehiculada. Asimismo, se incluirán las cantidades pagadas de los costes regulados enumerados en el artículo 7.

[. . .]

Disposición adicional primera. *Procedimiento de liquidación.*

A los efectos de la aplicación del artículo 35 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, a partir del 1 de octubre de 2021, las liquidaciones se realizarán por año de gas y por actividad, diferenciando los ingresos obtenidos por la aplicación de peajes, cánones y cargos.

[. . .]

Disposición transitoria octava. *Exención de la aplicación de cargos al gas natural usado como carburante.*

En el periodo regulatorio que comienza el 1 de enero de 2021, el gas natural usado como carburante y suministrado desde instalaciones destinadas exclusivamente a este fin, así como el gas natural licuado usado también como carburante terrestre o marítimo, quedarán exentos de la aplicación de los cargos referidos en el artículo 8.1.b. Antes del comienzo del siguiente período regulatorio, mediante orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se procederá a aprobar, en su caso, la continuación de la exención durante los siguientes periodos regulatorios.

[. . .]

Disposición final segunda. *Aplicación gradual de la penalización por insuficiente prudencia financiera.*

A efectos de posibilitar la adaptación de las empresas a los rangos de valores recomendables, la penalización establecida en el artículo 24 no será aplicable hasta el año natural 2024 sobre la base de un Índice Global de Ratios basado en los estados financieros del año natural 2022.

[. . .]

ANEXO III

Plantilla de costes de operación y mantenimiento

TITULAR DE LA INSTALACIÓN:	
INSTALACIÓN:	
AÑO EJERCICIO ECONÓMICO:	

GASTOS / COSTES RECURRENTES

En Euros	DIRECTOS				INDIRECTOS				TOTAL
Conceptos	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	
Compras				0				0	0
Odorización de gas / Compra THT				0				0	0
Repuestos de equipo				0				0	0
Gases y aceites				0				0	0
Compras de materiales auxiliares				0				0	0
Otras compras				0				0	0
Tributos y tasas				0				0	0
Impuesto sobre actividades económicas				0				0	0
Impuesto sobre bienes inmuebles				0				0	0
Tasas				0				0	0
Otros impuestos / tasas				0				0	0
Servicios exteriores				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Reparación y conservación				0				0	0
Suministros				0				0	0
Servicios profesionales independientes				0				0	0
Primas de seguros				0				0	0
Gastos de viaje				0				0	0
Gas de operación				0				0	0
Otros consumos energéticos (electricidad, gasoil, gas natural, etc)				0				0	0
Transportes y fletes				0				0	0
Otros servicios exteriores				0				0	0
Otros gastos de explotación (detallar)				0				0	0
Personal				0				0	0
Total costes de O&M recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0

INGRESOS RECURRENTES

En euros	DIRECTOS				INDIRECTOS				TOTAL
Conceptos	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES DIRECTOS	FIJOS	VARIABLES INYECCIÓN	VARIABLES EXTRACCIÓN	TOTAL COSTES INDIRECTOS	
Subvenciones				0				0	0
Arrendamientos				0				0	0
Venta de otros productos (combustibles ligeros, etc)				0				0	0
Venta de servicios				0				0	0
Ingresos por gas de operación				0				0	0
Otros ingresos de explotación				0				0	0
Total Ingresos de explotación recurrentes	0	0	0	0	0	0	0	0	0

GASTOS / COSTES NO RECURRENTES

En euros	DESCRIPCIÓN	INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación intranual 1				
Actuación intranual 2				
Actuación intranual 3				
Total intranuales				0
Actuación plurianual 1				
Actuación plurianual 2				
Actuación plurianual 3				
Total plurianuales				0

INGRESOS NO RECURRENTES

En euros	DESCRIPCIÓN	INICIO (mes/año)	FIN (mes/año)	IMPORTE
Actuación intranual 1				
Actuación intranual 2				
Actuación intranual 3				
Total intranuales				0
Actuación plurianual 1				
Actuación plurianual 2				
Actuación plurianual 3				
Total plurianuales				0

Total gastos de explotación	0
Total ingresos de explotación	0

INSTRUCCIONES CUMPLIMENTACIÓN

La información anual se desagregará por gastos e ingresos recurrentes, y no recurrentes; directos e indirectos y fijos y variables, atendiendo a los siguientes criterios:

1. Desagregación de gastos e ingresos entre recurrentes y no recurrentes: Se consideran «Gastos/Ingresos Recurrentes» aquellas partidas constantes en la explotación del almacenamiento. Por su parte, se consideran «Gastos/ingresos No Recurrentes» las actuaciones puntuales (Ej.: *work-over),* ya sean plurianuales o intranuales, o costes o ingresos extraordinarios.

2. Desagregación de costes/gastos entre directos e indirectos. Para cada una de las partidas de explotación se repartirán entre directos e indirectos, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación. Se consideran costes directos los correspondientes o asociados a la propia instalación e indirectos los que correspondan a los servicios facilitados por la estructura del grupo.

3. Desagregación de costes/gastos entre fijos y variables. Para cada una de las partidas los gastos de explotación se repartirán entre fijos y variables de inyección o variables de extracción, indicando la metodología y criterios empleados para dicha desagregación.

En cuanto a las partidas de costes e ingresos identificados se recogen a continuación los criterios a aplicar para su cumplimentación:

1. Con carácter general, en el caso de que alguna de las partidas de detalle supere un 10% sobre el total de gastos de explotación, se requerirá un desglose adicional de esta partida de detalle, que permita identificar los principales costes que la componen.

2. Sobre Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal. Se desglosarán según las partidas de detalle indicadas. Señalar que sobre el gas de operación se solicita el detalle económico de su coste.

3. Otros Gastos de explotación. Se indicarán los gastos de operación y mantenimiento no incluidos en las partidas anteriormente mencionadas (Compras, Tributos y Tasas, Servicios Exteriores, Personal), debidamente detallados y justificados.

4. Subvenciones. Deberán indicarse, en su caso, los ingresos habidos por las subvenciones a la explotación recibidas en cada año para el conjunto de la actividad. Adicionalmente se indicarán las subvenciones pendientes de recibir a 31 de diciembre de cada año, expresadas en euros.

5. Ingresos por gas de operación. Se solicita el detalle económico del ingreso por gas de operación incluido en las liquidaciones.

6. Venta de productos y servicios, así como ingresos por arrendamientos o productos y servicios conexos. En su caso se detallarán los ingresos por venta de condensados.

7. Los costes no incluirán costes financieros, ni amortizaciones, ni provisiones por desmantelamiento y abandono del almacenamiento. Los ingresos no incluirán los correspondientes a la retribución por inversiones incluidos en las liquidaciones del sector del gas natural.

§ 59

Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural

Ministerio de Industria, Energía y Turismo
«BOE» núm. 274, de 14 de noviembre de 2012
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2012-14040

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctricos y gasistas, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2009/73/CE del Parlamento y del Consejo Europeo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE.

Entre las medidas adoptadas, la ley distingue, dentro de los gasoductos de transporte primario, la denominada Red Troncal como aquellos gasoductos de transporte primario interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro, excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. Asimismo, considera incluidas en la red troncal las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

La disposición transitoria segunda del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, establece que en el plazo máximo de dos meses, desde la entrada en vigor del mismo, el Ministro de Industria, Energía y Turismo determinará las instalaciones de la Red Básica de gas Natural que tengan la consideración de instalaciones pertenecientes a la red troncal de gas natural.

De acuerdo con la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, esta orden ha sido sometida a informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, que fue emitido por su Consejo de Administración en la sesión del día 13 de septiembre de 2012 y para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Teniendo en cuenta lo anterior, resuelvo:

Primero. *Instalaciones pertenecientes a la Red Troncal de gasoductos.*

De acuerdo con la definición establecida en el artículo 59.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, se consideran pertenecientes a la Red Troncal de gas natural todas las instalaciones relacionadas en el anexo de esta orden, así como los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

Segundo. *Certificación de separación de actividades.*

Las empresas propietarias de alguna instalación de las que figuran en el apartado 1 del anexo de la presente disposición deberán solicitar a la Comisión Nacional de Energía lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

Las empresas propietarias de alguna instalación de las que figuran en el anexo de la presente disposición, que actualmente no estén en servicio y que no dispongan de la correspondiente certificación, deberán solicitar a la Comisión Nacional de Energía la certificación de separación de actividades a que hace referencia el artículo 63 bis de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o, en su caso, presentar contrato previo de cesión de la gestión de las citadas instalaciones de acuerdo con lo establecido en el artículo 63 quáter de la citada ley, con anterioridad a la puesta en marcha de las instalaciones.

Tercero. *Actualización listado de instalaciones Red Troncal.*

Se habilita al Secretario de Estado de Energía a actualizar el listado de instalaciones de la Red Troncal de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, a medida que se pongan en servicio o se autoricen nuevas instalaciones pertenecientes a la misma.

Cuarto. *Eficacia.*

La presente orden surtirá efectos desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra esta orden, que pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso contencioso-administrativo con arreglo a lo dispuesto en la Ley 29/1998, de 13 de julio, Reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa, en el plazo de dos meses, a contar desde el día siguiente al de su publicación, o potestativamente recurso administrativo de reposición en el plazo de un mes ante el mismo órgano que lo dictó.

ANEXO

RELACIÓN DE INSTALACIONES DE LA RED BÁSICA DE GAS NATURAL PERTENECIENTES A LA RED TRONCAL DE GASODUCTOS

1) Instalaciones en servicio

1.1) Nodos de entrada a la red troncal

Nodos de entrada a la red troncal

Conexiones internacionales	Conexiones con plantas de regasificación	Conexiones con yacimientos internos
Tarifa Pos K-01	Barcelona Pos 0/0D	Poseidón Pos F-03.A1
Almería Pos M-01	Sagunto	
Badajoz Pos N-10	Cartagena Pos 15.33	
Tuy Pos I-025	Huelva Pos F-01/F-00X	
Irún 41.10.1	Mugardos Pos 01A	

§ 59 Instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural

Conexiones internacionales	Conexiones con plantas de regasificación	Conexiones con yacimientos internos
Larrau Pos G-01	Bilbao Pos 45.4	

Nodos internos de la red troncal

Conexión con AASS básicos	Interconexión con gasoductos					
Gaviota Pos C-3	Moguer Pos F-03	Llanera Pos O-00	Lorca Pos M-06	Montesa Pos 15.20	Villar de Arnedo Pos 31	Martorell Pos 5D
Serrablo Pos A-0	Almonte Pos F-05	Villapresente Pos D-07	Burgos Pos B-04	Sagunto Pos 15.11	Haro Pos 35	Villalba Pos I-012
Marismas Pos F-05.1	Villafranca de Córdoba Pos F-14	Getafe Pos B-22	Aranda del Duero Pos B-10	Ulldecona Pos 15.03	Vergara Pos 41	Cabanas Pos 01.1A
Yela Pos J-04	Almendralejo Pos N-07	Alcázar de S. Juan Pos K-48	Algete Pos B-18	Tivissa Pos 15	Lemona Pos 43X	Abegondo Pos I-015
Castor Pos 15.03D.1	Zamora Pos O-11	Chinchilla Pos K-48.08	Cartagena Pos 15.31	Zaragoza Pos 24	Denia Pos 15.20.04	Guitiriz Pos I-012
	Almendralejo Pos N-07	Zarza de Tajo Pos K-52	Mallorca Pos 15.20.6			

Conexiones internacionales	Desde posición	Hasta posición	Titular de las instalaciones
CI Tarifa (gasoducto Tarifa-Córdoba).	K-01	F-14	ENAGAS, S.A.
CI Badajoz (tramo del gasoducto Córdoba-Badajoz).	N-10	N-07	ENAGAS, S.A.
CI Tuy (tramo gasoducto Villalba-Tuy).	I-015	I-025	ENAGAS, S.A.
CI Irún	41.10.1	41	NATURGAS ENERGÍA, S.A.
Conexión Internacional Francia. España (Irún).	41.10.1	41.10	
Vergara. Irún.	41.10	41	
Duplicación Vergara-Irún.	41.10	41	
CI Larrau (gasoducto Larrau-El Villar de Arnedo).	G-01	31	ENAGAS, S.A.
CI Almería (gasoducto Almería-Lorca).	M-01	M-06	ENAGAS, S.A.

Conexiones con plantas de regasificación	Desde posición	Hasta posición	Titular de las instalaciones
Conexión Planta GNL. Barcelona	1 y 1D	5	ENAGAS, S.A.
Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Barcelona-Martorell).	1	5	
Duplicación BVV entre Arbós y Barcelona (tramo Barcelona-Martorell).	1D	5D	
Gasoducto Sea Line.	1	A-36	
Conexión Planta GNl Huelva	F-01	F-03A	ENAGAS, S.A.
Huelva-Sevilla-Madrid (tramo Planta Huelva-Moguer).	F-01	F-03A	
Huelva-Alcázar de San Juan-Madrid (tramo Planta de Huelva-Moguer).	F-01	F-03A	
Conexión Planta GNL Mugardos Tramo del gasoducto Mugardos-As Pontes-Guitiriz.	01 1 A	01.1 A	REGANOSA, S. A.
Conexión Planta GNL Cartagena Tramo del gasoducto Cartagena-Orihuela.	15.33	15.31	ENAGAS, S.A.
Conexión planta de GNL Sagunto	15.11.1	15.11	SAGGAS, S.A.
Conexión planta GNL Bilbao	45.04	43X	NATURGAS ENERGÍA, S.A.
Ciérbana-Santurce.	45.04	45.03	
Arrigorriaga-Santurce.	45.03	45	
Duplicación Arrigorriaga-Santurce.	45.03	45	
Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Lemona-Arrigorriaga).	45	43X	ENAGAS, S.A.

Conexiones con almacenamientos subterráneos básicos	Desde posición	Hasta posición	Titular de las Instalaciones
Conexión AASS Serrablo (gasoducto Serrablo-Zaragoza).	A-0	A-10	ENAGAS, S.A.
Conexión AASS Gaviota (gasoducto Bermeo-Lemona).	C-3	43X	ENAGAS, S.A.
Conexión AASS Castor.	15.07D	15.03	ENAGAS, S.A.
Conexión AASS Marismas.	F-05.1	F05	ENAGAS, S.A.
Conexión AASS Yela (gasoducto Algete-Yela).	J-04	B-18	ENAGAS, S.A.

Conexiones con yacimientos internos	Desde posición	Hasta posición	Titular de las instalaciones
Conexión Yacimiento Poseidón.	F-03.A1	F-03A	ENAGAS, S.A.

Redes interconectadas primarias	Desde posición	Hasta posición	Titular de las instalaciones
Moguer Almonte	F-03	F-05	ENAGAS, S.A.
Huelva-Sevilla-Madrid (tramo Moguer. Almonte).	F-03	F-05	
Huelva-Alcázar de San Juan (tramo Planta de Huelva-Moguer).	F-03	F-05	
Almonte-Córdoba	F-05	F-14	ENAGAS, S.A.
Huelva-Sevilla-Madrid (tramo Almonte-Córdoba).	F-05	F-14	
Huelva-Alcázar de San Juan-Madrid (tramo Huelva-Sevilla).	F-03	F-07	
Huelva-Alcázar de San Juan-Madrid (tramo Sevilla-Córdoba).	F-07	F-14	
Córdoba-Almendralejo (Tramo del gasoducto Córdoba-Badajoz).	F-14	N-07	ENAGAS, S.A.
Almendralejo-Zamora	N-07	O-11	ENAGAS, S.A.
Zamora-Llanera	O-11	O-00	ENAGAS, S.A

§ 59 Instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural

Redes interconectadas primarias	Desde posición	Hasta posición	Titular de las instalaciones
Llanera-Guitiriz	O-00	I-012	ENAGAS, S.A.
Llanera-Villalva.	O-00	I-013	
Villalba-Tuy (tramo Villalba-Guitiriz).	I-013	I-012	
Guitiriz-Cabanas (tramo del gasoducto Mugardos-As Pontes-Guitiriz).	I-012	01.1A	REGANOSA, S.A
Cabanas-Abegondo (tramo del gasoducto Cabanas. Betanzos. Abegondo).	01.1A	I-015	REGANOSA, S.A
Abegondo. Guitiriz (tramo del gasoducto Villalba-Tuy).	I-015	I-012	ENAGAS, S.A
Llanera-Villapresente (tramo del gasoducto Burgos-Santander-Asturias).	O-00	D-07	ENAGAS, S.A
Villapresente-Burgos (tramo del gasoducto Burgos-Santander-Asturias).	D-07	B-04	ENAGAS, S.A
Burgos-Aranda del Duero (tramo del gasoducto Haro-Burgos-Madrid).	B-04	B-10	ENAGAS, S.A
Zamora-Aranda del Duero.	O-11	B-10	ENAGAS, S.A
Aranda del Duero-Algete (tramo del gasoducto Haro-Burgos-Madrid).	B-10	B-18	ENAGAS, S.A
Yela-Villar de Arnedo.	J-04	31	ENAGAS, S.A
Algete-Getafe.	B-18	B-22	ENAGAS, S.A
Semianillo de Madrid, Algete-Getafe.	B-18	B-22	
Desdoblamiento semianillo de Madrid, Algete-Getafe.	B-18	B-22S	
Getafe-Córdoba.	B-22	F-14	ENAGAS, S.A
Huelva-Sevilla-Madrid (tramo conexión entre semianillo de Madrid).	B-22	F-27A	
Huelva-Sevilla-Madrid (tramo Córdoba-Madrid).	F-27A	F-14	
Córdoba-Alcázar de San Juan (tramo gasoducto Huelva-Alcázar de San Juan-Madrid).	F-14	K-48	ENAGAS, S.A
Alcázar de San Juan-Zarza del Tajo (tramo del gasoducto Huelva-Alcázar de San Juan-Madrid).	K-48	K-52	ENAGAS, S.A
Zarza del Tajo-Getafe (tramo del gasoducto Huelva-Alcázar de San Juan-Madrid).	K-52	B-22	ENAGAS, S.A

Redes interconectadas primarias	Desde posición	Hasta posición	Titular de las instalaciones.
Alcázar de San Juan-Chinchilla (tramo del gasoducto Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa).	K-48	K-48.08	ENAGAS, S.A.
Chinchilla-Montesa (tramo del gasoducto Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa).	K-48.08	15.20	ENAGAS, S.A.
Chinchilla-Lorca (tramo del gasoducto Almería-Lorca-Chinchilla).	K-48.08	M-06	ENAGAS, S.A.
Lorca-Cartagena.	M-06	15.31	ENAGAS, S.A.
Conexión a Lorca.	M-06	15.31.04	
Cartagena-Lorca.	15.31.04	15.31	
Cartagena-Montesa.	15.31	15.20	ENAGAS, S.A.
Cartagena-Orihuela.	15.31	15.28	
Valencia-Alicante (tramo Montesa-Orihuela).	15.28	15.20	
Duplicación Valencia-Alicante (tramo Ontiyent-Montesa).	15.28A	15.20	
Montesa-Mallorca.	15.20	15.20.6	ENAGAS, S.A.
Montesa-Denia.	15.20	15.20.4	
Gasoducto submarino Denia-Mallorca.	15.20.4	15.20.6	
Montesa-Sagunto.	15.20	15.11	ENAGAS, S.A.
Valencia-Alicante (tramo Montesa-Paterna).	15.20	15.14	
Duplicación Valencia-Alicante (tramo Montesa-Paterna).	15.20	15.14	
Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Sagunto-Paterna).	15.14	15.11	
Duplicación gasoducto Tivissa-Paterna (tramo Sagunto-Paterna).	15.14	15.11	
Sagunto Ulldecona.	15.11	15.03	ENAGAS, S.A.
Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Sagunto-Ulldecona).	15.11	15.03	
Duplicación gasoducto Tivissa-Paterna).	15.11	15.03	
Ulldecona-Tivissa.	15.03	15	ENAGAS, S.A.
Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Sagunto-Paterna).	15.03	15	
Duplicación gasoducto Tivissa-Paterna.	15.03	15	
Tivissa-Zaragoza.	15	24	ENAGAS, S.A.
Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Tivissa-Zaragoza).	15	24	
Duplicación Castelnou-Tivissa.	15	20	
Zaragoza-Villar de Arnedo (tramo del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas).	24	31	ENAGAS, S.A.
Villar de Arnedo-Haro (tramo del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas).	31	35	ENAGAS, S.A.
Haro-Burgos (tramo del gasoducto Haro-Burgos-Madrid).	35	B-04	ENAGAS, S.A.
Haro-Vergara (tramo del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas).	35	41	ENAGAS, S.A.
Vergara-Lemona (tramo del gasoducto Barcelona-Valencia-Vascongadas).	41	43X	ENAGAS, S.A.
Lemona-Haro.	43X	35	ENAGAS, S.A.
Martorell-Tivissa.	5D	15	ENAGAS, S.A.
Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Martorell-Tivissa).	5D	15	
Duplicación Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Martorell-Arbós).	5D	9	
Duplicación Barcelona-Valencia-Vascongadas (tramo Arbós-Tivissa).	9	15	

Estaciones de compresión	Posición gasoducto	Titular de las instalaciones
Tivissa.	Pos 15	ENAGAS, S.A.
Haro.	Pos 35	ENAGAS, S.A.
Bañeras.	Pos 9	ENAGAS, S.A.
Sevilla.	Pos F-07	ENAGAS, S.A.
Algete.	Pos B-18	ENAGAS, S.A.
Almodóvar.	Pos F-19	ENAGAS, S.A.
Almendralejo.	Pos N-07	ENAGAS, S.A.
Zamora.	Pos O-11	ENAGAS, S.A.
Paterna.	Pos 15.13	ENAGAS, S.A.
Córdoba.	Pos F-14	ENAGAS, S.A.
Crevillente.	Pos 15.26 A	ENAGAS, S.A.
Zaragoza.	Pos 24	ENAGAS, S.A.

Estaciones de compresión	Posición gasoducto	Titular de las instalaciones
Alcazar de San Juan.	Pos K-48	ENAGAS, S.A.
Navarra.	Pos G-04A	ENAGAS, S.A.
Montesa.	Pos 15.20	ENAGAS, S.A.
Villar de Arnedo.	Pos 31	ENAGAS, S.A.
Chinchilla.	Pos K-48.08	ENAGAS, S.A.
Denia.	Pos 15.20.04	ENAGAS, S.A.

2) Instalaciones con autorización administrativa

	Desde posición	Hasta posición	Titular de las instalaciones
Conexiones con almacenamientos subterráneos Gasoducto Marismas-Almonte.	F-05	F-05.1	ENAGAS, S.A.
Redes Interconectadas Primarias			
Planta de Bilbao-Treto.	45.04	D.07.14	NATURGAS ENERGÍA, S.A.
Gasoducto Zarza de Tajo-Yela.	K-52	J-04	ENAGAS, S.A.

3) Instalaciones planificadas vinculadas a compromisos internacionales

Estaciones de compresión	Posición gasoducto	Titular de las instalaciones
Euskadour	41.10.1	

§ 60

Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 261, de 31 de octubre de 2022
Última modificación: 16 de julio de 2024
Referencia: BOE-A-2022-17721

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 considera la promoción de gases renovables como una de las medidas clave de descarbonización de la economía. Estos gases pueden contribuir a este fin especialmente en aquellos usos cuya electrificación presenta mayores dificultades técnicas o económicas. Uno de los principales mecanismos para favorecer el despliegue de los gases renovables es la determinación de un sistema de garantías de origen que acredite la utilización de fuentes renovables en la producción de los mismos.

La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, define las garantías de origen como aquel documento electrónico cuya única función es acreditar ante un consumidor final que una cuota o cantidad determinada de energía se ha producido a partir de fuentes renovables. Asimismo, en su artículo 19 establece que, con el fin de certificar a los clientes finales el porcentaje o la cantidad de energía procedente de fuentes renovables, los Estados miembros velarán por que el origen de la energía producida a partir de fuentes renovables pueda garantizarse como tal en el sentido de la referida directiva, según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios.

De nuevo en el ámbito nacional, la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, en su artículo 12 dedicado al fomento y objetivos de los gases renovables, y el citado PNIEC, en su medida 1.8, señalan la necesidad de establecer un sistema de garantías de origen de gases renovables que acredite la procedencia y trazabilidad de los mismos y el impacto ambiental asociado a su producción y uso.

Consecuentemente con lo anterior, la creación de este sistema se prevé en la «Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable» y en la «Hoja de Ruta de Biogás», aprobadas por el Consejo de Ministros, el 9 de octubre de 2020 y el 22 de marzo de 2022, respectivamente, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Con objeto de desarrollar todo lo anterior, el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables, prevé en su título II la creación de un sistema de garantías de origen aplicable a los gases renovables, estableciendo la definición de estas garantías, su contenido, las condiciones de expedición, así como la

habilitación para la designación de una Entidad Responsable de su gestión y el Procedimiento de gestión del citado sistema.

Con la creación de este sistema de garantías de origen se da total cumplimiento al hito 130 asignado a la Componente 9, reforma 1, del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, conforme a lo dispuesto en el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, por el que se establece el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, y en su normativa de desarrollo, en particular la Comunicación de la Comisión Guía técnica (2021/C 58/01) sobre la aplicación del principio de «no causar un perjuicio significativo». Asimismo, se cumple con lo requerido en la Decisión de Ejecución del Consejo relativa a la aprobación de la evaluación del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España (CID) y su documento anexo, y en la Decisión sobre los Acuerdos Operativos (OA). Todas las actuaciones que se lleven a cabo en aplicación de este marco deben respetar el principio de no causar un perjuicio significativo al medio ambiente (principio DNSH por sus siglas en inglés, *Do No Significant Harm*).

El artículo 19 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, da el mandato a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de aprobar, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y consulta a los agentes interesados, un procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, determinando, así mismo, el contenido mínimo de dicho procedimiento.

Así mismo, la disposición adicional segunda del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, designa al Gestor Técnico del Sistema como Entidad Responsable del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, mientras el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico no disponga de los medios humanos y materiales para ejercer sus funciones. El ejercicio, por parte del Gestor Técnico del Sistema, de las funciones de Entidad Responsable del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables se ajustará a los principios de transparencia, objetividad e independencia consignados en el artículo 64.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

En el plazo de tres meses a partir de la entrada en vigor del referido real decreto, el Gestor Técnico del Sistema como Entidad Responsable, debía presentar a la Secretaría de Estado de Energía una propuesta de Procedimiento de gestión. Este mandato ha sido cumplido mediante la recepción de la propuesta de procedimiento de gestión el día 29 de julio de 2022.

Por tanto, en desarrollo del conjunto normativo antes mencionado, esta orden tiene por objeto aprobar el Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables. La finalidad de la norma es, por tanto, permitir a tal procedimiento entrar en vigor, otorgando seguridad jurídica a los sujetos que deseen participar en el sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables y satisfaciendo los principios de transparencia, objetividad, eficiencia en la gestión y no discriminación entre los sujetos afectados, bajo los cuales ha de ejercer sus funciones la Entidad Responsable.

El contenido de la norma se concreta en cuatro artículos y dos disposiciones finales. Dentro del articulado, se regula el objeto, finalidad y ámbito de la orden ministerial, así como la aprobación del procedimiento de gestión y sus eventuales modificaciones.

Esta orden se adecúa a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia, que conforman los principios de buena regulación regulados en el artículo 129.1 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

De este modo, cumple con el principio de necesidad, ante la exigencia de regular el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, de tal forma que se incluya la información necesaria sobre los procedimientos que rigen el funcionamiento del sistema de garantías de origen.

Asimismo, cumple con el principio de eficacia, dado que se constituye como la adecuada alternativa para dar cumplimiento al referido mandato del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo.

Satisface el principio de proporcionalidad, dado que la norma contiene la regulación imprescindible para atender la necesidad a cubrir demandada por el sector.

Por otra parte, se ajusta al principio de seguridad jurídica, al ser coherente con lo establecido en las disposiciones legales y reglamentarias que le sirven de fundamento.

También cumple con el principio de transparencia, al haberse sustanciado, en su tramitación, el preceptivo trámite de audiencia e información pública, a través de la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, de conformidad con lo previsto en el artículo 26.6 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno. Además, define claramente sus objetivos, tanto en su parte expositiva como en la Memoria de Análisis del Impacto Normativo que la acompaña.

Así mismo, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, esta orden ha sido sometida a audiencia, a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, en el que se encuentran representadas las comunidades autónomas, así como las entidades representativas de los sectores afectados, habiendo sido informada preceptivamente por el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

Por último, es coherente con el principio de eficiencia, dado que esta norma no impone cargas administrativas innecesarias o accesorias, más allá de lo estrictamente necesario legal y tecnológicamente, para la eficaz y eficiente gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, graduando, así mismo, los requisitos exigidos a los sujetos que quieran participar en dicho sistema, de tal forma que sean los estrictamente necesarios para el cumplimiento de los fines del mismo.

Esta orden se adecua al orden de distribución de competencias regulado en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuyen al Estado la competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y sobre bases del régimen minero y energético, respectivamente.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto y finalidad.*

1. Esta orden tiene por objeto aprobar el Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables previsto en el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables.

2. La finalidad de esta orden es otorgar seguridad jurídica a los sujetos que deseen participar en el sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, satisfaciendo los principios generales de transparencia, objetividad, eficiencia en la gestión y no discriminación entre los sujetos afectados bajo los cuales ha de ejercer sus funciones la Entidad Responsable, acorde al artículo 19 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo.

Artículo 2. *Ámbito.*

El Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables es de aplicación a todos los sujetos que deseen participar en el sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, creado en virtud del artículo 19 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo.

Artículo 3. *Aprobación del Procedimiento de gestión.*

Se aprueba el Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, cuyo contenido se incluye en el anexo.

Artículo 4. *Modificación del Procedimiento de gestión.*

Tanto la Entidad Responsable del sistema de garantías de origen, previa consulta a todos los miembros del Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen del gas procedente de fuentes renovable; como el Comité de Sujetos podrán proponer al Ministerio

para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico modificaciones del Procedimiento de gestión.

Disposición final primera. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo previsto en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva sobre bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica, y sobre bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

ANEXO

Procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables

1. Introducción

1.1 Antecedentes. El Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables, establece la creación de un sistema de garantías de origen aplicable a los gases renovables con el objeto de poder demostrar ante los consumidores finales que una cantidad determinada de energía se ha obtenido a partir de dichas fuentes.

El citado real decreto establece que por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y consulta a los agentes interesados, se deberá aprobar un procedimiento de gestión (en adelante el Procedimiento) con unos contenidos mínimos. El actual documento viene a plasmar dicho mandato.

Por otro lado, la Directiva (UE) 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables en el Artículo 19, Garantías de origen de la energía procedente de fuentes renovables (Garantías de origen), punto 6, establece que los Estados miembros o los organismos competentes designados garantizarán que los requisitos que impongan cumplan la norma CEN–EN 16325.

La norma CEN 16325, que originalmente había sido redactada para su aplicación a las garantías de origen de electricidad, está en proceso de revisión para su extensión a otras formas de energía sin que esté prevista su aprobación en el corto plazo.

Por este motivo, este Procedimiento toma como referencia el último borrador disponible de la norma en revisión en el momento de la redacción, estando previsto un proceso de revisión una vez que la norma sea aprobada.

1.2 Ámbito de aplicación. El Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, establece que las garantías de origen serán válidas para todo el gas renovable, definiendo el gas renovable como «gas combustible procedente de fuentes renovables, aplicable al hidrógeno renovable, al biogás y a cualquier otro gas de origen renovable que se determine por resolución de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía».

Los tipos de gases renovables para los que se expedirán Garantías de origen estarán detallados en el listado de información adicional de carácter público que complementa a este procedimiento e incluirán en todo caso al hidrógeno renovable y al biogás.

1.3 Logística de red, off-grid y autoconsumo. Las garantías de origen sujetas al presente procedimiento serán aplicables a todo gas renovable según se indica en el apartado anterior, con independencia de la logística de producción y consumo.

Se distinguirá entre:

– Gases renovables inyectados en el sistema gasista: aplicable tanto a la red de transporte como a las redes de distribución.

– Gases renovables inyectados en canalizaciones aisladas al sistema gasista, esto es, no conectadas a ninguna instalación incluida en la definición del Sistema gasista recogida en el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

– Gases renovables con logística off-grid: cuando sean transportados hasta uno o varios puntos de consumo, con independencia de que éstos operen en continuo o discontinuo o de cuál sea su uso final. La logística off-grid permitirá el consumo y el autoconsumo en puntos dispersos, así como la integración con otras logísticas.

– Gases renovables autoconsumidos en la propia instalación de producción. Las garantías de origen para gas renovable autoconsumido serán expedidas con carácter de garantías redimidas (garantías autocanceladas), y por lo tanto no serán susceptibles de transferencia o de utilización para compensación de emisiones derivadas del consumo de otros combustibles. Cuando un gas renovable sea transportado desde la instalación de producción mediante logística «off-grid» a un punto de consumo de uso exclusivo del mismo productor, podrá ser considerado a los efectos como un autoconsumo.

1.4 Procesos de producción de gases renovables. Producción directa vs. Conversión. El concepto de conversión deriva de la existencia de diferentes tipos de Garantías de origen. Las Garantías de origen deben permitir la trazabilidad de los procesos en los que se produzca un cambio en la naturaleza de la energía renovable.

La expedición de Garantías de origen por producción de gases renovables puede derivar de una producción directa de gases renovables o por conversión:

– La expedición de Garantías de origen de una producción directa tendrá lugar cuando la producción de gases renovables provenga de cualquier fuente de energía renovable producida *in situ,* y no derive del consumo de otra forma de energía, a excepción de los consumos auxiliares.

– La expedición de Garantías de origen de una producción por conversión tendrá lugar cuando la producción de gases renovables provenga de cualquier otra fuente de energía renovable, sin considerar los consumos auxiliares. En cualquier caso, el carácter renovable de ésta otra energía vendrá acreditado por Garantías de origen, evitando que la transformación de energía renovable pueda dar lugar a un doble contaje (capítulo 5.2).

La producción de un gas renovable por conversión podrá ser parcial, distinguiendo entre:

– Temporal: Por ejemplo, una instalación de producción de hidrógeno renovable por electrólisis que funcione asociada a una instalación fotovoltaica y que, en las horas sin luz solar, se alimente de electricidad de red.

– No temporal: Por ejemplo, una planta de producción de biometano que completa el input de biogás de producción propia con biogás procedente de otras explotaciones.

La expedición de Garantías de origen por conversión requerirá la medida de los consumos y la redención de un número equivalente de Garantías de origen del tipo correspondiente, de acuerdo a lo establecido en el capítulo 5.

1.5 Información relativa a los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y a los requisitos para la contabilización como renovable de la electricidad empleada en la producción de combustibles renovables de origen no biológico.

La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, establece los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que tienen que cumplir los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa a efectos de su contribución en los objetivos de energías renovables fijados en la propia directiva. Según su definición de la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, son combustibles de biomasa los combustibles gaseosos o sólidos producidos a partir de biomasa y son combustibles renovables de origen no biológico (RFNBO, por sus siglas en inglés) aquellos combustibles líquidos o gaseosos cuyo contenido energético procede de fuentes renovables distintas de la biomasa.

Los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero conforman una serie de requisitos y especificaciones aplicables a las materias

primas, los residuos y a los procesos para la fabricación de estos combustibles, en relación con el tipo de cultivos o país de origen de las materias primas, entre otros aspectos.

Por otra parte, el artículo 27 de la Directiva (UE) 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, y sus actos delegados de desarrollo, establecen los requisitos para la contabilización como renovable de la electricidad empleada para la producción de combustibles renovables de origen no biológico.

De acuerdo con el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, en España la verificación de la sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se podrán realizar mediante cualquier esquema voluntario reconocido por la Comisión Europea o mediante un esquema nacional que cuente con decisión favorable de la Comisión Europea, incluyendo el sistema nacional de verificación de la sostenibilidad.

Las garantías de origen de la energía procedente de fuentes renovables definidas en la Directiva (UE) 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, constituyen un aval del origen renovable de la energía cuya función es exclusivamente demostrar al consumidor final que una determinada cuota o cantidad de energía se ha obtenido a partir de fuentes renovables. La única condición para la expedición de garantías de origen de gases renovables es que exista una producción neta de gases renovables a partir de una fuente de energía renovable.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, las garantías de origen de gases renovables podrán incluir información sobre el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, así como de los requisitos para la contabilización como renovable de la electricidad empleada en la producción de combustibles renovables de origen no biológico. Esta información deberá estar verificada de acuerdo con las metodologías definidas en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, y en sus actos delegados.

Asimismo, para garantizar que una misma unidad de energía procedente de fuentes renovables se tenga en cuenta una sola vez, las garantías de origen expedidas a las plantas de producción de gases renovables que dispongan de un certificado de sostenibilidad deberán incluir necesariamente información sobre el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero exigidos en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018.

2. Conceptos generales

2.1 Alcance. El Procedimiento de gestión, que de acuerdo al artículo 19 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, define los principios fundamentales de funcionamiento, los protocolos, los derechos y las obligaciones del sistema de garantías de origen, de aplicación a las instalaciones de producción y consumo de gases renovables en territorio nacional.

En la sección pública de la Plataforma de garantías de origen se recogerá la documentación adicional de carácter público que complementa el procedimiento.

2.2 Roles, derechos y obligaciones.

2.2.1 Entidad Responsable. La disposición adicional segunda del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, designa al Gestor Técnico del Sistema gasista como Entidad Responsable del sistema de garantías de origen mientras el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Ministerio) no disponga de los medios humanos y materiales para ejercer sus funciones.

El Ministerio podrá asumir en cualquier momento las funciones y responsabilidades propias de la Entidad Responsable, así como encomendar a un tercero la gestión del sistema de garantías de origen.

Las obligaciones de la Entidad Responsable son, entre otras:

– Elaborar y remitir al Ministerio una propuesta de Procedimiento de gestión.
– Constituir un Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen.
– Desarrollar los medios informáticos necesarios para el funcionamiento del sistema de garantías de origen (Plataforma de garantías de origen).
– Establecer, publicar y mantener actualizado el Registro de instalaciones de producción de gases renovables.

– Definir los requisitos de medición para cada tipo de gas renovable no inyectado en el sistema gasista.
– Definir los requisitos a cumplir por las entidades auditoras.
– Gestionar y Mantener el sistema de anotaciones en cuenta de las Garantías de origen.
– Gestionar el registro de tenedores de Garantías de origen en el sistema garantías de origen.
– Comprobar que la información proporcionada en las solicitudes de registro de tenedores es completa y correcta y que la solicitud cumple con los requisitos establecidos.
– Mantener actualizada la información de registro de tenedores.
– Registrar las medidas facilitadas por las entidades de medición.
– Expedir garantías de origen.
– Registrar en cuenta de anotaciones para cada tenedor de garantías de origen los movimientos producidos por operaciones de expedición, transferencia, importación, exportación y redención de garantías de origen.
– Emitir «Declaraciones Informativas de Redención».
– Facilitar la comunicación e intercambio de información para el desarrollo de la Plataforma de garantías de origen.
– Facilitar el acceso a la información de carácter público contenida en el Sistema en los términos establecidos en este Procedimiento.
– Presentar anualmente ante el MITERD un informe anual de la actividad de expedición de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables.
– Informar al MITERD de todas las reclamaciones e incidencias que se produzcan en el Sistema, así como las acciones tomadas para su corrección y prevención.
– Aplicar medidas correctivas. Estas medidas incluirán acciones de subsanación de información cuando se detecten irregularidades en el ejercicio de labores de control. La naturaleza de las acciones correctivas quedará definida en este Procedimiento o en la regulación correspondiente.
– Establecer canales de comunicación con los usuarios para informar de cualquier indisponibilidad en el Sistema.
– Poner toda la información relevante a disposición pública.
– Establecer un canal de comunicación para que cualquier sujeto pueda remitir sugerencias de modificación y mejora al funcionamiento del Sistema de Garantías de origen.
– Mantener un registro de todos los movimientos en el sistema durante un mínimo de cuatro años.
– Consultar la documentación proporcionada por el productor de gas renovable bajo demanda específica.
– Solicitar al productor de gas renovable información adicional para garantizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en los diferentes procesos de autorización de las instalaciones de producción.
– Acudir presencialmente y con un preaviso mínimo de cuarenta y ocho horas a las instalaciones de producción del gas renovable con objeto de comprobar la validez y veracidad de la documentación remitida y de las características de la instalación de producción.

La Entidad Responsable contactará con aquellas entidades análogas de otros países de la Unión Europea, y, cuando se cumplan los requisitos exigidos por la Directiva (UE) 2018/2001, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, llevará a cabo los desarrollos necesarios para facilitar la importación y exportación de garantías de origen desde y hacia estos registros previa firma de los acuerdos correspondientes.

La Entidad Responsable adaptará el sistema de garantías de origen ante cambios en la regulación nacional o europea, reflejando las modificaciones en el Procedimiento de gestión e implementando estos cambios en el plazo que se estime razonable en función de la dificultad.

La Entidad Responsable adoptará en todo momento las medidas técnicas, legales y organizativas necesarias para dotarse de herramientas de ciberseguridad suficientes para proteger los activos de información del sistema, utilizando como marco de referencia los estándares internacionalmente reconocidos (tales como ISO 27001 o NIST). La Entidad

Responsable asegurará que el funcionamiento de los sistemas informáticos sea auditado de forma periódica.

2.2.2 Tenedores. Un tenedor de garantías de origen es una entidad para la que se establece una cuenta de anotaciones. Para ser tenedor en el sistema de garantías de origen será requisito indispensable la firma de un contrato de participación en el sistema de garantías de origen, siendo necesario para ello estar inscrito en el Registro Mercantil, en el Registro Especial de Uniones Temporales de Empresas del Ministerio de Hacienda, en el Registro de Entidades Locales, estar incluido en la base de datos de instituciones del Ministerio de Hacienda o cualquier otro registro que acredite las características y la situación de la entidad.

El contrato de participación en el sistema de garantías de origen formará parte de la documentación adicional de carácter público recogida en la Plataforma de las garantías de origen. Dicho contrato, así como las modificaciones del mismo serán sometidos a un procedimiento de consulta.

Obligaciones de los tenedores de Garantías de origen:

– Proporcionar información precisa y veraz.
– Mantener actualizada la información proporcionada.
– Proteger la confidencialidad de las credenciales de acceso y alertar a la Entidad Responsable ante cualquier sospecha de que estas hayan podido ser divulgadas.
– No llevar a cabo acciones ante la sospecha de que pudieran ser causantes de daños al sistema de garantías de origen.
– Alertar a la Entidad Responsable ante cualquier sospecha de prácticas fraudulentas, incluyendo el acceso no autorizado a sus sistemas informáticos.
– Adaptar sus contratos al contrato de participación cuando se lleven a cabo modificaciones en éste.
– Además, en el caso de que la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia estableciese que los costes asociados al sistema de garantías debieran recuperarse mediante precios asociados a la utilización de éste, los tenedores de Garantías de origen estarían obligados a efectuar los pagos correspondientes.

Derechos de los tenedores de garantías de origen:

– Acceder a las funcionalidades de transferencia, importación y exportación de Garantías de origen.
– Consultar los campos y parámetros de sus Garantías de origen.
– Darse de baja en el sistema de garantías de origen.

2.2.2.1 Productores de gases renovables. Tanto el titular de una instalación de producción de gases renovables como un tercero que opere una instalación bajo contrato, ya sea éste de concesión pública o de otro tipo de concesión, podrán darse de alta como productor de gases renovables una vez iniciado el registro de al menos una instalación en el sistema garantías de origen.

Adicionalmente a los derechos y obligaciones generales aplicables a todos los tenedores de Garantías de origen, los productores de gases renovables estarán sujetos a las siguientes obligaciones y derechos:

Obligaciones de los productores de gases renovables:

– Asegurar la veracidad de la información proporcionada en el alta de las instalaciones, incluyendo si la instalación o la producción se beneficia o ha beneficiado de algún sistema de apoyo.
– Notificar a la Entidad Responsable cualquier modificación implementada en la instalación de producción que suponga una alteración de los datos proporcionados en el registro de la instalación.
– Informar a la Entidad Responsable de los mantenimientos de la instalación planificados/no planificados.
– Permitir la inspección física de las instalaciones por parte de la Entidad Responsable, entidades auditoras o por parte de un tercero designado por la Entidad Responsable.
– Mantener un registro del histórico de las señales de operación durante al menos dos años.

– Facilitar el acceso de la Entidad Responsable o entidad auditora al registro de datos de operación cuando así se lo requiera, incluyendo en el caso de inspecciones sin preaviso previo.

– Enviar las medidas correspondientes a los consumos auxiliares, al menos, con frecuencia mensual y siempre que sean requeridas por la Entidad Responsable.

– En el caso de los productores de gas renovable cuya producción no se inyecte en el sistema gasista:

• Garantizar la existencia de dispositivos de medición que cumplan con los requisitos establecidos en el capítulo 6.

• Enviar las medidas de producción a la Plataforma de garantías de origen con la frecuencia y nivel de detalle que se establezca en el capítulo 6.

– Asegurar la veracidad de todas las medidas enviadas a la Plataforma de garantías de origen.

Derechos de los productores de gases renovables:

– Acceder a la funcionalidad de expedición de Garantías de origen en los plazos reglamentariamente establecidos cuando los retrasos no sean imputables a los mismos.

2.2.2.2 Suministradores de gases renovables. Un suministrador de gases renovables es un tipo de tenedor de garantías de origen que realiza funciones de comercialización de gases renovables. Adicionalmente a los derechos y obligaciones generales aplicables a los tenedores de garantías de origen, los suministradores de gases renovables estarán sujetos a las siguientes obligaciones y derechos:

Obligaciones de los suministradores de gases renovables:

– Autorizar el acceso del sistema de garantías de origen a los repartos correspondientes a sus salidas a consumo en el Sistema gasista.

– Identificar los puntos de consumo a los que suministra gases renovables y mantener actualizado este listado.

Derechos de los suministradores de gases renovables:

– Acceder a la funcionalidad de redención de garantías de origen.

2.2.2.3 Consumidores de gases renovables. Un consumidor de gases renovables será aquel que gestione directamente sus garantías de origen, sin intermediación del comercializador que le suministre la energía. Un consumidor de gases renovables podrá delegar la redención de las Garantías de origen correspondientes a su consumo en el suministrador que le proporcione la energía. En tal caso, el consumidor se mantendrá ajeno al sistema de garantías de origen.

Para ser consumidor de gases renovables será necesario:

– Ser titular de uno o más puntos de consumo del Sistema gasista, o

– ser titular de uno o más puntos de destino de cisternas de GNL, o

– ser titular de uno o más puntos de consumo off-grid distinto a los destinos de cisternas, o

– ser titular de un punto de consumo en una canalización no conectada al sistema gasista, o

– ser consumidor de gases renovables en operaciones de bunkering o de gas vehicular, o

– ser titular de infraestructuras de gas natural para autoconsumos relacionados con esta actividad.

Adicionalmente a los derechos y obligaciones generales aplicables a los tenedores de garantías de origen, los consumidores de gases renovables estarán sujetos a las siguientes obligaciones y derechos:

Obligaciones de los consumidores de gases renovables:

– En el caso de los titulares de puntos de consumo en el Sistema gasista, la responsabilidad de los consumidores de gases renovables se limitará a autorizar al sistema de garantías de origen a acceder a sus datos de consumo en el Sistema gasista.

– En el caso de titulares de puntos de suministro off-grid, y puntos de consumo desde canalizaciones no conectadas al Sistema gasista: Solicitar el alta del punto de consumo, proporcionando la información que para ello se requiera de forma veraz.

– Notificar a la Entidad Responsable cualquier modificación implementada en el punto de consumo.

– Permitir la inspección física del punto de consumo por parte de la Entidad Responsable, o por parte de un tercero designado por la Entidad Responsable, como las entidades auditoras.

– Mantener un registro de consumos (descargas en el caso de puntos de consumo off-grid) durante al menos 2 años.

– Facilitar el acceso de la Entidad Responsable o entidad auditora al registro de datos de consumo y descarga cuando así se lo requiera, incluyendo en el caso de inspecciones sin preaviso.

Derechos de los consumidores de gases renovables:

– Acceder a la funcionalidad de redención de garantías de origen.

2.2.2.4 Intermediarios de Garantías de origen. Un intermediario de garantías de origen será un tenedor que no se registre como productor, suministrador ni consumidor, por lo que sus funcionalidades quedarán limitadas a la transferencia, importación y exportación de Garantías de origen, y no estarán sujetos a otros derechos u obligaciones que los aplicables a cualquier tenedor.

2.2.3 Entidad medidora. Una entidad medidora es la persona jurídica responsable de recoger y determinar los valores de producción y consumo que apliquen en cada caso. Las entidades medidoras serán aprobadas por la Entidad Responsable, y su actividad estará sujeta a lo que se determine en el cada caso, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 6.

Con carácter general la entidad medidora en logísticas no conectadas a red será el productor, y en instalaciones conectadas a red, el operador de la red correspondiente, previo acuerdo caso a caso de un protocolo de medición entre el productor y el operador.

2.2.4 Entidad auditora. Una entidad auditora es la persona jurídica, seleccionada por el productor y confirmada por la Entidad Responsable, cuya función es garantizar la veracidad y exactitud de la información proporcionada por los tenedores de gases renovables.

Los requisitos para la designación de una entidad auditora estarán definidos en el capítulo 4 y se incluirán en la documentación adicional de carácter público.

Obligaciones de las entidades auditoras:

– Inspeccionar las instalaciones y llevar a cabo todas las comprobaciones necesarias.
– Elaborar informes de auditoría.
– Proteger la confidencialidad de las credenciales de acceso y alertar a la Entidad Responsable ante cualquier sospecha de que éstas hayan podido ser divulgadas.
– Alertar a la Entidad Responsable ante cualquier sospecha de prácticas fraudulentas, incluyendo el acceso no autorizado a sus sistemas informáticos.
– Enviar sus informes de inspección y auditoría a la Plataforma de garantías de origen.
– Realizar su actividad preservando la integridad del sistema de garantías de origen.

Todo ello de acuerdo a lo establecido en el capítulo 4.

3. Registro, mantenimiento y baja en el sistema de garantías de origen

3.1 Registros de tenedores. La solicitud de registro se llevará a cabo a través de la Plataforma de garantías de origen, mediante un formulario de registro de tenedores. La documentación adicional de carácter público incluirá una versión descargable de este formulario.

La solicitud de registro deberá incluir detalle de:

– Nombre o razón social.
– Domicilio social.

– NIF/VAT.

– Identificación del apoderado que actúa en representación del solicitante, con detalle de nombre, número de DNI o pasaporte, dirección de correo electrónico y teléfono móvil. Podría darse el caso de que sea necesaria la firma de varios apoderados, debiendo identificarse de la misma forma cada uno de los firmantes.

– Identificación del sujeto o sujetos que actuarán como usuario(s) primario(s)[1] en la Plataforma de garantías de origen, con detalle de nombre, número de DNI o pasaporte, dirección de correo electrónico y teléfono móvil. El usuario o usuarios primarios podrán o no coincidir con el apoderado o apoderados. Se podrá definir hasta un máximo de tres Usuarios Primarios.

[1] Un usuario primario será aquella persona designada en el contrato de participación en el sistema de garantías de origen por el tenedor para operar en su nombre en la Plataforma de garantías de origen. Los usuarios primarios tendrán algunas funcionalidades adicionales a las de otros usuarios que no figuren en el contrato.

Además, para cada uno de los apoderados, deberá indicarse el modo de firma del contrato de participación en el sistema de garantías de origen, indicando si la firma se realizará mediante certificado digital o mediante control biométrico.

Junto con el formulario de registro, la solicitud deberá incluir la siguiente documentación:

– Certificación de estatutos sociales cuando se trate de una empresa o equivalente en el caso de una UTE.

– Certificación de poderes de las personas identificadas como apoderados.

– Copia compulsada del DNI/NIE/pasaporte de las personas identificadas como apoderados.

– Copia compulsada del DNI/NIE/pasaporte de las personas identificadas como usuarios primarios.

– Cualquier otra información que, en atención a las circunstancias concurrentes y atendiendo a principios de necesidad, proporcionalidad y no discriminación, la Entidad Responsable del sistema de garantías de origen considere necesario solicitar.

La Entidad Responsable revisará la información remitida y podrá solicitar una reunión con el sujeto solicitante, en una fecha conveniente para las dos partes, cuando, a la vista de la documentación lo considere necesario para completar con éxito el procedimiento.

Cuando la solicitud de registro estuviera incompleta o no siguiese lo establecido en este procedimiento, la Entidad Responsable requerirá al solicitante la subsanación de la documentación enviada. Si la información no fuera subsanada en un plazo de diez días hábiles desde la recepción de la solicitud de subsanación, la solicitud de alta se dará por no formalizada.

En un plazo máximo de un mes desde la recepción de la solicitud inicial, o en su caso, de la recepción de la solicitud subsanada o de que tenga lugar la entrevista con el solicitante, la Entidad Responsable establecerá una cuenta de anotaciones en el sistema de garantías de origen a nombre del solicitante, le comunicará a éste la finalización del proceso de registro y le proporcionará credenciales de acceso a la Plataforma de garantías de origen para los usuarios primarios.

Desde la Plataforma de garantías de origen, una vez finalizado el registro, los usuarios primarios podrán completar el perfil del tenedor como:

– Productor de gases renovables.
– Suministrador de gases renovables.
– Consumidor de gases renovables.
– Intermediario gases renovables.

Estos roles no son incompatibles entre sí.

Además, los usuarios primarios, desde la Plataforma de garantías de origen, podrán solicitar la creación de perfiles de acceso para otros usuarios (usuarios secundarios) para la operación o consulta de la misma cuenta de anotaciones.

3.1.1 Registro de productores de gases renovables. Para registrarse como productor de gases renovables será necesario completar satisfactoriamente el alta de al menos una

instalación de producción en el Registro de instalaciones de producción de gas procedente de fuentes renovables, de acuerdo a lo establecido en el apartado 3.4.

3.1.2 Registro de suministradores de gases renovables. Para registrarse como suministrador de gases renovables será necesario estar dado de alta como comercializador en el Sistema gasista[2].

[2] La disposición adicional trigésima octava de la Ley de Hidrocarburos, introducida por el RDL 6/2022 de 18 de marzo estipula que la comercialización de gases renovables mediante canalizaciones aisladas se harán según lo dispuesto en el capítulo VI del título IC de la ley, y que la empresa de comercialización deberá estar registrada conforme a lo dispuesto para los comercializadores de gas natural, estando sujeta a los derechos y obligaciones de gas natural que sean de aplicación con la excepción de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad. No obstante, esta misma disposición también estipula que el acceso a las canalizaciones aisladas será negociado y que la CNMC podría establecer si lo considerase oportuno, criterios de acceso, entendiéndose que la Circular de Acceso no es de aplicación a estas redes. Por este motivo, la información relativa a inyección y consumo en canalizaciones aisladas no estará incluida en el SL-ATR y no pueden ser tenidos en cuenta a efectos de redención por cartera de suministros.

También serán suministradores de gases renovables los comercializadores de suministro off-grid y comercializadores en canalizaciones aisladas. Al darse de alta como suministrador de gases renovables el sujeto autoriza al sistema de garantías de origen a acceder a sus repartos en los puntos de salida del Sistema gasista.

En la solicitud de registro como suministrador, el sujeto deberá identificar, cuando aplique, los puntos de suministro para los que solicitará la redención de garantías de origen, incluyendo en su caso los puntos de carga de GNL con destino bunkering o gas vehicular.

En el caso de puntos de suministro del Sistema gasista, se indicará el CUPS y la razón social del titular del punto. Cuando se trate de puntos de consumo ajenos al Sistema gasista se procederá según se indica en el apartado 3.2. En ambos casos el suministrador deberá aportar documentación que acredite que el consumidor correspondiente delega en el suministrador la redención de garantías de origen.

3.1.3 Registro de consumidores de gases renovables. Podrá registrarse como consumidor cualquier titular de un punto de consumo del Sistema gasista (telemedido o no telemedido), un consumidor de gases renovables para bunkering o consumo de gas vehicular, un operador de redes del Sistema gasista para los autoconsumos relacionados con esa actividad o un consumidor de un punto de consumo ajeno al Sistema gasista que podrá ser un punto de consumo off-grid (destino de cisternas de GNL o no), o un punto de consumo de una canalización no conectada al Sistema gasista.

Un consumidor de gases renovables podrá ser titular de varios puntos de consumo y acceder a varios puntos de carga para operaciones de bunkering o carga de gas vehicular.

En el caso de puntos de consumo del Sistema gasista, se indicará el CUPS de suministro, mientras que para puntos ajenos al Sistema gasista se procederá según se indica en el apartado 3.2.

3.1.4 Registro de intermediarios de gases renovables. Para ser intermediario será necesario registrarse como tenedor y únicamente indicar que se va a registrar como intermediario.

3.2 Registro de puntos de consumo ajenos al Sistema gasista. Cuando, en la solicitud de registro de suministradores o consumidores se identifique un punto de consumo de gases renovables ajeno al Sistema gasista, se deberá solicitar su alta como punto en el sistema de garantías de origen, para lo que será necesaria la siguiente información:

– Tipo de punto de consumo: se deberá indicar si se trata de un punto de consumo off-grid, de un punto de consumo en canalizaciones no conectadas al Sistema gasista, o de un punto de consumo para operaciones de repostaje de bunkering o gas vehicular.
– Tipo de gas consumido.
– Coordenadas geográficas del punto de consumo.
– Titular del punto de consumo.
– CNAE del titular.

Tras la recepción de la solicitud de alta de punto de consumo ajeno al Sistema gasista, y en un plazo máximo de un mes, la Entidad Responsable dará de alta el nuevo punto,

asignándole el código correspondiente, que comunicará a través de la Plataforma de garantías de origen al tenedor solicitante. La Entidad Responsable comunicará al solicitante la finalización del proceso de registro del punto de consumo ajeno al Sistema gasista.

3.3 Baja de tenedores de Garantías de origen. La baja de un tenedor en el sistema de garantías de origen supone el cierre definitivo de su cuenta de anotaciones.

Un tenedor de garantías de origen podrá solicitar en cualquier momento la baja en el sistema de garantías de origen. La solicitud de baja será cursada a través de la Plataforma de garantías de origen, para lo que únicamente estarán habilitados los usuarios primarios. Para la finalización del proceso de baja será necesaria la firma de un documento de desistimiento por parte del apoderado o apoderados.

Para solicitar la baja como tenedor en el sistema de garantías de origen, el solicitante deberá haber dado de baja o transferido a un tercero, tanto sus instalaciones de producción como sus puntos de suministro asociados. además, para solicitar la baja no debe tener garantías de origen susceptibles de transferencia en su cuenta de anotaciones.

Al dar de baja un punto de suministro, cuando éste sea del Sistema gasista se dejarán de recibir los valores asociados del SL-ATR.

Una vez solicitada la baja quedará inhabilitada la operación a través de la Plataforma de garantías de origen para todos los usuarios a excepción de los usuarios primarios, que hasta la firma del documento de desistimiento podrán cancelar la solicitud de baja.

En caso de que transcurran 18 meses sin que ningún usuario de un tenedor haya accedido a la Plataforma de garantías de origen, la Entidad Responsable se pondrá en contacto con el tenedor. Si transcurridos dos meses desde esta comunicación el tenedor no hubiese explicado los motivos de su inactividad la Entidad Responsable procederá a darle de baja.

También podrá producirse la baja forzada de un tenedor a instancia del Ministerio en caso de que se confirme una infracción grave.

La Entidad Responsable mantendrá un registro público de tenedores de garantías de origen con detalle de su estado de habilitación en el sistema.

3.4 Alta en el Registro de instalaciones de producción. Para registrar una instalación de producción de gases renovables es necesario estar previamente registrado en el sistema de garantías de origen como tenedor de garantías de origen.

Se podrá dar de alta tanto a una instalación de producción única como a un conjunto de instalaciones, con independencia de la titularidad de las mismas, que formen parte de un proceso integrado y estén ubicadas en un único complejo, en parcelas adyacentes, o cuando estén en distintos puntos geográficos, pero pueda demostrarse la integración del proceso. La agrupación de diferentes instalaciones bajo una denominación común estará condicionada a que ninguno de los subprocesos esté habilitado para la expedición de ningún tipo de garantías de origen.

Podrá registrar una instalación de producción:

– El titular de la instalación, o
– un tercero que opere la instalación, acreditando la relación contractual con el titular.

La solicitud de registro se llevará a cabo a través de la Plataforma de garantías de origen mediante el formulario de alta de instalaciones, que estará incluido en la documentación adicional de carácter público.

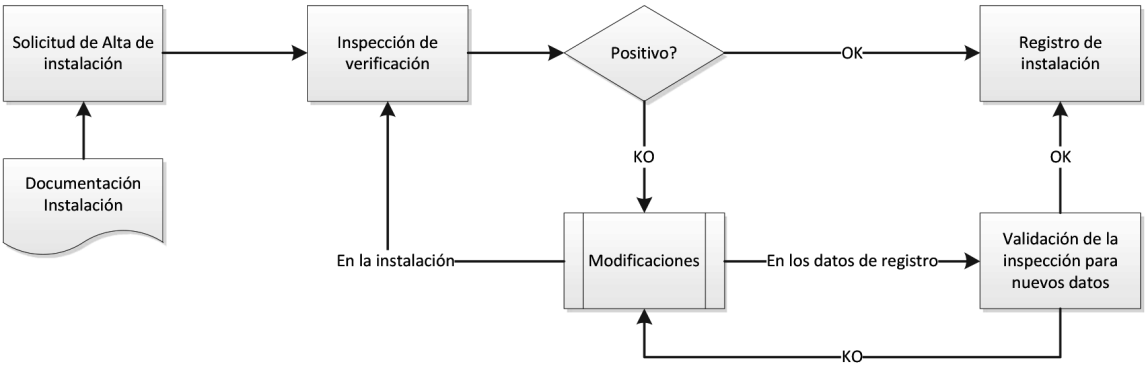
Junto con el formulario de alta de instalaciones, la solicitud de alta deberá incluir la siguiente documentación:

– Acta de puesta en marcha definitiva otorgada por la autoridad competente.
– Cuando el solicitante no sea el titular, documentación que refleje la relación contractual para la operación de la instalación.
– Esquema simplificado con detalle de los distintos elementos de la instalación.
– Cualquier otro documento que sea definido por la normativa vigente.

Como paso previo al alta de la instalación se requerirá de una inspección de verificación *in situ* por parte de una entidad auditora. El solicitante podrá seleccionar la entidad auditora de entre aquellas que hayan sido acreditadas por la Entidad Responsable.

La Entidad Responsable procederá a dar de alta la instalación en el Registro de instalaciones de producción de gases renovables una vez reciba un informe de inspección positivo por parte de la entidad auditora de acuerdo a lo establecido en el capítulo 4. El envío del informe de inspección se realizará a través de la Plataforma de garantías de origen.

Si el informe de inspección de la entidad auditora determinase alguna irregularidad, el productor deberá llevar a cabo las modificaciones pertinentes y, si ésta implicase modificaciones en la instalación, solicitar una nueva inspección de verificación, o bien retirar su solicitud de registro.



Además, también será posible solicitar el registro de una instalación que aún no cuente con acta de puesta en marcha. A estas instalaciones se les asignará el estado «en tramitación» debiendo aportar en su solicitud copia de la solicitud de autorización administrativa en lugar del acta de puesta en marcha.

Una instalación que haya sido incluida en el registro en estado de tramitación podrá completar el alta en el registro una vez haya recibido el acta de puesta en marcha, completado y actualizado la información requerida y superado la inspección de verificación previa.

3.4.1 Registro de instalaciones de producción directa de gas renovable. Para completar el alta de una instalación de producción de gases renovables será necesario suministrar al menos la siguiente información, que deberá ser consistente con la documentación adjunta.

3.4.1.1 Información de ámbito general:

– Tipo de gas renovable producido.
– Identidad de la instalación.
– Ubicación de la instalación con detalle de coordenadas y dirección postal.
– Capacidad nominal expresada en kW, referida a la capacidad de producción del gas renovable indicado en la tipología. La capacidad de producción en kW se calculará dividiendo entre 24 su capacidad de producción en kWh/d con base a PCS.
– Fecha de puesta en marcha. Cuando diferentes elementos de la instalación se hayan puesto en marcha en distintas fechas, ésta se referirá al elemento de producción del gas renovable.
– Entidad auditora de la producción, a seleccionar entre las entidades auditoras acreditadas.
– Información relativa a la recepción de ayuda financiera de sistemas de apoyo vigentes, con desglose entre mecanismos de apoyo a la inversión, mecanismos de apoyo a la producción u otros.
– Información relativa a otros sistemas de acreditación a los que pudieran ser de aplicación a la producción.

Además, también se indicará si la producción de gas renovable se produce mediante un proceso de conversión.

3.4.1.2 Información relativa a la tecnología de producción:

– Fuente o fuentes de energía utilizadas, con definición en cuatro niveles según se define en la documentación adicional de carácter público, de acuerdo a la normativa aplicable.

– Tecnología de producción, con definición en tres niveles según se define en la documentación adicional de carácter público.

– Identificación de los principales elementos incluidos en el esquema simplificado de la instalación, con identificación de:

• Capacidad nominal (en kW) de cada uno de los principales elementos.

• Puntos de medición de consumos, tanto de importación como de consumos auxiliares y autoconsumos.

• Puntos de medición de la producción.

3.4.1.3 Información relativa al punto de producción. Una instalación de producción de gases renovables puede disponer de varios puntos de producción activos en paralelo, por ejemplo, una instalación podría consumir parte de su producción como autoconsumos y a la vez tener un punto de inyección a red de gas y/o un punto de carga off-grid.

La solicitud indicará la logística del punto o los puntos de producción, con distinción entre inyección en red del Sistema gasista, de distribución o de transporte, inyección en canalizaciones no conectadas al Sistema gasista, punto de carga para logística off-grid o autoconsumos.

En el caso de inyección en el Sistema gasista se indicará:

– Punto de inyección, que deberá estar dado de alta en el SL-ATR como punto de inyección en transporte o en distribución.

– Presión de entrega

– Titular (transportista o distribuidor) del punto de inyección, que de forma automática se asignará como entidad medidora para esta producción.

– Coordenadas del punto de inyección.

En caso de otras logísticas, el sistema garantías de origen asignará un código al punto de producción correspondiente.

3.4.1.4 Información relativa a la medición. Se deberá incluir un esquema con los distintos elementos de medición en los puntos de importación y exportación de la instalación con detalle de consumos auxiliares y autoconsumos; así como el mínimo nivel de precisión y su sistema de certificación incluyendo la frecuencia de ésta.

3.4.2 Registro de instalaciones para el autoconsumo. Cuando en la información relativa al punto de producción se haya indicado autoconsumos, se deberá proporcionar adicionalmente la siguiente información:

– Descripción de la actividad económica desarrollada en la instalación, con indicación del CNAE.

– Si se lleva a cabo exportación de producción eléctrica a red o no.

– Capacidad nominal de las instalaciones de autoconsumo, que deberá estar representada en el esquema simplificado de la planta de producción referido en la información relativa a la tecnología de producción, con detalle de la potencia de producción eléctrica y de aprovechamiento de calor útil.

– Valores estimados del PCI (kWh/Nm^3) del gas renovable autoconsumido.

3.4.3 Registro de instalaciones para la conversión. Cuando en la información de ámbito general se haya indicado que la instalación lleva a cabo un proceso de conversión, se deberá identificar cada uno de los consumos energéticos destinados a la conversión sobre el esquema simplificado de la planta de producción referido en la información relativa a la tecnología de producción, detallándose para cada uno de ellos:

– Tipo de energía consumida, distinguiendo entre electricidad y los distintos tipos de gases renovables.

– Logística de consumo, identificando el consumo desde el Sistema gasista, el consumo desde canalización no conectada al Sistema gasista o la logística off-grid.

En el caso de puntos de consumo del Sistema gasista se indicará:

– CUPS de suministro.
– Operador del punto de entrega.

En caso de otras logísticas, el sistema de garantías de origen asignará un código al punto de consumo correspondiente a las que se les podrá aplicar los mismos requisitos de medición que a los puntos de producción.

3.5 Baja en el Registro de instalaciones de producción. Un productor de gases renovables podrá solicitar la baja de sus instalaciones del Registro de instalaciones de producción en cualquier momento.

La solicitud de baja será cursada a través de la Plataforma de garantías de origen, para lo que únicamente estarán habilitados los usuarios primarios. en la solicitud de baja se indicará la fecha de aplicación, que deberá ser a futuro con una antelación mínima de diez días.

La Entidad Responsable confirmará la baja de la instalación en un plazo de cinco días hábiles desde la recepción de la solicitud.

En el momento de la baja se dejará de contabilizar la producción a efectos de derechos de expedición. En el momento en que un tenedor de garantías de origen haya dado de baja todas sus instalaciones, dejará de estar tipificado como productor y, por tanto, dejará de tener disponible la funcionalidad de expedición.

En caso de caducidad de los certificados de auditoría correspondientes, una instalación pasará a estado de suspensión temporal. Transcurridos dos meses sin que estos hayan sido sustituidos por certificados válidos, la Entidad Responsable contactará con el productor para solicitar la sustitución. Transcurridos tres meses desde esta comunicación, si no hubiera habido respuesta por parte del productor, la Entidad Responsable procederá a dar de baja la instalación.

3.6 Mantenimiento en el Registro de instalaciones de producción. Una instalación de producción de gases renovables se mantendrá en el Registro de instalaciones de producción siempre que:

– Su baja no haya sido solicitada por el titular de la instalación.
– Cumpla con los requisitos establecidos en el capítulo 4.
– No se encuentre asociada a un productor de gases renovables que como consecuencia de una infracción muy grave haya sido expulsado del sistema de garantías de origen.

El productor de gases renovables deberá mantener actualizada toda la información relativa a la instalación proporcionada durante el alta en el registro. Si durante las inspecciones o auditorías se detectase una falta de actualización en los datos, se procedería a la suspensión temporal de la instalación hasta la subsanación de la irregularidad correspondiente. La producción de gases renovables durante el periodo de suspensión no dará lugar a derechos de expedición.

3.7 Cambio de titularidad de instalaciones de producción. Un productor de gases renovables podrá traspasar una instalación dada de alta en el Registro de instalaciones a un segundo tenedor. De esta manera la instalación podrá ver modificada su titularidad sin que sea necesaria una nueva solicitud de alta.

4. Supervisión y auditoría de las instalaciones de producción

4.1 Objeto y ámbito de aplicación. El objeto del procedimiento de supervisión y auditoría de instalaciones de producción es definir los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones de producción de gases renovables para inscribirse y mantenerse en el Registro de instalaciones de producción de gas procedente de fuentes renovables.

La supervisión que realice la Entidad Responsable tendrá la finalidad de asegurar en todo momento la fiabilidad de los datos de las instalaciones de producción recibidos directamente de las mismas o a través del proceso de auditorías periódicas de estas instalaciones.

4.1.1 Obligatoriedad de la supervisión y auditoría. La supervisión que a su criterio pueda realizar la Entidad Responsable y las auditorías periódicas de la actividad de producción de

las instalaciones de gas procedente de fuentes renovables serán de obligado cumplimiento en los plazos que se establezcan en la documentación adicional de carácter público.

La supervisión inicial y siguientes que se pudieran determinar, así como las auditorías periódicas que se establezcan para la actividad de producción del gas procedente de fuentes renovables es una condición imprescindible para registrarse y mantenerse en un registro de instalaciones.

4.2 Entidad Supervisora. La supervisión será realizada por la Entidad Responsable siempre que ésta considere que la información y los datos proporcionados por los productores y/o por las empresas de auditoría deban ser objeto de verificación.

Será de especial relevancia la supervisión inicial que a su criterio pueda realizar la Entidad Supervisora conjuntamente con la auditoría como paso previo para la inscripción en un registro de instalaciones.

4.3 Empresas auditoras.

4.3.1 Objeto. Las instalaciones de producción de gases renovables inscritas en el Registro de instalaciones de producción de gas procedente de fuentes renovables estarán sujetas a auditorías de forma periódica y obligatoria según se detalla en la documentación adicional de carácter público.

La auditoría será realizada por una empresa auditora seleccionada por el productor entre las empresas que se indiquen en la relación de empresas auditoras del listado de documentación adicional de carácter público.

Las funciones de las empresas auditoras son:

– Comprender plenamente los procesos y procedimientos llevados a cabo por el productor.

– Controlar que el productor haya proporcionado pleno acceso a toda la información y datos necesarios para la Plataforma de garantías de origen.

– Identificar los incumplimientos de la regulación establecida y condicionantes de las autorizaciones recibidas.

– Analizar los riesgos relacionados con los incumplimientos detectados.

– Asegurar la capacidad del productor para cumplir con sus obligaciones en el sistema de garantías de origen.

4.3.2 Registro de empresas auditoras. La Entidad Responsable recogerá en la documentación adicional de carácter público las condiciones que deberán cumplir las empresas auditoras autorizadas para llevar a cabo las auditorías de las diferentes instalaciones de producción que soliciten inscribirse o estén inscritas en un registro de instalaciones de producción.

4.3.3 Selección de empresas auditoras. Los productores optarán por cualquiera de las empresas auditoras incluidas en la documentación adicional de carácter público.

Asimismo, la Entidad Responsable podrá llevar a cabo supervisiones actuando de oficio y con un preaviso mínimo de cuarenta y ocho horas, con el objeto de garantizar la adecuada y homogénea realización de este proceso de auditoría.

4.3.4 Requisitos mínimos. La acreditación mínima con que deberán contar las empresas auditoras se encontrará descrita en la documentación adicional de carácter público.

4.3.5 Otras supervisiones y auditorías. Se permitirá la realización de supervisiones y auditorías adicionales a las instalaciones de producción a criterio de la Entidad Responsable. No obstante, éstas no serán sustitutivas de las que se realicen con carácter periódico.

4.3.6 Periodicidad y obligatoriedad. Las instalaciones de producción de gases renovables que estén inscritas en el registro de instalaciones deberán someterse a un proceso de auditoría con una periodicidad anual, o cuando se den las siguientes circunstancias:

– Nuevo registro en el sistema de garantías de origen como productor;

– Modificación de la capacidad nominal de la instalación de producción o de cualquier característica que se vea reflejada en las garantías de origen emitidas para la instalación.

4.4 Incumplimiento de la normativa aplicable. En caso de incumplimiento de la normativa aplicable de garantías de origen, la Entidad Responsable suspenderá la emisión de garantías de origen para el gas generado por el productor infractor hasta que la Entidad Responsable valide fehacientemente la subsanación de las irregularidades detectadas de

forma diligente y en el menor plazo posible, todo ello de acuerdo a lo dispuesto en el capítulo 3.6.

5. Administración del sistema de garantías de origen

Las garantías de origen del sistema de garantías de origen para gases renovables son las únicas garantías de origen de gases renovables con carácter oficial en el estado español, por lo que a efectos de divulgación del origen del gas consumido no habrá interacción con otros sistemas.

Las garantías de origen importadas, procedentes de otros registros de la Unión Europea, se incorporarán al sistema de garantías de origen, pasando a ser contabilizadas como propias. Las garantías de origen exportadas a terceros países se identificarán como tales, y únicamente serán contabilizadas a efectos estadísticos en lo relativo a expedición y exportación.

5.1 Definición de garantía de origen. Formato. Una garantía de origen corresponde a la producción neta de 1 MWh de gases renovables. La cuantificación de la energía neta producida se calcula utilizando el valor del PCS o, en su caso, lo que determine la normativa aplicable.

Una garantía de origen es un documento electrónico inalterable con un número de identificación único. Cada garantía de origen lleva asociados tres parámetros que son modificables para su gestión: «Tenedor», «Estatus» y «Códigos de transacción», habilitándose determinados parámetros secundarios asociados al parámetro estatus en función del valor que tome éste.

Además, las garantías de origen importadas incluirán como parámetro adicional una referencia al país o al registro del que ha sido importada.

«Tenedor» corresponde al sujeto en cuya cuenta se encuentra la garantía de origen. Una vez generada la garantía de origen, este parámetro se modificará cada vez que se produce el traspaso de las garantías de origen de una cuenta a otra, ya sea por transferencia, internamente entre dos cuentas del registro, o por importación desde otros registros de la Unión Europea.

«Estatus» se refiere a la situación de validez de la garantía de origen. Este parámetro podrá tomar los siguientes valores:

a) Válida para la transferencia, redención y exportación: Desde el momento de su expedición y hasta los doce meses desde la producción de la energía que dio lugar a ella, una garantía de origen podrá ser transferida, redimida o exportada.

b) Válida para redención: Transcurridos doce meses desde la producción de la energía que dio lugar a ella, una garantía de origen dejará de ser válida para transferencia o exportación. No obstante, seguirá siendo válida para la redención por parte del tenedor en cuya cuenta se encuentre hasta los 18 meses desde la producción de la energía.

c) Exportada: Cuando una garantía de origen sea exportada hacia otro Registro de la Unión Europea se le asignará la categoría de «exportada» y únicamente será utilizada a efectos estadísticos.

d) Redimida: Cuando la garantía de origen ya haya sido asociada a un consumo mediante un proceso de redención. Una garantía de origen redimida se utilizará únicamente a efectos estadísticos.

e) Revocada: Cuando como consecuencia de una inspección, auditoría o reclamación se determine que una garantía de origen no debería haber sido expedida, ésta podrá ser revocada y no será utilizada a ningún efecto.

f) Expirada: Transcurridos dieciocho meses desde la producción de la energía que dio lugar a ella, toda garantía de origen que no haya sido redimida o revocada, expirará y únicamente será utilizada a efectos estadísticos.

Se detallan a continuación los campos propios de la garantía de origen. Los valores correspondientes a estos campos serán asignados en el momento de la expedición y no serán alterables. En previsión de la eventual exportación de garantías de origen, la definición de campos y potenciales valores se hará tanto en español como en inglés. La Entidad Responsable incluirá ejemplos ficticios de garantías de origen en la documentación adicional de carácter público.

1) Número de identificación de la Garantía de Origen/*GO Number.* Cada garantía de origen contará con un número de identificación único, que vendrá definido por defecto en función del orden de expedición y estará formado por 30 caracteres numéricos de los cuales los 6-10 primeros corresponderán al número de identificación de la entidad emisora.

2) Entidad emisora/*Issuing body*. La entidad emisora será la Entidad Responsable del sistema de garantías de origen. Este campo deberá ser modificado en el momento en el que el Ministerio asuma de nuevo, o encomiende a un tercero, la gestión del sistema de garantías de origen.

3) Vector Energético/*Energy Carrier*.

i. Gas/*Gas.*

4) Tipo de gas/*Type of gas*[3].

[3] Los tipos y subtipos de gases renovables se revisarán una vez sea aprobada la norma CEN-16325.

i. De acuerdo a los tipos de gas renovable.

5) Logística de Comercialización/*Dissemination Level.* Se distinguirá entre:

1. Autoconsumos/*Consumed by the operator of the production device.*

2. Inyectado en red de transporte o distribución del Sistema gasista/*Transferred over a Distribution or Transmission System.*

3. Inyectado en canalizaciones no conectadas al Sistema gasista/*Transferred over any other network than a Distribution or Transmission System or Closed Distribution System*.

4. Logística off-grid/*Transported by vehicle.*

6) Número de identificación del tenedor original (productor)/*Original Holder*.

7) Número de identificación de la instalación de producción/*Production Device.*

Cada instalación de producción estará reconocida por un número de identificación único, compuesto por 18 caracteres, que será asignado por el sistema de garantías de origen durante el proceso de alta en el Registro de instalaciones de producción de gases renovables.

8) Capacidad nominal de la instalación de producción/*Capacity.* En una instalación de producción podrá constar de elementos con diferentes capacidades nominales. En ese caso «Capacidad nominal de la instalación» se referirá al elemento que produce el gas renovable que es finalmente comercializado.

La capacidad nominal de la instalación de producción, expresada en kW, se calculará dividiendo entre 24 su capacidad de producción en kWh/d con base a PCS.

9) Fecha de puesta en marcha de la instalación de producción/*Date Operational.* La fecha de puesta en marcha de la instalación corresponderá a la indicada en el acta de puesta en marcha de la misma.

10) Fuente o fuentes de energía/*Energy Source.* El listado de fuentes de energía elegibles formará parte de la documentación adicional con carácter público.

Se expedirán garantías de origen única y exclusivamente para la producción asociada a las fuentes de energía renovable recogidas en este listado. Si una instalación de producción está suministrada por varias fuentes de energía, se expedirán garantías de origen para cada una de ellas, en base a la producción neta y al volumen consumido de cada fuente de energía.

Esta información se completa con un segundo campo llamado «Mezcla de fuentes de energía/*Mixture of inputs*» que se caracterizará indicando todas las fuentes de energía involucradas en la producción, así como el porcentaje de cada una de ellas, de acuerdo al *«Energy Input Factor»* definido en el apartado 5.2.

11) Tecnología/*Type of Installation.* El listado con las tecnologías formará parte de la documentación adicional con carácter público.

12) Ubicación de la instalación de producción/*Production Device Location.* La localización de la instalación de producción se especifica en base a los dos siguientes campos:

a) Coordenadas de la instalación de producción/*Production Device Coordinates*. Se indicarán las coordenadas geográficas: Longitud y Latitud del punto de producción.

b) Dirección postal de la instalación de producción/*Production Device Address*. Se indicará el municipio, código postal y país en el que se encuentre el punto de producción.

13) Ayudas financieras/*Public support.* Se indicará si la instalación de producción ha recibido o recibe ayudas financieras a la inversión o a la producción por parte de sistemas de apoyo nacionales. En tal caso, se detallará el sistema de apoyo correspondiente.

14) Conversión/*Conversion.* Se indicará si la energía producida conlleva o no un proceso de conversión de energía renovable.

15) Propósito/*Purpose.* El propósito de las Garantías de origen será en todos los casos «Divulgación del origen de la Energía» /*»Disclosure».*

16) Periodo (día inicio y día fin) de producción de la energía referida/*Production Period.* El periodo abarcado para la producción del MWh al que hace referencia la garantía de origen vendrá definido por los campos «Primer día de producción»/*«Production period start date»* y «Último día de producción»/«*Production period end date*».

El «Último día de producción» será la fecha a partir de la cual se contabilizarán los 12 meses de validez para la transferencia y 18 meses para la redención de la garantía de origen.

17) Fecha de expedición/*Issuing date.* La fecha de expedición hará referencia al día en el cual se expide la garantía de origen.

5.2 Cálculo de derechos de expedición. El cálculo de derechos de expedición se basa en la producción neta de energía renovable. La producción neta de energía renovable se calcula a partir de la producción bruta de la instalación de producción (producción medida), restándole los consumos auxiliares no renovables.

Para el cálculo de la producción neta será necesario cuantificar todos los consumos energéticos auxiliares de la instalación de producción, lo que podrá hacerse mediante puntos de consumo con telemedida o mediante declaraciones de consumo.

Los consumos auxiliares no se incluirán en el cálculo de la producción neta cuando el total de consumos auxiliares sea inferior o igual al 2 porcentaje de la producción.

No se incluirán en el cálculo de la producción neta los siguientes consumos auxiliares:

– Consumos auxiliares que correspondan a autoconsumos de producción renovable.
– Consumos energéticos necesarios para el procesamiento de residuos.
– Energía consumida en el manejo del digestato.
– Energía consumida en la compresión o licuefacción de la producción.
– Energía consumida para la que se haya redimido Garantías de origen renovables.

Además, cuando la producción esté basada en más de una fuente de energía, se deberá cuantificar también, de cara al cálculo de derechos, los consumos de cada una de las fuentes de energía utilizadas, mediante el cálculo y aplicación del *«Energy Input Factor»* definido en este apartado, ya que la expedición deberá hacerse proporcionalmente a éstos. Se utilizarán también para ello declaraciones de consumo. En el caso de expediciones por conversión, la fuente de energía corresponderá a la de las garantías de origen redimidas en el proceso.

Para la medición de la producción bruta, en el caso de producciones inyectadas al Sistema gasista, se tendrán en consideración los valores adquiridos por el SL-ATR correspondiendo en cada momento al mejor dato disponible de los repartos. El sistema de garantías de origen no hará diferenciación entre día de gas a efectos de reparto y día de producción a efectos de Garantías de origen.

La medición de la producción bruta para cualquier otra logística se atendrá a lo establecido en el capítulo 6.

A efectos de derechos de expedición los puntos de autoconsumo para consumos auxiliares serán tratados al igual que cualquier otro punto de producción, y no serán contabilizados a efectos de neteo.

El cálculo de derechos se llevará a cabo con frecuencia mensual, para meses cerrados. Si en el proceso de cálculo de derechos un productor no dispusiese de la información de todos sus consumos auxiliares del mes precedente, el cálculo de derechos vinculados a la

producción de ese mes para esa instalación se retrasará al siguiente proceso mensual. En las instalaciones de conversión, la redención de Garantías de origen aplicadas a los consumos podrá ser realizada en el plazo de 12 meses desde la producción del gas renovable.

5.2.1 Declaración de consumo. A través de la Plataforma de garantías de origen, el titular de una instalación podrá descargar el formulario que deberá remitir de nuevo a través de la misma, una vez cumplimentado con las declaraciones de consumo.

Este formulario, que habrá sido desarrollado específicamente para cada instalación de acuerdo al esquema simplificado remitido en el registro de la misma, incorporará un apartado para cada uno de los puntos de medición de consumo que no hayan sido definidos como punto telemedido. La Entidad Responsable incluirá un ejemplo genérico del formulario de declaración de consumos en la documentación adicional de carácter público.

La declaración de consumo incluirá todos los consumos, tanto los consumos auxiliares como los de materia prima.

Para cada uno de los puntos de consumo se deberá remitir detalle de consumos a nivel mensual, con meses cerrados, referidos a Poder Calorífico Superior. La declaración de consumo tendrá detalle mensual.

La remisión del formulario no requerirá la declaración simultánea de los consumos de todos los puntos requeridos, siendo posible el envío de información parcial.

El titular de la instalación, podrá consultar a través de la Plataforma de garantías de origen el detalle de los consumos declarados.

5.2.2 Cálculo de producción neta. El cálculo de la producción neta para un mes se realizará una vez se hayan recibido todas las declaraciones de consumo necesarias para el mismo.

El cálculo de la producción neta guardará principio de proporcionalidad, respecto a los días de producción y, cuando los hubiera, a los distintos puntos de producción asociados a una instalación, siendo:

M = Mes de cálculo para el que se aplica el cálculo de derechos.

$P_{i,j}$ = Producción bruta del punto telemedido i el día j.

$P_{i,M}$= Producción bruta del punto telemedido i para el mes M.

$P_{o,j}$ = Producción bruta del punto No telemedido o el día j.

$P_{o,M}$ = Producción bruta del punto No telemedido o para el mes M.

$C_{t,j}$ = Consumo auxiliar en el punto telemedido t el día j.

$C_{t,M}$ = Consumo auxiliar en el punto telemedido t para el mes M.

$$\forall\ j\ día \in M$$

$$\forall\ i\ Punto\ de\ producción\ telemedido$$

$$P_{i,M} = \sum_{j=día} P_{i,j}$$

$$\forall\ o\ Punto\ de\ producción\ No\ telemedido$$

$$P_{o,M} = \sum_{j=día} P_{o,j}$$

$$\forall\ C\ Punto\ de\ consumo\ auxiliar\ No\ telemdido$$

$$C_{C,M} = Consumo\ declarado\ para\ el\ mes\ M\ en\ el\ punto\ C\ acorde\ a\ declaración\ mensual\ de\ consumo$$

$$\forall\ t\ Punto\ de\ consumo\ auxiliar\ telemedido$$

$$C_{t,M} = \sum_{j=día} C_{t,j}$$

$$P_M = \sum_{i} P_{i,M} + \sum_{o} P_{o,M}$$

$$CA_M = \sum_{c} C_{C,M} + \sum_{t} C_{t,M}$$

$$PN_M = P_M - CA_M$$

$$PN_{i,j} = \frac{PN_M}{P_M} * P_{i,j}$$

$$PN_{o,j} = \frac{PN_M}{P_M} * P_{o,j}$$

Donde:

CA_M = Consumo Acumulado en el mes M.
$PN_{i,j}$ = Producción neta del punto telemedido i el día j.
$PN_{o,j}$ = Producción neta del punto No telemedido o el día j

5.2.3 Cálculo de derechos de expedición. Los derechos de expedición se calculan en base a la producción neta acumulada. El registro de una producción neta de 1 MWh da lugar al derecho de expedición de una Garantía de origen.

Las producciones diarias netas inferiores a 1 MWh, así como la parte excedentaria de la producción neta que no alcance un número entero de MWh, será acumulada a la producción neta del día siguiente hasta completar un número entero, constituyendo a partir de ese momento derecho de expedición de una Garantía de origen cuyo periodo de producción

estará definido por los días para los que se haya registrado la producción neta correspondiente.

Los derechos de expedición serán específicos para cada punto de producción de los que conste una instalación de producción, y vendrán identificados por el código correspondiente.

Pudiera darse el caso de que, por un desfase temporal entre el registro de consumos auxiliares y la producción, en un determinado mes, la producción neta de la instalación sea inferior a cero. Cuando se de esta situación, se considerará una producción neta cero, quedando acumulados los consumos auxiliares no neteados para su contabilización y neteo el mes siguiente.

$$\forall\ M\ mes$$

$$si\ P_M < CA_M + CAA_{M-1} \quad \rightarrow PN_M = 0\ ;\ CAA_M = CA_M + CAA_{M-1} - P_M$$

$$si\ P_M \geq CA_M + CAA_{M-1} \quad \rightarrow PN_M = P_M - CA_M - CAA_{M-1}\ ;\ CAA_M = 0$$

Dónde:

P_M = Producción bruta para el mes M.
PN_M = Producción neta para el mes M.
CA_M = Consumo auxiliar en mes M.
CAA_M = Consumo auxiliar acumulado en mes M (CA_0=0).

Los derechos de expedición irán vinculados a las fuentes de energía utilizadas como materia prima de acuerdo al cálculo del «*Energy Input Factor*».

5.2.4 «Energy Input Factor». Vinculación de los derechos de expedición a la fuente de energía. En los casos en que la producción esté basada en más de una fuente de energía, los derechos de expedición irán vinculados de forma proporcional a su consumo, utilizando para ello el «*Energy Input Factor* ($L_{M,i}$)» que se calculará para cada mes y para cada fuente de energía a partir de las declaraciones de consumo:

$$\forall\ M\ mes$$

$$\forall\ i\ fuente\ de\ energía\ \therefore\ i = 1 \ldots n$$

$$L_{M,i} = \frac{I_{M,i}}{\sum_{i=1}^{n} I_{M,i}}$$

Dónde:

$I_{M,i}$ = Consumo energético en el mes M para la fuente de energía i.

En aquellos casos en los que no se realice la medición directa de la energía consumida (por ejemplo, de lodos residuales), la declaración de consumo de ésta incluirá una estimación porcentual en función de la masa o volumen consumido y del poder calorífico estimado.

La producción neta asociada a cada punto de producción se repartirá por fuente de energía en función de los «*Energy Input Factor*» correspondientes.

5.2.5 Derechos de expedición vinculados a procesos de conversión. En el caso de procesos de conversión, el cálculo de derechos no se llevará a cabo hasta que el productor haya declarado para cada mes que no precisa redenciones adicionales.

Aquellos consumos de energía para los que no se hubiesen redimido Garantías de origen, serán identificados como «sin especificar» en el cálculo del *«Energy Input Factor»*, y no darán lugar a derechos de expedición.

5.3 Expedición de garantías de origen. La expedición de garantías de origen se realiza en base a los derechos de expedición. Los campos asociados al derecho de expedición se preservarán en la información contenida en la Garantía de origen.

Cada garantía de origen expedida pasará a la cuenta del productor de gases renovables para la que ha sido expedida. Esta expedición se podrá realizar de forma automática o previa solicitud expresa del productor. En ambos casos se hará para cada mes, y siempre que la información relativa a producciones brutas y consumos haya sido cargada en la Plataforma de garantías de origen.

5.4 Transferencia de garantías de origen. La transferencia de garantías de origen es el proceso por el que una Garantía de origen pasa de la cuenta de un tenedor a la cuenta de un segundo tenedor. Para que se produzca la transferencia ambos tenedores deben haber llegado previamente a un acuerdo que se materializa con la aceptación de la transferencia por parte de ambos a través de la Plataforma de garantías de origen.

Únicamente podrán ser transferidas aquellas garantías de origen cuyo estatus sea «Válida para la transferencia, redención y exportación».

La transferencia de Garantías de origen se hará por lotes homogéneos. Un lote de garantías de origen será homogéneo cuando todas las garantías de origen incluidas compartan el mismo valor para todos los campos, a excepción de los números de identificación, que serán consecutivos. Cada lote incluirá un número de garantías de origen mayor o igual a uno.

El proceso de transferencia podrá incluir uno o varios lotes de garantías de origen. Los lotes incluidos podrán ser heterogéneos, permitiendo agregar en una misma transferencia garantías de origen con distintos campos y parámetros.

La transferencia de garantías de origen se realizará a través de la Plataforma de garantías de origen. El proceso estará dividido en dos pasos:

1. El tenedor emisor, indicará:

a) La identidad del tenedor receptor, como se define en el listado de tenedores de acceso público en la Plataforma de garantías de origen;

b) desglose por lotes de las garantías de origen que solicita transferir.

La Plataforma de garantías de origen comprobará que las garantías de origen indicadas por el tenedor emisor son susceptibles de transferencia. En caso de que alguna de las garantías de origen incluidas en el lote no sea susceptible de transferencia, se denegará la operación.

2. El tenedor receptor recibe a través de la Plataforma de garantías de origen notificación de la solicitud de cesión, que le permitirá comprobar:

a) La identidad del tenedor emisor;

b) los valores de todos los campos y parámetros de las garantías de origen incluidas en cada lote incluido en la solicitud de transferencia.

El tenedor receptor aceptará o rechazará la operación a través de la Plataforma de garantías de origen. La aceptación o rechazo de la trasferencia será completa, es decir, incluirá necesariamente todas las garantías de origen del paquete propuesto por el tenedor emisor. Este paso dará fin al proceso, que se notificará al tenedor emisor mediante la Plataforma de garantías de origen.

La Plataforma de garantías de origen dispondrá de una herramienta de publicación de ofertas accesibles a cualquier tenedor, en la que los tenedores de forma no anónima podrán mostrar su interés por la compra o la venta de garantías de origen. También se contempla establecer canales de comunicación para la integración con operadores de mercado organizado, de acuerdo a lo definido en el capítulo 9.3.

5.5 Importación y exportación de garantías de origen. La exportación/importación de garantías de origen es un proceso análogo al de transferencia, en el que las cuentas de anotaciones de tenedor emisor y receptor pertenecen a registros de garantías de origen de gases renovables de otros países europeos o no europeos con los que se haya establecido

el acuerdo correspondiente, ya sean estos bilaterales o través de una plataforma centralizada.

Para la exportación, el tenedor emisor debe pertenecer al sistema de garantías de origen (sistema nacional), mientras que, para la importación, será el tenedor receptor quien debe pertenecer al sistema nacional.

Para que se produzca la importación o exportación ambos tenedores deberán haber llegado previamente a un acuerdo, que se materializará tanto en la Plataforma de garantías de origen, como en la plataforma que utilice el tenedor contraparte.

Únicamente podrán ser exportadas aquellas garantías de origen cuyo estatus sea «Válida para la transferencia, redención y exportación». La exportación podrá estar limitada por restricciones impuestas por los registros contraparte.

Por otra parte, solamente podrán ser importadas aquellas garantías de origen para las que haya transcurrido menos de 12 meses desde la fecha fin de producción de la energía «*Production period end date*». Asimismo, solo se permitirá la importación de aquellas garantías de origen compatibles con las garantías de origen expedidas por el sistema nacional.

Con carácter general, el desarrollo de la Plataforma de garantías de origen estará orientado a que, desde el punto de vista del tenedor, la funcionalidad de exportación/importación sea similar a la de transferencia y, en la medida de lo posible, homogénea con independencia del país de origen o destino.

Cuando la importación corresponda a una garantía de origen que haya sido previamente exportada por el sistema nacional, se recuperará el código de la garantía de origen previo a la exportación. En caso contrario, el código de importación corresponderá a la primera entrada en el sistema nacional.

A efectos de contabilización de su uso, las garantías de origen importadas serán equivalentes a las expedidas en España.

5.6 Redención de Garantías de Origen. La redención es el proceso mediante el que se produce la asociación entre el consumo y las garantías de origen, otorgando origen renovable a la energía consumida. Se podrá hablar indistintamente de redención de garantías de origen o redención de consumos.

Se distingue entre tres tipos de redenciones:

– Redención por punto de consumo: aplicable a los puntos de consumo del Sistema gasista, puntos de consumo en canalizaciones no conectadas al Sistema gasista, puntos de consumo off-grid y puntos de autoconsumo. La redención por punto de consumo irá asociada a los consumos de un punto en particular o de un conjunto predefinido de puntos. Los puntos de consumo desde la red de transporte o distribución del Sistema gasista que correspondan a gasineras, serán susceptibles de redención por punto de consumo y no por operaciones de bunkering/gas vehicular.

– Redención por cartera de suministro: La redención de garantías de origen por suministros será aplicable a las salidas a demanda nacional de los suministradores de gases renovables, de acuerdo a los repartos del SL-ATR.

Si en el futuro se desarrollase una figura de «Comercializador en canalizaciones aisladas»[4], se llevarían a cabo las modificaciones pertinentes en la Plataforma de garantías de origen y en este procedimiento para poder extender este tipo de redención a las garantías de origen de los suministros de gases renovables con esta logística.

---

[4] La disposición adicional trigésima octava de la Ley de Hidrocarburos, introducida por el RDL 6/2022 de 18 de marzo estipula que la comercialización de gases renovables mediante canalizaciones aisladas se harán según lo dispuesto en el capítulo VI del título IC de la ley, y que la empresa de comercialización deberá estar registrada conforme a lo dispuesto para los comercializadores de gas natural, estando sujeta a los derechos y obligaciones de gas natural que sean de aplicación con la excepción de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad. No obstante, esta misma disposición también estipula que el acceso a las canalizaciones aisladas será negociado y que la CNMC podría establecer si lo considerase oportuno, criterios de acceso, entendiéndose que la Circular de Acceso no es de aplicación a estas redes. Por este motivo, la información relativa a inyección y consumo en canalizaciones aisladas no estará incluida en el SL-ATR y no pueden ser tenidos en cuenta a efectos de redención por cartera de suministros.

– Redención por operaciones de bunkering/gas vehicular: La redención de garantías de origen por operaciones de bunkering o de carga de gas vehicular será aplicable a:

- La carga de cisternas en PCCCs cuyo destino final sea una gasinera o bunkering.
- La carga de buques en PCDBs cuyo destino final sea el bunkering.
- Las operaciones particulares de carga de combustible por parte de un buque o de un vehículo.

Los consumidores de gases renovables podrán redimir garantías de origen por punto de consumo o por operaciones de bunkering/gas vehicular. Los suministradores de gases renovables podrán aplicar los tres tipos de redención de forma no excluyente.

Únicamente se permitirá la redención de garantías de origen de un determinado tipo – definido en el campo «Tipo de Gas / Type of gas» asociándolas al consumo del mismo tipo de gas renovable. Podrán ser redimidas las Garantías de origen cuyo estatus sea «Válida para la Transferencia, Redención y Exportación» o «Válida para la Redención».

Las Garantías de origen correspondientes a instalaciones de autoconsumo serán expedidas con estatus «Redimida» por lo que no serán susceptibles de redención.

Las Garantías de origen podrán ser redimidas en cualquier momento. Los consumos de cada año natural podrán ser redimidos en el propio año y hasta el 31 de marzo del año siguiente, con la única condición de que esos consumos hayan sido registrados antes del momento de la redención.

Un tenedor podrá redimir el porcentaje de su consumo o suministro que considere. La redención mínima dependerá del tipo de redención:

– En redención por punto de consumo la redención mínima corresponderá al consumo del día del año con menor consumo, con un mínimo de 1 MWh.

– En redención por cartera de suministro la redención mínima será 1 MWh.

– En redención por operaciones de bunkering/gas vehicular la redención mínima será 1 MWh.

5.6.1 Redención por punto de consumo. Los tenedores podrán redimir garantías de origen por punto de consumo de manera independiente para cada uno de los puntos de consumo que hayan dado de alta en el proceso de registro.

La obtención de los datos de consumo dependerá de cada tipo de punto:

– Puntos telemedidos del Sistema gasista. La Plataforma de garantías de origen recibirá diariamente del SL-ATR los repartos y/o medidas del día anterior para todos los puntos de consumo telemedidos del Sistema gasista dados de alta en la Plataforma de garantías de origen. En el caso de que estos datos estén desactualizados, el tenedor que tenga el punto asignado podrá actualizarlos.

– Puntos no telemedidos del Sistema gasista. El tenedor deberá cargar el consumo anual de cada punto una vez finalizado el año.

– Puntos de consumo de canalizaciones no conectadas al Sistema gasista. El tenedor deberá cargar el consumo de cada punto:

- Con detalle diario cuando dispongan de telemedida.
- Consumo anual una vez finalizado el año cuando no dispongan de telemedida.

– Puntos de consumo off-grid con destino de cisternas. La Plataforma de garantías de origen recibirá diariamente del sl-atr los repartos correspondientes a las cargas de cisternas cuyo destino haya sido dado de alta como punto de consumo «off-grid» en la Plataforma de garantías de origen. En el caso de que estos datos estén desactualizados, el tenedor que tenga el punto asignado podrá actualizarlos.

– Puntos de consumo off-grid distintos de cisternas. El tenedor deberá cargar en la Plataforma de garantías de origen los datos de consumos (descargas) con detalle diario.

Se incluirá un ejemplo de fichero de carga de consumos para cada tipo de punto de consumo en la documentación adicional de carácter público.

La redención podrá hacerse para un punto de consumo particular o para un grupo de puntos de consumo. Los grupos de puntos de consumo podrán ser grupos de puntos telemedidos y off-grid o grupos de puntos no telemedidos. No podrá haber grupos de puntos mixtos.

5.6.1.1 Redención por punto de consumo aplicable a puntos telemedidos y off-grid. Los tenedores podrán consultar el detalle diario de consumo de cada uno de sus puntos de consumo telemedido u off-grid, que aparecerá desglosado entre periodos de consumo redimido y periodos con consumo pendiente de redención.

Cada proceso de redención por punto de consumo se hará por los consumos acumulados en un periodo a determinar por el tenedor, para el acumulado total de los consumos en el punto durante ese periodo.

La Plataforma de garantías de origen mostrará, al seleccionar un periodo, el consumo en kWh acumulado en el periodo, indicando el número de garantías de origen necesarias para la redención de ese consumo, que corresponderá al número entero de MWh con redondeo a la baja y un mínimo de 1 MWh. El consumo de este periodo que no sea redimido por efectos de redondeo se acumulará para redención con el siguiente periodo. Cuando el periodo de redención finalice el 31 de diciembre, la cuantificación de garantías de origen a redimir se realizará con redondeo al alza.

El periodo a redimir deberá estar comprendido en un único año natural y no podrá incluir días para los que aún no se haya recibido medida de consumos.

5.6.1.2 Redención por punto de consumo aplicable a puntos no telemedidos. El proceso de redención para puntos no telemedidos se hará para el acumulado del año. El tenedor podrá redimir el porcentaje del consumo que considere, con un mínimo de 1 MWh.

En la redención por punto de consumo, la Plataforma de garantías de origen rechazará la operación ante cualquiera de estos supuestos:

– Alguno de los números de identificación de las garantías de origen a redimir no es susceptible de redención:

• Si no corresponde al mismo tipo de garantías de origen que el que haya sido definido para el punto de consumo.

• Si su Estatus es distinto a «Válida para la Transferencia, Redención y Exportación» o «Válida para la Redención».

• Si no pertenece a la cuenta del tenedor que solicita la redención.

• Que alguna de las garantías de origen incluidas para redención esté incluida en un proceso abierto de transferencia o exportación.

– El número de garantías de origen indicado es inferior o superior al número de garantías de origen requerido para los consumos del periodo correspondiente.

– Alguno de los puntos de consumo no corresponde a los puntos de suministro que hayan sido dados de alta en el proceso de registro.

Tras ser confirmada la redención de los consumos de un determinado periodo para un punto suministro, los consumos no serán susceptibles de correcciones a la baja. Si se realizasen correcciones al alza, la Plataforma de garantías de origen señalaría los consumos no redimidos como pendientes de redención. Estos consumos podrán ser redimidos de manera conjunta para cada año, una vez finalizado este y hasta el 31 de marzo del año siguiente en una única redención complementaria por correcciones.

5.6.2 Redención por Cartera de Suministros. Suministradores de Gases renovables. Los Suministradores de gases renovables podrán redimir garantías de origen por suministro, es decir atendiendo a sus salidas de demanda nacional de acuerdo a los repartos registrados en el SL-ATR.

Para cada comercializador registrado como Suministrador de gases renovables se calculará de forma diaria sus salidas a demanda nacional, como la suma de sus repartos en los siguientes puntos del Sistema:

– Puntos de Conexión de Líneas Directas (PCLD).
– Puntos de Conexión Transporte-Distribución (PCTD).
– Puntos de Conexión Distribución-Distribución (PCDD).
– Puntos de Conexión de carga de cisternas (PCCC).

Sobre esta base se añadirán los valores remitidos por el comercializador para cargas «off-grid» para bunkering referentes a puntos de conexión de descarga de buques (PCDB).

La Plataforma de garantías de origen recibirá del SL-ATR los valores diarios de estos repartos para cada Suministrador de gases renovables dado de alta en el sistema de garantías de origen, sumándolos para registrar de forma agregada las salidas a demanda nacional. El acumulado de estos valores en el año de calendario para un suministrador constituirá la base de cálculo para determinar los consumos/suministros redimibles por suministros (derechos de redención por suministros). Se tendrá en cuenta el mejor valor disponible.

Los Suministradores podrán consultar el acumulado anual de consumo redimible por suministros, que aparecerá desglosado entre consumo redimido y consumo pendiente de redención.

Para solicitar la redención por suministro, los suministradores deberán seleccionar las garantías de origen a redimir e indicar a los suministros de qué año aplica la redención, únicamente estará disponible el año en curso, salvo en el periodo enero-marzo en que la redención podrá aplicar además al año anterior.

Las garantías de origen redimidas permanecerán en la cuenta del tenedor que ha realizado la redención durante 4 años.

5.6.3 Redención por Bunkering/gas vehicular. Para la redención asociada a cargas off-grid para bunkering o gas vehicular se deberá remitir el detalle de las cargas. El nivel de detalle de la información dependerá de que se trate de la redención de un suministrador o de un consumidor.

5.6.3.1 Redención de un Suministrador por bunkering/gas vehicular. Para la redención por bunkering/gas vehicular un suministrador deberá indicar el detalle de la operación, especificando el tipo de gas y si se trata de una carga de cisternas o una carga de buques. Para ello deberá subir a la Plataforma de garantías de origen la siguiente información:

– En el caso de carga de cisternas se deberá indicar: fecha, punto de carga, número de pedido y energía dispuesta en la operación en kWh.

– En el caso de carga de buques se deberá indicar: fecha, punto de carga, nombre del buque y energía dispuesta en la operación en kWh.

5.6.3.2 Redención de un Consumidor por bunkering/gas vehicular. Un consumidor podrá redimir por bunkering/gas vehicular tanto operaciones de carga de cisterna o carga de buques, como operaciones de repostaje de un vehículo desde una gasinera, o repostaje de un buque desde una gabarra.

Para la redenciónpor bunkering/gas vehicular un consumidor deberá indicar el detalle de la operación, especificando el tipo de gas y del tipo de operación que se trate. Detallando en función de esto las características de la operación.

– En el caso de carga de cisternas deberá indicar: Fecha, punto de carga, número de pedido, comercializador titular de la operación de carga y energía cargada en kWh.

– En el caso de carga de buques se deberá indicar: Fecha, punto de carga, comercializador titular de la operación, nombre del buque y energía cargada en kWh.

– En los repostajes de vehículos se deberá indicar: Identificación del punto de repostaje, fecha, matrícula del vehículo y energía repostada en kWh.

– En los repostajes de buque desde gabarras se indicará: Nombre de la gabarra, fecha, nombre del buque y energía repostada.

Con independencia de que la redención por bunkering/gas vehicular la realice el suministrador o el consumidor, una vez cargada la información relativa a las operaciones, el tenedor podrá asociar una o varias a un proceso de redención siempre y cuando el tipo de gas sea el mismo para todas ellas. La Plataforma de garantías de origen mostrará, al seleccionar las operaciones, el consumo en kWh acumulado en las operaciones, indicando el número de garantías de origen necesarias para la redención de esas operaciones, que corresponderá al número entero de MWh con redondeo al alza.

En la redención por bunkering/gas vehicular, la Plataforma de garantías de origen rechazará la operación de redención ante cualquiera de estos supuestos:

– Alguno de los números de identificación de las garantías de origen a redimir no es susceptible de redención:

• Si no corresponde al mismo tipo de garantías de origen que el que haya sido definido para las operaciones seleccionadas.
• Si su Estatus es distinto a «Válida para la Transferencia, Redención y Exportación» o «Válida para la Redención».
• Si no pertenece a la cuenta del tenedor que solicita la redención.
• Que alguna de las garantías de origen incluidas para redención esté incluida en un proceso abierto de transferencia o exportación.

– El número de garantías de origen indicado es inferior o superior al número de garantías de origen requerido para los consumos de las operaciones correspondiente.

Tras ser confirmada la redención por operaciones de bunkering, estas no serán susceptibles de correcciones a la baja. Se podrá sin embargo corregir al alza mediante la carga de operaciones complementarias.

5.7 Revocación y Caducidad de garantías de origen.

5.7.1 Revocación de garantías de origen. La revocación es el proceso mediante el que el estatus de una Garantías de origen pasa a ser «Revocada».

Únicamente podrán ser revocadas las garantías de origen cuyo estatus sea «válida para la transferencia, exportación o redención» y «válidas para redención». La revocación podrá darse como consecuencia de la detección de un error o ser una medida correctiva de determinada como resolución a una reclamación.

Como resultado de este proceso, para cada garantía de origen revocada será modificado el parámetro «Estatus» que pasará a tomar el valor «Revocada».

Las garantías de origen revocadas permanecerán en la cuenta del tenedor durante cuatro años.

5.7.2 Caducidad de garantías de origen. La caducidad es el proceso mediante el que el estatus de una garantía de origen es modificado como consecuencia del paso del tiempo. Son procesos de caducidad:

– Caducidad parcial: La modificación de «Válida para la Transferencia, Redención y Exportación» a «Válida para la Redención», transcurridos 12 meses desde la producción de la energía que dio lugar a la garantía de origen.
– Caducidad total: La modificación de «Válida para la Redención» a «Expirada», transcurridos 18 meses desde la producción de la energía que dio lugar a la garantía de origen.

La caducidad de una garantía de origen se producirá de forma automática.

Los tenedores de garantías de origen serán notificados a través de la Plataforma de garantías de origen cuando se produzca un cambio de estatus de sus garantías de origen como consecuencia de un proceso de caducidad.

Las garantías de origen expiradas permanecerán en la cuenta del tenedor durante cuatro años.

6. Procedimiento de medición y calidad

6.1 Objeto y ámbito de aplicación. El objeto de este procedimiento de medición y calidad es establecer los criterios técnicos y referencias de diseño para garantizar una adecuada medición del gas procedente de fuentes renovables que se genere en instalaciones de producción que no inyecten en redes del Sistema gasista.

Asimismo, se establecen los requisitos cualitativos mínimos que deben cumplir los gases renovables que se generen y no vayan a ser inyectados en la red gasista.

Este procedimiento es de aplicación a todas aquellas instalaciones de generación de gases renovables para los que se emitan garantías de origen. Asimismo, es de aplicación a los puntos de consumo asociados a cualquier logística de transporte que no sea la inyección en el Sistema gasista, es decir:

– Gases renovables autoconsumidos (producción de electricidad u otros usos).
– Gases renovables con logística off-grid.
– Gases renovables inyectados en canalizaciones no conectadas con el Sistema gasista.

Este procedimiento será de aplicación, igualmente, a los puntos de consumo de gases renovables asociados a procesos de producción por conversión, cuando no sean puntos de consumo del Sistema gasista.

La medición de la inyección de gases renovables en el Sistema gasista se hará de acuerdo a lo que establezca en cada momento la normativa aplicable al Sistema gasista.

6.2 Sistema de supervisión de la calidad. Con el fin de garantizar la calidad de los gases renovables, se establecerá un plan de toma de muestras anuales obligatorias que serán analizadas en un laboratorio que esté debidamente certificado y/o acreditado por la ENAC bajo ISO 17025.

La toma de muestras periódica será de obligatorio cumplimiento, con una periodicidad no superior a un año.

El informe emitido por el laboratorio certificado y/o acreditado deberá ser enviado a la Entidad Responsable, tan pronto esté disponible, y de la empresa auditora cuando realice la auditoría.

La toma de muestra será manual. Los componentes a medir en la toma de muestra periódica serán los que se indiquen en la documentación adicional de la Plataforma de garantías de origen.

Los resultados de este análisis para cada componente deberán estar dentro de los límites establecidos de acuerdo a la tipología de gas correspondiente.

6.3 Procedimiento de medición del gas renovable.

6.3.1 Medición del gas renovable autoconsumido. El gas renovable autoconsumido será aquel gas renovable consumido en la propia instalación de producción, y podrá ser:

a) Para generación de electricidad y su posterior vertido a red.
b) Para cualquier otro uso en procesos propios de la instalación.

El sistema de medición para el gas procedente de fuentes renovables autoconsumido deberá garantizar una correcta medida de:

– El caudal en Nm^3/h.
– El volumen del gas producido en Nm^3.
– PCI en kWh/Nm^3 con dos decimales.

Todos los equipos y aparatos de medida instalados deberán disponer de una certificación, emitida por una entidad externa habilitada, que acredite su correcto funcionamiento y su adecuación a la normativa en vigor, así como al resto de regulaciones que pudieran ser aplicables.

Alternativamente, para el registro de la producción autoconsumida, el productor podrá enviar a través de la Plataforma de garantías de origen los datos que se hayan aportado a la Plataforma de la Agencia Tributaria SILICIE. Cuando los datos remitidos a la Plataforma de garantías de origen no sean los enviados a SILICIE, la Entidad Responsable podrá solicitar éstos para contrastar su coherencia. Los datos de producción y autoconsumo deberán ser registrados con una periodicidad diaria. El registro deberá ser auditable, indicándose cuando se realicen modificaciones a las anotaciones iniciales.

Asimismo, se deberá contar con un sistema de gestión que registre la información recopilada durante al menos dos años, duración que será coincidente con la de SILICIE.

6.3.1.1 Envío de medidas del gas renovable autoconsumido. Además de la medición del gas total producido en la instalación y con objeto de medir adecuadamente y de forma fiable todos los destinos de ese gas total renovable producto, se deberán disponer de equipos de medida verificables al menos en los siguientes puntos:

Instalaciones de autoconsumo y/o consumo del gas producido:

– Válvula de seguridad de evacuación de gas a antorcha o venteo. El titular de la instalación de gas renovable no conectado a la red gasista asumirá el rol del medidor, y deberá remitir, al menos mensualmente, los valores de la energía autoconsumida, con desglose diario, a través de la Plataforma de garantías de origen, utilizando los ficheros que la Entidad Responsable ponga a su disposición para ello.

6.3.1.2 Verificación del dispositivo de medición. Con objeto de verificar una correcta medición del gas procedente de fuentes renovables producido en cada una de las instalaciones, se realizarán verificaciones anuales para comprobar el correcto funcionamiento de los sistemas de medición.

Esta validación la llevará a cabo una empresa habilitada al efecto según se indica en el capítulo 4.

La Entidad Responsable podrá realizar cuantas supervisiones considere necesarias para asegurar la completa fiabilidad del proceso de expedición de las garantías de origen.

6.3.2 Gases renovables con logística off-grid. Los requisitos de medición aplicables a los gases renovables con logística off-grid serán de aplicación en tanto que éstos no se incorporen a una gestión integrada dentro del Sistema gasista, en cuyo caso les aplicará la normativa que se pudiera establecer al respecto.

El sistema de medición para el gas procedente de fuentes renovables con logística off-grid deberá garantizar una correcta medida de:

– El peso en kg;
– el volumen del gas cargado $Nm^{3;}$
– el PCS en kWh/Nm3 o kWh/kg en con tres decimales.

El sistema de medición del gas renovables deberá contar, al menos, con los siguientes equipos:

– Medidor de carga-báscula o análogo a carga de cisternas en planta.
– Analizador de composición o equivalente, para cálculo de la energía producida en kWh.

En función del tipo de gas, se requerirá de medida de composición en mayor o menor detalle, de acuerdo a lo que se indique en la documentación adicional de carácter público.

Todos los equipos y aparatos de medida instalados deberán disponer de una certificación, emitida por una entidad externa habilitada, que acredite su correcto funcionamiento y su adecuación a la normativa metrológica en vigor, así como al resto de regulaciones que pudieran ser aplicables.

Los factores a analizar deberán ser registrados para cada operación de carga. El registro deberá ser auditable, indicándose explícitamente cuando se realicen modificaciones a las anotaciones iniciales. Asimismo, se deberá contar con un sistema de gestión que registre la información recopilada durante al menos cuatro años, coincidente con lo indicado en 6.4.1.

6.3.2.1 Envío de medidas. El titular de la instalación, asumirá el rol del medidor, y deberá remitir, al menos mensualmente, los valores de energía cargada con desglose por operación, y desagregación diaria a través de la Plataforma de garantías de origen, utilizando los ficheros que la Entidad Responsable ponga a su disposición para ello.

6.3.2.2 Verificación del dispositivo de medición. Con objeto de verificar una correcta medición del gas renovable producido en cada una de las instalaciones, una empresa habilitada al efecto realizará auditorias periódicas anuales para validar dicha cantidad.

Adicionalmente, se solicitarán los albaranes de carga expedidos a la empresa de transporte correspondiente.

6.3.3 Medición del gas renovable inyectado en canalizaciones no conectadas con el Sistema gasista. Los requisitos de medición definidos en este apartado serán de aplicación en tanto que no se defina regulación específica para la medición en este tipo de redes.

El sistema de medición para el gas procedente de fuentes renovables en canalizaciones no conectadas con el sistema gasista, deberá garantizar una correcta medida de:

– El caudal inyectado en Nm^3/h o en kg/h;
– el volumen del gas inyectado en Nm^3;
– el PCS en kWh/Nm3 o kWh/kg con tres decimales;

Todos los equipos y aparatos de medida instalados deberán disponer de una certificación, emitida por una entidad externa habilitada, que acredite su correcto funcionamiento y su adecuación a la normativa metrológica en vigor, así como al resto de regulaciones que pudieran ser aplicables.

El sistema de medición del gas renovable deberá contar, al menos, con los siguientes equipos de medida:

– Contador.
– Conversor de volumen o computador de caudal.
– Analizador de composición o equivalente, para cálculo de la energía producida en kWh.

Los requisitos aplicables a estos equipos estarán detallados en el listado de documentación adicional de carácter público.

La integración de los equipos de medida (contador, conversor de volumen/computador de caudal y cromatógrafo) aportarán en continuo la medida de energía en kWh.

6.3.3.1 Envío de medidas. El titular de la red asumirá el rol del medidor, y deberá remitir, con carácter mensual y detalle diario, las medidas correspondientes a través de la Plataforma de garantías de origen, utilizando los canales de comunicación que la Entidad Responsable establezca para ello.

El titular de la red será el responsable de proporcionar la medida y enviará al productor, y a la Entidad Responsable, al menos, las siguientes medidas relativas al punto de interconexión, con detalle diario.

– Presión media en bar.
– Volumen (Nm^3/d).
– Energía (kWh/d).
– PCS (kWh/Nm^3).

6.3.3.2 Verificación del dispositivo de medición. Con objeto de verificar una correcta medición del gas procedente de fuentes renovables producido en cada una de las instalaciones, una empresa habilitada al efecto realizará verificaciones periódicas. La periodicidad se recogerá en el listado de documentación adicional de carácter público.

7. Reporte de actividad

7.1 Informe anual de actividad. De acuerdo a lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, el Gestor Técnico del Sistema presentará anualmente ante el Ministerio un informe de cumplimiento de la actividad de expedición de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables, en el que se demuestre el cumplimiento de los principios de transparencia, objetividad e independencia.

Este informe incluirá al menos el detalle de la tipología de las garantías de origen expedidas, y desglose temporal y geográfico de la producción renovable. Podrá incluir, además, un análisis estadístico de las operaciones de transferencia, exportación, importación, redención, revocación y caducidad de garantías de origen. También podrá incluir el detalle de las reclamaciones e incidencias que se hayan producido en el sistema.

El contenido y nivel de detalle del informe se ajustará cada año de acuerdo a los requerimientos específicos del Ministerio.

El informe anual de actividad de cada año será remitido al Ministerio antes del 1 de julio del año siguiente, y será accesible desde la Plataforma de garantías de origen, previa eliminación de cualquier contenido que pudiera ser considerado confidencial.

7.2 Información de carácter público. La siguiente información tendrá carácter público y será accesible desde la Plataforma de garantías de origen:

1. Registro de instalaciones de producción. El registro de instalaciones de producción de gases renovables incluirá todas las instalaciones de producción de gases renovables que han sido dadas de alta en el sistema de garantías de origen.

El registro incluirá el nombre y código de la instalación, su estado (alta o en tramitación), su ubicación con detalle de municipio, provincia y comunidad autónoma, tipo de gas renovable producido, capacidad de producción, tecnología y fuentes de energía utilizadas y logística de comercialización. También incluirá la fecha de alta de la instalación, y, cuando proceda, la fecha de baja del registro. El registro incluirá además la fecha en que se haya realizado la última modificación en las instalaciones de producción. Adicionalmente, cuando el productor lo autorice, se incluirá información de contacto.

El registro será descargable en formato Excel y podrá ser consultado a través de un mapa interactivo.

2. Registro de tenedores. Los tenedores estarán identificados por su código, razón social y tipología de tenedor (productor, suministrador, consumidor o intermediario), especificando, en su caso, fecha de alta y de baja.

3. Informe de producción/expedición. El informe de producción/expedición incluirá datos agregados con desglose anual, mensual o diario, y detalle del tipo o subtipo de gas renovable, fuentes de energía, tecnología de producción, logística de comercialización y provincia y comunidad autónoma de origen.

Este informe no incluirá desglose por instalación, y permitirá filtrar el mes y año de aplicación y la información consultada.

4. Informe de consumo/redención. El informe de consumo/redención incluirá datos agregados con desglose anual, mensual y diario, y detalle del tipo o subtipo de gas renovable, fuentes de energía, tecnología de producción, logística de comercialización, país de producción de la energía, tipo de redención aplicada (por punto de consumo o por suministro) y provincia y comunidad autónoma de origen.

Este informe no incluirá desglose por tenedor, y permitirá filtrar el mes y año de aplicación y la información consultada.

5. Informe de operación. El informe de operación incluirá datos agregados de transferencias, importaciones y exportaciones con desglose mensual y detalle del tipo o subtipo de gas renovable, fuentes de energía, tecnología de producción y logística de comercialización, provincia y comunidad autónoma de origen y país de origen o destino.

Este informe no incluirá desglose por tenedor, y permitirá filtrar el mes y año de aplicación y la información consultada. Será posible la descarga de los datos incluidos en el informe visualizado con el nivel de agregación mostrado en la visualización en formato excel.

7.3 Certificación de la actividad: «disclosure statements» y «residual mix». La Plataforma de garantías de origen emitirá dos tipos de certificados de actividad vinculados a la redención de garantías de origen: Declaraciones informativas de redención y certificados de mix residual.

Declaraciones informativas de redención (disclosure statements):

Las declaraciones informativas de redención identifican las garantías de origen redimidas en un año natural para un determinado tenedor, siendo específicas para un punto de consumo o para operaciones de bunkering/gas vehicular.

La declaración incluirá, además, análisis estadístico de distintos campos y parámetros contenidos en las garantías de origen redimidas.

Las declaraciones informativas de redención están vinculadas a las redenciones por punto de consumo o por operación de bunkering/gas vehicular, siendo igual para todas las garantías de origen redimidas incluidas en la declaración.

Las garantías de origen expedidas en procesos de autoconsumo serán incluidas a todos los efectos en las declaraciones informativas, con independencia de que no estén asociadas a procesos de redención.

Las declaraciones informativas de redención de cada año natural estarán disponibles para cada tenedor en la Plataforma de garantías de origen a partir del 20 de abril del año siguiente. Cada declaración informativa de redención estará identificada por un código de declaración.

Para demostrar la veracidad de las declaraciones de consumo, estas podrán ser consultadas a través del portal público de la Plataforma de garantías de origen, previa introducción del código de declaración correspondiente.

Certificados de Mix Residual («Residual Mix»): Se define mix residual para un suministrador de gases renovables como la parte de sus suministros, medido en porcentaje de la energía suministrada a demanda nacional durante un año natural, cuyo origen renovable ha sido atribuido mediante redención por suministros.

El mix residual de un suministrador será calculado sobre la base de su consumo potencialmente redimible por suministros, que como se define en el punto 5.6.2, corresponderá a la suma diaria de sus repartos de salida en líneas directas, PCTDs, PCDDs

y PCCCs sobre los que se añadirán los valores remitidos por el comercializador para cargas off-grid para bunkering referentes a puntos de conexión de descarga de buques (PCDB).

Un certificado de mix residual incluirá:

– La cuantificación de los consumos potencialmente redimibles.
– La cuantificación de las garantías de origen redimidas por cartera de suministros.
– La cuantificación de las garantías de origen redimidas por el comercializador por punto de consumo correspondientes a puntos de consumo del Sistema gasista.
– La cuantificación de las garantías de origen de puntos de consumo del Sistema gasista suministrados por el comercializador que han sido redimidas por el consumidor.
– La cuantificación de garantías de origen redimidas por el comercializador por operaciones de bunkering/gas vehicular.

El certificado de mix residual incluirá además mediante gráficos circulares:

– Porcentaje de consumos para los que se han redimido garantías de origen,
– Desglose en porcentaje del tipo de redención aplicada,
– Desglose en porcentaje de fuentes de energía de las garantías de origen redimidas,
– Desglose en porcentaje de tecnologías de producción de gases renovables de las garantías de origen redimidas.

Los certificados de mix residual de cada año natural estarán disponibles para cada suministrador en la Plataforma de garantías de origen a partir del 20 de abril del año siguiente. Los certificados de mix residual podrán ser incluidos como anexo en el informe anual de actividad remitida al Ministerio y, aunque a priori no tendrán carácter público, cada suministrador podrá autorizar su publicación a través de la Plataforma de garantías de origen. Los certificados de mix residual a los que el suministrador haya conferido carácter público serán consultables a través de la web de la Entidad Responsable.

7.4 Mantenimiento de histórico. El Registro de instalaciones de producción se mantendrá actualizado, identificando para cada instalación la fecha en la que se ha producido la última modificación. Se almacenará una descarga con la situación del registro el 31 de diciembre de cada año, que será adjuntada al Informe anual de actividad.

Los informes públicos de expedición/producción, consumo/redención y operación permanecerán accesibles durante 4 años, al igual que las declaraciones informativas de redención y los certificados de mix residual.

8. Gestión de reclamaciones

Una reclamación es una herramienta puesta a disposición de cualquier usuario para manifestar la existencia de un error o anomalía. La Entidad Responsable analizará las reclamaciones remitidas por los usuarios y determinará si la gestión de la reclamación requiere o no de una investigación en detalle.

La Entidad Responsable podrá dar de alta una reclamación si constatase una anomalía que requiera una investigación en detalle.

La Plataforma de garantías de origen dispondrá de un módulo específico para la gestión de reclamaciones accesible a todos los usuarios. La Entidad Responsable habilitará un buzón de correo para la recepción de reclamaciones, en caso de indisponibilidad del módulo de reclamaciones, y para las reclamaciones relativas a publicación de información que pudieran provenir de sujetos que no estén dados de alta como usuarios en la Plataforma de garantías de origen.

Cuando en un análisis preliminar, la Entidad Responsable considere que la reclamación requiere de investigación en detalle, se seguirá el proceso descrito a continuación.

8.1 Investigación en detalle derivada de una reclamación. De manera inmediata, la Entidad Responsable comunicará al Ministerio y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la apertura de una investigación, detallando el asunto de la reclamación y proponiendo la toma de medidas provisionales, que podrán incluir la suspensión temporal de uno o varios tenedores y/o la inspección sin preaviso de una o varias instalaciones de producción. La adopción de éstas u otras medidas estará sujeta a la decisión del Ministerio.

La suspensión temporal de un tenedor restringirá su operativa, es decir, no podrá transferir, exportar, importar, o redimir garantías de origen, ni se expedirán garantías de

origen a su cuenta. No obstante, mantendrá acceso a la Plataforma de garantías de origen para consultas y descargas.

En el plazo de diez[5] días hábiles desde la comunicación a Ministerio y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Entidad Responsable notificará a los sujetos involucrados la apertura de un proceso de investigación. La notificación se llevará a cabo por correo electrónico remitido al usuario o usuarios apoderados y al usuario o usuarios primarios, e incluirá el detalle de la reclamación.

[5] Diez días hábiles y no inmediatamente para dar pie a una inspección sin preaviso si así se requiriese.

Desde el momento en que se notifique la apertura de una investigación, la Entidad Responsable dispondrá de cinco días hábiles para remitir un requerimiento de información. Los sujetos investigados dispondrán de diez días hábiles para proporcionar la información solicitada. La Entidad Responsable podrá solicitar una entrevista con los sujetos investigados, que se fijará en fecha conveniente para las partes.

En un plazo máximo de diez días hábiles desde la recepción de la información requerida, o en su caso, diez días después de que tenga lugar la entrevista con los sujetos, la Entidad Responsable remitirá un informe detallado al Ministerio y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; en el mismo se expondrán las razones que descarten una mala práctica, o bien se pondrán en conocimiento del Ministerio los indicios o evidencias que pudieran dar lugar al inicio de un procedimiento sancionador de infracción.

Cuando la investigación descarte la existencia de malas prácticas, se revertirán las suspensiones temporales sin perjuicio para el tenedor, y se expedirán las garantías de origen correspondientes a la producción que hubiera tenido lugar durante el periodo de producción.

La Entidad Responsable informará al Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen de cualquier reclamación sujeta a investigación que haya tenido lugar una vez ésta haya sido resuelta.

8.2 Expulsión de un sujeto del sistema de garantías de origen. La expulsión de un tenedor del sistema de garantías de origen implicará la revocación automática de todas las garantías de origen susceptibles de transferencia, redención o exportación, o susceptibles de redención que éste tuviera en su cuenta en el momento de la suspensión temporal. Además, en caso de que el sujeto expulsado estuviese dado de alta como productor de gases renovables, serán dadas de baja todas sus instalaciones de producción asociadas y serán revocadas todas las garantías de origen expedidas para sus instalaciones de producción que sean susceptibles de ser revocadas con independencia de que hubiesen sido transferidas a otros tenedores.

La expulsión del suministrador implicará la desvinculación de sus puntos de suministro asociados, para los que se mantendrá la recepción de medidas durante el plazo de un año, pudiendo reasignarse el punto de suministro a otro suministrador durante este tiempo con la fecha con la que se hubiese producido la expulsión del primero. Si transcurrido este plazo, un punto no ha sido dado de alta por otro suministrador, se procederá a dar de baja el punto de suministro del sistema de garantías de origen.

Cuando el sujeto expulsado estuviese dado de alta como consumidor de gases renovables se procederá al cierre de su cuenta de anotaciones y se darán de baja los puntos de consumo asociados.

9. Procedimiento de comunicación

Este capítulo define los procedimientos de comunicación aplicables al sistema de garantías de origen, incluyendo los estándares de aplicación a las comunicaciones IT, y las normas aplicables a cualquier comunicación que se establezca entre la Entidad Responsable y los distintos sujetos del sistema de garantías de origen.

Un estándar de comunicación IT contendrá el conjunto de reglas aplicables a la transmisión de información a través de un sistema de comunicaciones. Estas incluyen la sintaxis, semántica y reglas de sincronización de la comunicación, así como posibles métodos para la recuperación de errores.

Los protocolos de comunicación deberán ser acordados con las contrapartes. Cuando se acuerde un protocolo de comunicación, la Entidad Responsable lo incluirá en la documentación adicional de carácter público.

9.1 Estándar de comunicación con otras entidades de gestión de garantías de origen de electricidad. Será necesario establecer el estándar de comunicación con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que es la entidad responsable de garantías de origen de electricidad en España. Este estándar contemplará, al menos, los siguientes aspectos relativos a los dos sentidos de posible interacción entre los consumos y producciones eléctricas y gasistas:

– Producción de electricidad con gases renovables:

• Con objeto de posibilitar la monitorización de aquellos gases renovables que no hayan sido incluidos en el sistema de garantías de origen de gases renovable, la Entidad Responsable necesitará disponer del detalle de las garantías de origen eléctricas expedidas cuyo proceso de producción haya llevado asociado en alguna fase inicial o intermedia gases de origen renovable.

• Con el objeto de controlar potenciales dobles cómputos, la Entidad Responsable deberá disponer de un listado actualizado de instalaciones que estén dadas de alta en el sistema de garantías de origen eléctricas cuyo proceso de generación haya llevado asociado algún gas de origen renovable.

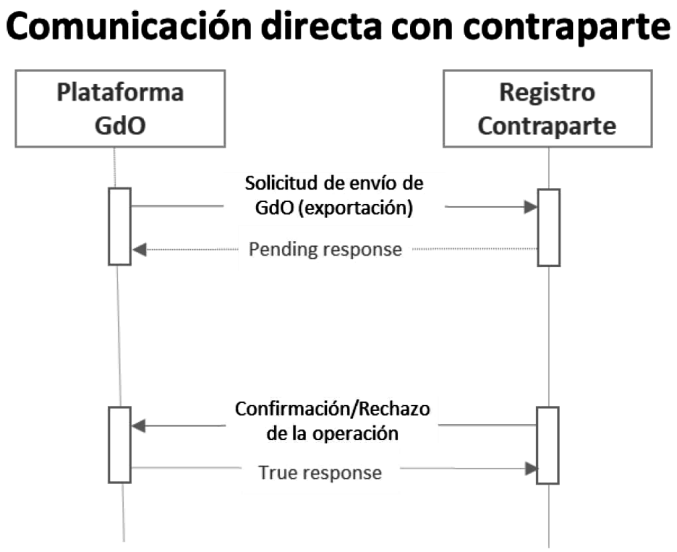
• Además, la Entidad Responsable deberá poner a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información relativa a redención de garantías de origen asociada a consumos de gas por parte de instalaciones de producción de electricidad.

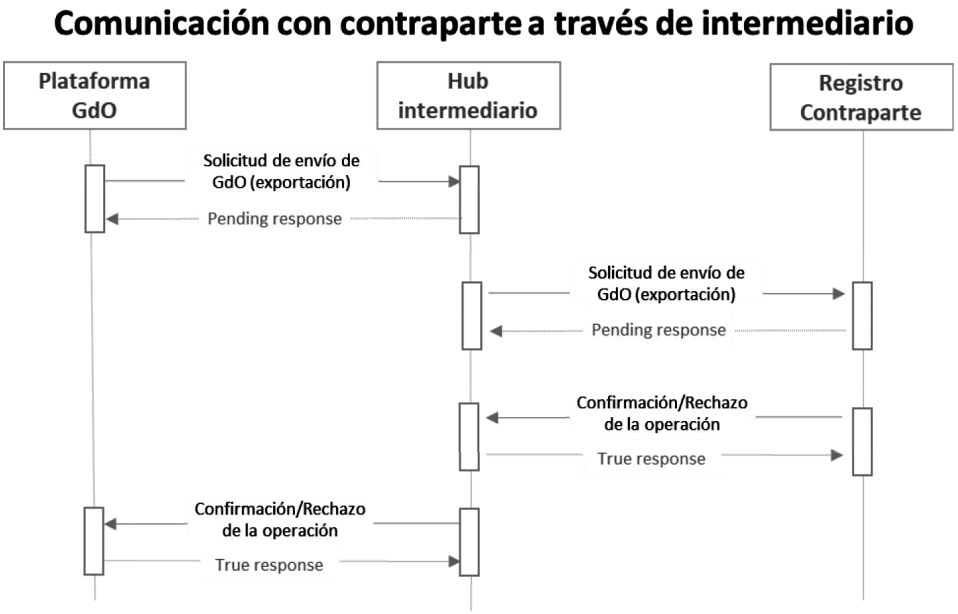
– Producción de gases renovables por conversión (total o parcial) de electricidad de red cuyo carácter renovable haya sido garantizado mediante redención de garantías de origen eléctricas.

9.2 Estándar de comunicación con entidades de gestión de garantías de origen de otros países. Será necesario establecer el estándar de comunicación para con cada una de las entidades de otros países con las que la Plataforma de garantías de origen requiera conectarse.

En los casos en que la contraparte disponga de sistemas de comunicación ya operativos para funcionalidades equivalentes, la Plataforma de garantías de origen se adaptará a los estándares de comunicación preexistentes. Cuando tanto para la Plataforma de garantías de origen como para la contraparte sea necesario establecer el estándar de comunicación a emplear, se propondrá el uso de APIs para el intercambio de información.

Los estándares a utilizar serán los habituales en el sector de las garantías de origen, pudiendo seguir esquemas del tipo mostrado a continuación, tanto para comunicación directa con contrapartes como para comunicaciones a través de un intermediario.





9.3 Estándar de comunicación con entidades de negociación de mercado. Se establecerá un estándar de comunicación estándar aplicable a la conexión de la Plataforma de garantías de origen con las plataformas de negociación del mercado organizado, que deberá ser común para todas las plataformas existentes.

La conexión de la Plataforma de garantías de origen con una plataforma de negociación del mercado organizado implicará que cualquier tenedor previamente habilitado para operar en esta plataforma de negociación podrá solicitar la transferencia de paquetes de garantías de origen a través de ella. Al formalizarse esta solicitud, la Entidad Responsable deberá transferir las garantías de origen correspondientes a una cuenta de anotaciones propia de la plataforma de negociación.

Las operaciones en las plataformas de negociación del mercado organizado, así como la definición de productos y potencial desagregación de lotes y paquetes que se lleven a cabo en estas plataformas de negociación, serán totalmente independientes de la Plataforma de garantías de origen.

Las operaciones cerradas en las plataformas de negociación del mercado organizado se formalizarán con la transferencia de las garantías de origen correspondientes desde la cuenta de anotaciones de la plataforma de negociación hasta la cuenta de los tenedores

compradores, registrándose un proceso de transferencia por cada uno de ellos en el que se indicarán los números de identificación de las garantías de origen de la operación.

9.4 Procedimiento de comunicación entre Entidad Responsable y usuarios. En un principio, de acuerdo a lo definido en este procedimiento, el diseño de la Plataforma de garantías de origen está orientado a que la operación en el sistema de garantías de origen se realice de forma directa a través de la Plataforma de garantías de origen, mediante carga de ficheros o mediante selección por pantalla, por lo que no será necesario definir un estándar de comunicación para el intercambio de información con los usuarios.

En caso de que en el futuro se establezcan vías de comunicación para con los sujetos del sistema de garantías de origen se establecerá un estándar de comunicación común para todas las contrapartes del mismo tipo.

La Plataforma de garantías de origen dispondrá de un canal de comunicación específico para las comunicaciones entre la Entidad Responsable y los usuarios, que permitirá registrar y auditar estas comunicaciones.

Adicionalmente, la Entidad Responsable habilitará un buzón de correo electrónico para su comunicación con los sujetos que no dispongan de acceso a la Plataforma de garantías de origen.

10. El Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen (CSSGO)

De conformidad con el artículo 19.7 del Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, la Entidad Responsable constituirá un Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen del gas procedente de fuentes renovables, que tendrá por objeto:

– Conocer y ser informado del funcionamiento y de la gestión del sistema de garantías de origen, incluyendo el desarrollo de los sistemas informáticos,

– Elaborar y canalizar propuestas que puedan redundar en el mejor funcionamiento del mismo.

Serán miembros de pleno derecho del comité al menos los siguientes:

– Un representante del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

– Un representante de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

– Un representante del Gestor Técnico del Sistema Gasista.

– Los productores, suministradores, consumidores e intermediarios de gases renovables que hayan sido registrados como usuarios a través de la Plataforma de garantías de origen.

– Las empresas transportistas y distribuidoras de gas natural cuya red cuente, al menos, con un punto de inyección de gases renovables.

– Las empresas operadoras de canalizaciones aisladas según se definen en la disposición adicional trigésima octava de la Ley 34/1998, del 7 de octubre.

– Los operadores de las plataformas de negociación del mercado organizado que estén conectadas con la Plataforma de garantías de origen.

Además, este comité estará abierto a la participación, con voz, pero sin voto de:

– Las empresas transportistas y distribuidoras de gas natural cuya red aún no cuente con ningún punto de inyección de gases renovables.

– Cualquier agente del sistema gasista (comercializadores y consumidores directos en mercado) que no esté registrado como usuario en la Plataforma de garantías de origen.

– La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

– Aquellas empresas y asociaciones relevantes relacionadas con el sector, incluyendo las empresas de la cadena de valor de los gases renovables, previa solicitud de participación y aceptación por parte de este comité.

– Las plataformas de negociación del mercado que no están conectadas con la Plataforma de garantías de origen, previa solicitud de participación y aceptación parte de este comité.

El comité contará con un presidente y un vicepresidente, que serán elegidos por votación. El secretario será un representante de la Entidad Responsable.

La Entidad Responsable elaborará un Reglamento Interno del Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen que establecerá:

– Las reglas de votación para la elección del presidente y el vicepresidente.
– El procedimiento de elección de representantes y de delegación de voto por agrupación de usuarios, incluyendo si procede una limitación de número por categoría.
– Detalle de funciones a desempeñar por el comité.
– Un código de conducta.
– Periodicidad de las sesiones.
– Procedimientos y medios de convocatoria.
– Procedimiento de adopción de acuerdos.
– Mecanismo de aceptación de nuevos miembros del comité.

Este reglamento deberá ser aprobado por el propio comité.

11. Documentación adicional de carácter público

11.1 Procedimientos de detalle. La Entidad Responsable elaborará Procedimientos de detalle que recogerán los aspectos de desarrollo que sean necesarios para el correcto funcionamiento del Procedimiento de gestión, previa audiencia del Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen, y siempre que no supongan alteraciones del contenido del Procedimiento de gestión

Entre otros, podrán ser objeto de un Procedimiento de detalle:

– Especificaciones de medición.
– Requisitos de las empresas de auditoría.
– Especificaciones de las auditorías.
– Contrato de participación en el sistema de garantías de origen.
– Listado de miembros del Comité de Sujetos del Sistema de Garantías de Origen.

Estos procedimientos se recogerán en la sección pública de la Plataforma de garantías de origen, o en su defecto, en la página web de la Entidad Responsable.

11.2 Manuales, formularios y guías informativas. La Entidad Responsable publicará y mantendrá actualizado los siguientes documentos:

– Formulario de registro de tenedores.
– Formulario de alta de instalaciones
– Ejemplo genérico de declaración de consumos.
– Fichero de carga de mediciones
– Instrucciones para presentar la documentación de los distintos procesos del sistema de garantías de origen de gas renovable
– Ejemplo de fichero de carga/sustitución de demanda para un punto de consumo.
– Ejemplos de cálculo de producción neta
– Ejemplos ficticios de garantía de origen, declaraciones informativas de redención y certificados de mix residual.
– Manuales o guías informativas de uso de la Plataforma o del funcionamiento del sistema de Garantías de Origen

Los formularios serán preferentemente electrónicos.

Estos documentos se recogerán en la sección pública de la Plataforma de garantías de origen, o en su defecto, en la página web de la Entidad Responsable.

§ 61

Resolución de 3 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 116, de 12 de mayo de 2010
Última modificación: 27 de julio de 2017
Referencia: BOE-A-2010-7657

Con fecha de 23 de diciembre de 2009, ha sido publicada en el «Boletín Oficial del Estado» la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, que, en su artículo 19, modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de hidrocarburos.

Dicho artículo 19 implica, entre otros aspectos, la eliminación de las autorizaciones previas para el ejercicio de las actividades de comercializador de gas natural, de operador al por mayor de G.L.P. y de comercializador al por menor de G.L.P. a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos, y la realización por el interesado de una declaración responsable y de una comunicación previa al inicio de la actividad. Además los consumidores directos en mercado de gas natural tendrán la obligación de comunicar el inicio de la actividad.

Por otra parte, el artículo 2 de la citada Ley 25/2009, de 22 de diciembre, define la declaración responsable como el documento suscrito por un interesado en el que manifiesta, bajo su responsabilidad, que cumple con los requisitos establecidos en la normativa vigente para acceder al reconocimiento de un derecho o facultad o para su ejercicio, que dispone de la documentación que así lo acredita y que se compromete a mantener su cumplimiento durante el periodo de tiempo inherente a dicho reconocimiento o ejercicio. Además se establece que dichos requisitos deberán estar recogidos de manera expresa, clara y precisa en la correspondiente declaración responsable.

En el mismo artículo, se define por comunicación previa aquel documento mediante el que los interesados ponen en conocimiento de la Administración Pública competente sus datos identificativos y demás requisitos exigibles para el ejercicio de un derecho o el inicio de una actividad.

Posteriormente, con fecha de 18 de marzo de 2010 ha sido publicado en el «Boletín Oficial del Estado» el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, que tiene como objeto desarrollar los preceptos de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, modificados por la Ley 25/2009, con el fin de adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos contemplados en dicha norma.

Constituye el objeto de la presente resolución establecer los modelos de declaración responsable y de comunicación previa que deben realizarse en relación al ejercicio de las actividades del sector de hidrocarburos contempladas en el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, según lo dispuesto en el artículo 2 de la citada Ley 25/2009, de 22 de diciembre.

En su virtud, esta Dirección General de Política Energética y Minas ha resuelto:

Primero. *Modelos de declaración responsable y de comunicación previa.*

Los modelos de declaración responsable y de comunicación previa que deben realizar los interesados en el ejercicio de las actividades de comercializador y consumidor directo en mercado de gas natural, de operador al por mayor de G.L.P. y de comercializador al por menor de G.L.P. a granel, y de operador al por mayor de productos petrolíferos, son los establecidos en el anexo de la presente resolución.

Segundo. *Entrada en vigor.*

La presente Resolución surtirá efectos a partir del día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra la presente resolución, cabe interponer recurso de alzada ante el Sr. Secretario de Estado de Energía, en el plazo de un mes, de acuerdo con lo establecido en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

ANEXO

Comunicación de inicio de la actividad como consumidor directo en mercado de gas natural

D./D.ª ……, mayor de edad, de nacionalidad ……, con D.N.I./Pasaporte ……, en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ……, con C.I.F. ……, domicilio social en … …… y domicilio a efectos de notificaciones en …… ….teléfono …… y fax ……, en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a la Dirección General de Política Energética y Minas el inicio de la actividad de consumidor directo en mercado de gas natural, con fecha ……, que se desarrollará de acuerdo con lo previsto en el artículo 22.3 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y autorización de instalaciones de gas natural.

Se adjunta copia de los poderes del solicitante.

En ……, a …… de …… de ……

Fdo.: ……

(Firma del representante legal y sello de la entidad)

Comunicación previa para el inicio de la actividad de comercialización de gas natural

D./D.ª……, mayor de edad, de nacionalidad ……, con D.N.I./Pasaporte ……, en calidad de apoderado/representante legal de la

entidad ……, con C.I.F. ……, domicilio social en … ……. y domicilio a efectos de notificaciones en ……. ….teléfono ……. y fax ……, en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a la Dirección General de Política Energética y Minas el inicio de la actividad de comercializador de gas natural, con fecha ……, que se desarrollará en el ámbito territorial de ……. a cuyos efectos presenta la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

Se adjunta copia de los poderes del solicitante.

En ……, a …… de ……. de ……

Fdo.: ……

(Firma del representante legal y sello de la entidad)

Comunicación previa para el inicio de la actividad de distribución al por mayor de carburantes y combustibles petrolíferos

D./D.ª……, mayor de edad, de nacionalidad ……, con D.N.I./Pasaporte ……, en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ……, con C.I.F. ……, domicilio social en … ……. y domicilio a efectos de notificaciones en ……. ….teléfono ……. y fax ……, en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a la Dirección General de Política Energética y Minas el inicio de la actividad de distribución al por mayor de carburantes y combustibles petrolíferos, con fecha ……, a cuyos efectos presenta la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

Se adjunta copia de los poderes del solicitante, así como el plan anual de compras y ventas del primer año de actividad.

En ……, a …… de ……. de ……

Fdo.: ……

(Firma del representante legal y sello de la entidad)

Comunicación previa para el inicio de la actividad de operador al por mayor de GLP

D./D.ª……, mayor de edad, de nacionalidad ……, con D.N.I./Pasaporte ……, en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ……, con C.I.F. ……, domicilio social en … ……. y domicilio a efectos de notificaciones en ……. ….teléfono ……. y fax ……, en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a la Dirección General de Política Energética y Minas el inicio de la actividad de operador al por mayor de GLP, con fecha ……, a cuyos efectos presenta la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

Se adjunta copia de los poderes del solicitante, así como el plan anual de abastecimientos que deberá incluir las previsiones de compras y ventas del primer año de actividad.

En ……, a …… de …… de ……

Fdo.: ……

(Firma del representante legal y sello de la entidad)

Comunicación previa para el inicio de la actividad de comercializador al por menor de GLP a granel

D./D.ª……, mayor de edad, de nacionalidad ……, con D.N.I./Pasaporte ……, en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ……, con C.I.F. ……, domicilio social en … …… y domicilio a efectos de notificaciones en …… ….teléfono …… y fax ……, en plena posesión de su capacidad jurídica y de obrar, comunica a la Dirección General de Política Energética y Minas el inicio de la actividad de comercializador al por menor de GLP a granel, con fecha ……, que se desarrollará en el ámbito territorial de …… a cuyos efectos presenta la declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos establecidos para el ejercicio de la misma.

Se adjunta copia de los poderes del solicitante, copia de las autorizaciones de construcción, modificación o cierre de las instalaciones de distribución de GLP, así como el plan anual de abastecimientos que deberá incluir las previsiones de compras y ventas del primer año de actividad.

En ……, a …… de …… de ……

Fdo.: ……

(Firma del representante legal y sello de la entidad)

Declaración responsable sobre el cumplimiento de todos los requisitos establecidos para ejercer la actividad de comercialización de gas natural

Para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural, D./D.ª ....., mayor de edad, de nacionalidad ....., con DNI/ Pasaporte/NIE ....., en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ....., manifiesta bajo su responsabilidad, que dicha entidad cumple con todos los requisitos establecidos en el artículo 80 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en el artículo 14 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural en particular los siguientes:

1. Revestir la forma de sociedades mercantiles o forma jurídica equivalente en su país de origen en el caso de no tratarse de empresas nacionales en cuyo objeto social no existan limitaciones o reservas al ejercicio de dicha actividad.

2. Cumplimiento de los requisitos de separación de actividades y de cuentas establecidas en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

3. Capacidad técnica y económica para el ejercicio de la actividad y capacidad acreditada para garantizar el suministro.

4. Disposición de un teléfono gratuito de atención al cliente y un servicio de correo electrónico al que se puedan dirigir los mismos:

Teléfono gratuito de atención al cliente: .....

Dirección de correo electrónico: .....

□ El declarante manifiesta que la empresa va a operar exclusivamente en mercados mayoristas de gas y capacidad, sin realizar suministro a consumidores finales y por tanto no dispone de servicios de atención a los mismos. En caso de ampliación de la actividad a

consumidores finales lo comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas con carácter previo al inicio de la actividad. (Marcar la casilla en el caso de operar exclusivamente en mercados mayoristas).

5. Disponer de contratos o garantías de suministro de proveedores suficientes para dar cobertura a las actividades de comercialización previstas, asegurando la necesaria diversificación de suministros.

Asimismo manifiesta que se encuentra en disposición de acreditar el cumplimiento de dichos requisitos, en cualquier momento, a requerimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y/o de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se compromete a mantener dicho cumplimiento durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad como comercializador de gas natural, así como a comunicar cualquier modificación en alguno de los datos o el cese de la actividad.

□ Autorizo la cesión de información tributaria amparada en el artículo 95.1.k) de la Ley 58/2003, General Tributaria, en los términos y con las garantías que se establecen en el artículo 2.4 de la Orden de 18 de noviembre de 1999. (Marcar la casilla en caso de autorizar).

De igual modo, declara que para el sujeto que inicia la actividad deberá estar aprobado el plan de ventas a que se refiere el artículo 19 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Por otro, que habrá de integrarse como miembro de la Corporación Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, tal y como establece el artículo 6 del anexo IV del citado real decreto, que recoge los Estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

Asimismo, conoce que en virtud del deber de colaboración entre las Administraciones Públicas previsto en el artículo 141 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, y demás normativa de aplicación, la información se podrá poner a disposición de la Guardia Civil, en tanto cuerpo de seguridad del Estado, competente con funciones de policía judicial y resguardo fiscal del Estado, por motivos de seguridad, lucha contra el fraude, o cualquier otro dirigido a la prevención e investigación de actos delictivos.

En ....., a ..... de ..... de .....
Fdo.: .....
(Firma del representante legal)

Declaración responsable sobre el cumplimiento de todos los requisitos establecidos para ejercer la actividad de distribución al por mayor de carburantes y combustibles petrolíferos

Para el ejercicio de la actividad de distribución al por mayor de carburantes y combustibles petrolíferos, D./D.ª ....., mayor de edad, de nacionalidad ....., con DNI/ Pasaporte/NIE ....., en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ....., manifiesta bajo su responsabilidad, que dicha entidad cumple con los requisitos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en el Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, por el que se aprueba el Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas, de carburantes y combustibles petrolíferos, en particular los siguientes:

1. Capacidad legal, técnica y financiera suficientes de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 del anexo del Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre.

2. Seguridad de los suministros de acuerdo con el plan anual de abastecimientos que se acompaña a la comunicación de inicio de actividad.

3. Medios de recepción, almacenamiento y transporte adecuados teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 12 del anexo del Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre.

4. Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del anexo del Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre.

Manifiesta que se encuentra en disposición de acreditar el cumplimiento de dichos requisitos, en cualquier momento, a requerimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y/o Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se compromete a mantener dicho cumplimiento durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad de distribución al por mayor de carburantes y combustibles petrolíferos, así como a comunicar cualquier modificación en alguno de los datos o el cese de la actividad.

□ Autorizo la cesión de información tributaria amparada en el artículo 95.1.k) de la Ley 58/2003, General Tributaria, en los términos y con las garantías que se establecen en el artículo 2.4 de la Orden de 18 de noviembre de 1999. (Marcar la casilla en caso de autorizar).

De igual modo, declara por un lado, que para el sujeto que inicia la actividad deberá estar aprobado el plan de ventas a que se refiere el artículo 12 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Por otro, que habrá de integrarse como miembro de la Corporación Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, tal y como establece el artículo 13. 3 del Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas, de carburantes y combustibles petrolíferos aprobado por Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre de 1994.

Asimismo, conoce que en virtud del deber de colaboración entre las Administraciones Públicas previsto en el artículo 141 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, y demás normativa de aplicación, la información se podrá poner a disposición de la Guardia Civil, en tanto cuerpo de seguridad del Estado, competente con funciones de policía judicial y resguardo fiscal del Estado, por motivos de seguridad, lucha contra el fraude, o cualquier otro dirigido a la prevención e investigación de actos delictivos.

En ....., a ..... de ..... de .....
Fdo.: .....
(Firma del representante legal)

Declaración responsable sobre el cumplimiento de todos los requisitos establecidos para ejercer la actividad de operador al por mayor de GLP

Para el ejercicio de la actividad de operador al por mayor de GLP, D./D.ª ....., mayor de edad, de nacionalidad ....., con DNI/ Pasaporte/NIE ....., en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ....., manifiesta bajo su responsabilidad, que dicha entidad cumple con los requisitos establecidos en el artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en los artículos 5 a 10 del Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de la actividad de distribución de gases licuados del petróleo, en particular los siguientes:

1. Capacidad legal, técnica y financiera suficientes.
2. Suministros contractualmente asegurados, bien a través de compromisos contractuales, bien a través de producción propia.
3. Medios de recepción, almacenamiento y transporte adecuados a los suministros previstos en sus planes anuales de aprovisionamiento y a las obligaciones de existencias mínimas de seguridad.
4. Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas reglamentariamente.
5. El cumplimiento de sus instalaciones de las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

Manifiesta que se encuentra en disposición de acreditar el cumplimiento de dichos requisitos, en cualquier momento, a requerimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y/o Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y se compromete a mantener dicho cumplimiento durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad de operador al por mayor de GLP, así como a comunicar cualquier modificación en alguno de los datos o el cese de la actividad.

□ Autorizo la cesión de información tributaria amparada en el artículo 95.1.k) de la Ley 58/2003, General Tributaria, en los términos y con las garantías que se establecen en el artículo 2.4 de la Orden de 18 de noviembre de 1999. (Marcar la casilla en caso de autorizar).

De igual modo, declara, por un lado, que, para el sujeto que inicia la actividad, deberá estar aprobado el plan de ventas a que se refiere el artículo 12 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos. Por otro, que habrá de integrarse como miembro de la Corporación Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, tal y como establece el artículo 6 del anexo IV del citado real decreto, que recoge los Estatutos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

Asimismo, conoce que, en virtud del deber de colaboración entre las Administraciones Públicas previsto en el artículo 141 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, y demás normativa de aplicación, la información se podrá poner a disposición de la Guardia Civil, en tanto cuerpo de seguridad del Estado, competente con funciones de policía judicial y resguardo fiscal del Estado, por motivos de seguridad, lucha contra el fraude, o cualquier otro dirigido a la prevención e investigación de actos delictivos.

En ....., a ..... de ..... de .....
Fdo.: .....
(Firma del representante legal)

Declaración responsable sobre el cumplimiento de todos los requisitos establecidos para ejercer la actividad de comercializador al por menor de GLP a granel

Para el ejercicio de la actividad de comercialización al por menor de GLP a granel, D./D.ª ....., mayor de edad, de nacionalidad ....., con DNI/Pasaporte/NIE ....., en calidad de apoderado/representante legal de la entidad ....., manifiesta bajo su responsabilidad, que dicha entidad cumple con los requisitos establecidos en el artículo 46 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en los artículos 6 a 11 del Real Decreto 1085/1992, de 11 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de la actividad de distribución de gases licuados del petróleo, en particular los siguientes:

1. Capacidad legal, técnica y financiera suficientes.
2. Suministros contractualmente asegurados, bien a través de compromisos contractuales, bien a través de producción propia.
3. Medios de recepción, almacenamiento y transporte adecuados a los suministros previstos en sus planes anuales de aprovisionamiento y a las obligaciones de existencias mínimas de seguridad.
4. Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad establecidas reglamentariamente.
5. El cumplimiento de sus instalaciones de las condiciones técnicas y de seguridad reglamentarias.

Manifiesta que se encuentra en disposición de acreditar el cumplimiento de dichos requisitos, en cualquier momento, a requerimiento de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y/o Comisión

Nacional de los Mercados y la Competencia y se compromete a mantener dicho cumplimiento durante el periodo de tiempo inherente al ejercicio de la actividad de comercializador al por menor de GLP a granel, así como a comunicar cualquier modificación en alguno de los datos o el cese de la actividad.

□ Autorizo la cesión de información tributaria amparada en el artículo 95.1.k) de la Ley 58/2003, General Tributaria, en los términos y con las garantías que se establecen en el artículo 2.4 de la Orden de 18 de noviembre de 1999. (Marcar la casilla en caso de autorizar).

De igual modo, declara que, para el sujeto que inicia la actividad, deberá estar aprobado el plan de ventas a que se refiere el artículo 12 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Asimismo, conoce que, en virtud del deber de colaboración entre las Administraciones Públicas previsto en el artículo 141 de la Ley 40/2015, de 1 de octubre, de Régimen Jurídico del Sector Público, y demás normativa de aplicación, la información se podrá poner a disposición de la Guardia Civil, en tanto cuerpo de seguridad del Estado, competente con funciones de policía judicial y resguardo fiscal del Estado, por motivos de seguridad, lucha contra el fraude, o cualquier otro dirigido a la prevención e investigación de actos delictivos.

En ....., a ..... de ..... de .....
Fdo.: .....
(Firma del representante legal)

§ 62

Resolución de 12 de abril de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para el mercado de gas natural

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 94, de 20 de abril de 2011
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2011-7051

El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural establece en su artículo 3.3 un mandato a la Oficina de Cambio de Suministrador para elaborar, en colaboración con la Comisión Nacional de Energía, una propuesta de procedimiento para el desarrollo de la contratación electrónica del suministro de gas, para su aprobación por el Director General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

La contratación electrónica y telefónica están sujetas a una regulación que con carácter general se establece en el Real Decreto 1906/1999, de 17 de diciembre, por el que se regula la contratación telefónica o electrónica con condiciones generales en desarrollo del artículo 5.3 de la Ley 7/1998, de 13 de abril, de condiciones generales de contratación.

En la normativa vigente relativa al sector del gas natural también se prevé este tipo de contratación, en particular, el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural contempla en su artículo 44.6 además de los contratos por escrito, la contratación telefónica o electrónica para suministros de gas natural a presiones iguales o inferiores a 4 bares, estableciendo como conformidad expresa del cliente cualquier medio que permita tener constancia de la misma.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 3.3 del Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, la Oficina de Cambio de Suministrador, en colaboración con la CNE ha elaborado una propuesta de procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para los mercados de gas natural y electricidad.

El Procedimiento Marco establece un procedimiento para determinar la prueba documental de la conformidad expresa del cliente en los casos de contratación telefónica, electrónica y telemática, estableciendo de forma clara y detallada la información que, como mínimo, cada comercializador debe recabar del consumidor en las grabaciones sonoras o en el registro electrónico de datos contribuyendo a eliminar posibles motivos de conflictos entre comercializadores y distribuidores y por tanto facilitando la tramitación de las solicitudes de cambio de suministrador realizadas por cualquiera de estos medios, garantizando los derechos de los consumidores y la existencia de conformidad al cambio de suministrador.

La propuesta de Procedimiento Marco de Contratación Telefónica, Electrónica y Telemática para los Mercados de gas natural y electricidad ha sido informada por la Comisión Nacional de Energía en su sesión del 7 de julio de 2010.

Asimismo, la Resolución ha sido informada por el Consejo de la Comisión Nacional de Energía en su sesión de 3 de febrero de 2011 y sometida al Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

A la vista de todo lo anterior esta Dirección General resuelve:

Primero.

Aprobar el Procedimiento Marco de Contratación Telefónica, Electrónica y Telemática par el Mercado de Gas Natural que figura en el Anexo de la presente Resolución.

Segundo.

En el caso de los suministros a presiones iguales o inferiores a 4 bares, las empresas comercializadoras que ofrezcan un proceso de contratación telefónica, electrónica y/o telemática deberán disponer de los medios necesarios para aplicar dicho procedimiento en todas las transacciones afectadas en el plazo de tres meses desde la fecha de publicación de la presente Resolución en el «Boletín Oficial del Estado».

Contra la presente Resolución podrá interponerse, en el plazo de un mes, recurso de alzada ante el Secretario de Estado de Energía, de acuerdo con lo establecido en la Ley 4/1999, de 13 de enero, de modificación de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común, y en la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado.

ANEXO

Procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática en el mercado del gas natural

1. Procedimientos afectados.–Procedimientos de contratación de altas, bajas o cambios de suministrador de gas natural en los que el comercializador debe recabar la conformidad del cliente y para los que el comercializador ofrece un proceso de contratación telefónica, electrónica y/o telemática de acuerdo con la legislación vigente.

Todos los procedimientos afectados deberán tener el mismo nivel de accesibilidad desde las páginas web de acceso o mediante la prestación del servicio telefónico.

2. Clientes afectados.–Aquellos clientes de gas natural suministrados a una presión igual o inferior a 4 bares para los que el comercializador ofrezca un proceso de contratación telefónica, electrónica y/o telemática, de acuerdo con la normativa vigente.

3. Procedimiento en los procesos telefónicos.–Se entiende por contratación telefónica el conjunto de actividades llevadas a cabo para realizar y perfeccionar un contrato a distancia pero de forma simultánea, utilizando para ello medios de transmisión de voz.

3.1 Conformidad del cliente.–En caso de contratación telefónica la prueba documental de la conformidad del cliente será la grabación de audio en la que el cliente expresa su autorización para altas, bajas o cambios de suministrador.

La empresa comercializadora mantendrá un registro con dichas grabaciones de audio y los números asignados a las mismas.

3.1.1 Conformidad del cliente en el procedimiento de cambio de suministrador.–En el procedimiento de cambio de suministrador la grabación de audio de la conformidad del cliente incluirá como mínimo la siguiente información:

1. Se informa al cliente de que la conversación se está grabando y se le pregunta si está de acuerdo con que la conversación sea grabada. Respuesta SÍ/NO.

2. Fecha (día, mes y año), hora (hh:mm en formato de 24h) en que tiene lugar la conversación y opcionalmente el número de teléfono desde el que se conecta el cliente.

3. Se solicita al cliente que aporte o confirme la siguiente información:

a) Nombre del titular del punto de suministro, del usuario con justo título o denominación de la entidad titular, nombre y DNI del apoderado.

b) Si es el titular del punto de suministro, el usuario con justo título o el apoderado de la empresa (la respuesta tiene que ser afirmativa).

c) Dirección de suministro.

d) CUPS.

e) DNI/CIF del titular del punto de suministro o del usuario con justo título.

4. Se solicita la confirmación por parte del cliente para contratar con el comercializador [indicar nombre] el suministro de gas natural, según las condiciones de la oferta realizada, las condiciones establecidas en la legislación vigente, y autorización para que el comercializador [indicar nombre] realice a tal efecto las gestiones necesarias con la empresa distribuidora (o en su caso, transportista, cuando proceda) del cliente. Respuesta SÍ/NO.

5. Se informa al cliente de que la presente contratación supondrá la resolución del contrato de suministro con su anterior empresa comercializadora.

6. Se informa al cliente de que recibirá la confirmación documental de esta contratación en su domicilio, y que dispondrá a partir de entonces de un periodo de 7 días hábiles para ejercer su derecho de resolución.

7. Se informa al cliente de que su solicitud ha sido registrada con el número [indicar número] y que utilice dicha referencia para futuros contactos, reclamaciones o para una posible revocación.

3.1.2 Conformidad del cliente en el procedimiento de alta.–En el procedimiento de alta la grabación de audio de la conformidad del cliente incluirá como mínimo la siguiente información:

1. Se informa al cliente de que la conversación se está grabando y se le pregunta si está de acuerdo con que la conversación sea grabada. Respuesta SI/NO.

2. Fecha (día, mes y año), hora (hh:mm en formato de 24h) en que tiene lugar la conversación y opcionalmente el número de teléfono desde el que se conecta el cliente.

3. Se solicita al cliente que aporte o confirme la siguiente información:

a) Nombre del titular del punto de suministro, del usuario con justo título o denominación de la entidad titular, nombre y DNI del apoderado.

b) Si es el titular del punto de suministro, usuario con justo título o el apoderado de la empresa (la respuesta tiene que ser afirmativa).

c) Dirección de suministro.

d) DNI / CIF del titular del punto de suministro o del usuario con justo título.

4. Se solicita la confirmación por parte del cliente para contratar con el comercializador [indicar nombre] el suministro de gas natural, según las condiciones de la oferta realizada, las condiciones establecidas en la legislación vigente, y autorización para que el comercializador [indicar nombre] realice a tal efecto las gestiones necesarias con la empresa distribuidora (o en su caso, transportista, cuando proceda) del cliente. Respuesta SÍ/NO.

5. Se recuerda al cliente su obligación, establecida en la legislación vigente, de permitir la entrada de la empresa distribuidora en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado y se requiere que aporte un teléfono de contacto para proporcionar a la empresa distribuidora.

6. Se informa al cliente de que recibirá la confirmación documental de esta contratación en su domicilio, y que dispondrá a partir de entonces de un periodo de 7 días hábiles para ejercer su derecho de resolución.

7. Se informa al cliente de que su solicitud ha sido registrada con el número [indicar número] y que utilice dicha referencia para futuros contactos, reclamaciones o para una posible revocación.

3.1.3 Conformidad del cliente en el procedimiento de baja.–En el procedimiento de baja la grabación de audio de la conformidad del cliente incluirá como mínimo la siguiente información:

1. Se informa al cliente de que la conversación se está grabando y se le pregunta si está de acuerdo con que la conversación sea grabada. Respuesta SÍ/NO.

2. Fecha (día, mes y año), hora (hh:mm en formato de 24h) en que tiene lugar la conversación y opcionalmente el número de teléfono desde el que se conecta el cliente.

3. Se solicita al cliente que aporte o confirme la siguiente información:

a) Nombre del titular del punto de suministro, del usuario con justo título o denominación de la entidad titular, nombre y DNI del apoderado.

b) Si es el titular del punto de suministro, titular con justo título o el apoderado de la empresa (la respuesta tiene que ser afirmativa).

c) Dirección de suministro.

d) CUPS.

e) DNI/CIF del titular del punto de suministro o del usuario con justo título.

4. Se solicita la confirmación por parte del cliente para causar baja, en el suministro de gas natural, entendida como cese definitivo del suministro, según las condiciones establecidas en la legislación vigente, y autorización para que el comercializador [indicar nombre] realice a tal efecto las gestiones necesarias con la empresa distribuidora (o en su caso, transportista, cuando proceda) del cliente. Respuesta Sí/NO.

5. Se recuerda al cliente su obligación, establecida en la legislación vigente, de permitir la entrada de la empresa distribuidora en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado y se requiere que aporte un teléfono de contacto para proporcionar a la empresa distribuidora.

6. Se informa al cliente de que recibirá comunicación de la fecha en la que la baja del suministro se ha realizado y que, en su caso, el restablecimiento del suministro de gas natural requerirá la realización de una nueva alta con el pago de los derechos correspondientes.

7. Se informa al cliente de que su solicitud ha sido registrada con el número [indicar número] y que utilice dicha referencia para futuros contactos o reclamaciones.

4. Contratación electrónica y telemática.–Se entiende por contratación electrónica y/o telemática el conjunto de actividades llevadas a cabo para realizar y perfeccionar un contrato a distancia, utilizando para ello medios telemáticos.

4.1 Conformidad del cliente con firma digital avanzada.–En caso de contratación electrónica con firma digital avanzada la prueba documental de la conformidad del cliente será responsabilidad del comercializador, y consistirá en un fichero electrónico firmado mediante la firma digital avanzada, que puede ser comprobada ante la entidad emisora del certificado.

4.2 Conformidad del cliente sin firma digital avanzada.–En caso de contratación telemática sin firma digital avanzada la prueba documental de la conformidad del cliente será un registro electrónico de los datos introducidos por el cliente en el website del comercializador.

La empresa comercializadora asignará un número a cada registro y el cliente podrá descargar e imprimir la solicitud realizada.

4.2.1 Conformidad del cliente en el procedimiento de cambio de suministrador.–En el procedimiento de cambio de suministrador, el registro electrónico de los datos introducidos por el cliente en el website del comercializador incluirá como mínimo la siguiente información:

1. Información de que los datos que introduzca en los siguientes campos se registrarán en un fichero electrónico.

2. Fecha (día, mes y año) hora (hh:mm en formato de 24h) en que tiene lugar el registro de los datos por vía telemática y dirección IP desde la que accede el cliente.

3. Introducción detallada de la siguiente información:

a) Nombre del titular del punto de suministro, del usuario con justo título o denominación de la entidad titular, nombre y DNI del apoderado.

b) Si es el titular del punto de suministro, usuario con justo título o el apoderado de la empresa (la respuesta tiene que ser afirmativa).

c) Dirección de suministro.

d) CUPS.

e) DNI/CIF del titular del punto de suministro o del usuario con justo título.
f) Conformidad de que ha leído y está conforme con las condiciones de la contratación.

4. Confirmación para contratar con el comercializador [indicar nombre] el suministro del gas natural, según las condiciones de la oferta informada, y según las condiciones establecidas en la legislación vigente, y autorización para que el comercializador [indicar nombre] realice a tal efecto las gestiones necesarias con la empresa distribuidora (o en su caso, transportista) del cliente.
5. Se informa al cliente de que la presente contratación supondrá la resolución del contrato de suministro con su anterior empresa comercializadora.
6. Se informa al cliente de que recibirá la confirmación documental de esta contratación en su domicilio, y que dispondrá a partir de entonces de un periodo de 7 días hábiles para ejercer su derecho de resolución.
7. Se informa al cliente que su solicitud ha sido registrada con el número [indicar número], que puede descargar e imprimir la solicitud realizada y que utilice dicho número de referencia para futuros contactos, reclamaciones o para una posible revocación.

4.2.2 Conformidad del cliente en el procedimiento de alta.–En el procedimiento de alta, el registro electrónico de los datos introducidos por el cliente en el website del comercializador incluirá como mínimo la siguiente información:

1. Información de que los datos que introduzca en los siguientes campos se registrarán en un fichero electrónico.
2. Fecha (día, mes y año) hora (hh:mm en formato de 24h) en que tiene lugar el registro de los datos por vía telemática y dirección IP desde la que accede el cliente.
3. Introducción detallada de la siguiente información:

a) Nombre del titular del punto de suministro, del usuario con justo título o denominación de la entidad titular, nombre y DNI del apoderado.
b) Si es el titular del punto de suministro, usuario con justo título o el apoderado de la empresa (la respuesta tiene que ser afirmativa).
c) Dirección de suministro.
d) DNI / CIF del titular del punto de suministro o del usuario con justo título.
e) Conformidad de que ha leído y está conforme con las condiciones de la contratación.

4. Confirmación para contratar con el comercializador [indicar nombre] el suministro del gas natural, según las condiciones de la oferta informada, las condiciones establecidas en la legislación vigente, y autorización para que el comercializador [indicar nombre] realice a tal efecto las gestiones necesarias con la empresa distribuidora (o en su caso, transportista) del cliente.
5. Se recuerda al cliente su obligación, establecida en la legislación vigente, de permitir la entrada de la empresa distribuidora en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado y se requiere que aporte un teléfono de contacto para proporcionar a la empresa distribuidora.
6. Se informa al cliente de que recibirá la confirmación documental de esta contratación en su domicilio, y que dispondrá a partir de entonces de un periodo de 7 días hábiles para ejercer su derecho de resolución.
7. Se informa al cliente de que su solicitud ha sido registrada con el número [indicar número], que puede descargar e imprimir la solicitud realizada y que utilice dicho número de referencia para futuros contactos, reclamaciones o para una posible revocación.

4.2.3 Conformidad del cliente en el procedimiento de baja.–En el procedimiento de baja, el registro electrónico de los datos introducidos por el cliente en el website del comercializador incluirá como mínimo la siguiente información:

1. Información de que los datos que introduzca en los siguientes campos se registrarán en un fichero electrónico.
2. Fecha (día, mes y año) hora (hh:mm en formato de 24h) en que tiene lugar el registro de los datos por vía telemática y dirección IP desde la que accede el cliente.
3. Introducción detallada de la siguiente información:

a) Nombre del titular del punto de suministro, del usuario con justo título o denominación de la entidad titular, nombre y DNI del apoderado.

b) Si es el titular del punto de suministro, titular con justo título o el apoderado de la empresa (la respuesta tiene que ser afirmativa).

c) Dirección de suministro.

d) CUPS.

e) DNI/CIF del titular del punto de suministro o del usuario con justo título.

4. Confirmación para causar baja, en el suministro de gas natural, entendida como cese definitivo del suministro, según las condiciones establecidas en la legislación vigente, y autorización para que el comercializador [indicar nombre] realice a tal efecto las gestiones necesarias con la empresa distribuidora (o en su caso, transportista, cuando proceda) del cliente.

5. Se recuerda al cliente su obligación, establecida en la legislación vigente, de permitir la entrada de la empresa distribuidora en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado y se requiere que aporte un teléfono de contacto para proporcionar a la empresa distribuidora.

6. Se informa al cliente de que recibirá comunicación de la fecha en la que la baja del suministro se ha realizado y que, en su caso, el restablecimiento del suministro de gas natural requerirá la realización de una nueva alta con el pago de los derechos correspondientes.

7. Se informa al cliente de que su solicitud ha sido registrada con el número [indicar número], que puede descargar e imprimir la solicitud realizada y que utilice dicho número de referencia para futuros contactos o reclamaciones.

5. Confirmación documental de la contratación efectuada y derecho de resolución.–La empresa comercializadora remitirá al usuario justificación documental relativa a la contratación donde deberán figurar todos los términos de dicha contratación. En el caso de las bajas la empresa comercializadora remitirá al usuario una comunicación de la fecha en la que la distribuidora ha realizado la baja del contrato de suministro solicitada por el usuario.

En los casos de altas y cambios de suministrador el cliente dispondrá de un plazo de 7 días hábiles, según el calendario oficial de su lugar de residencia habitual, para resolver el contrato sin incurrir en penalización ni gasto alguno.

En dichos casos, junto con la justificación de la contratación se informará al consumidor de su derecho de resolución del contrato y del plazo para ello. Asimismo, las empresas comercializadoras deberán proporcionar al cliente la posibilidad de ejercer su derecho de resolución al menos por el mismo medio mediante el que se realizó el contrato. En cualquier caso, las comercializadoras deberán entregarle un documento de resolución, identificado claramente como tal, que exprese el nombre y dirección de la persona a quién debe enviarse y los datos de identificación del contrato y de los contratantes a que se refiere.

§ 63

Orden TED/72/2023, de 26 de enero, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
«BOE» núm. 25, de 30 de enero de 2023
Última modificación: 25 de septiembre de 2024
Referencia: BOE-A-2023-2297

El artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, determina que los comercializadores de gas natural y consumidores directos en mercado dispongan de existencias mínimas de seguridad expresadas en días equivalentes de sus ventas o consumos firmes y establece que reglamentariamente se determinará la parte de existencias mínimas de seguridad que tendrán carácter estratégico y las que tendrán carácter operativo, así como la forma en que éstas podrán computarse y los sujetos encargados de su constitución, mantenimiento y gestión.

Mediante el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), se estableció en 20 días de consumo firme la cuantía de las existencias mínimas de seguridad que los usuarios habrían de mantener en los almacenamientos subterráneos básicos.

El Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, modificó los artículos 2 y 17 del citado Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, incrementando la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de 20 a 27,5 días de ventas o consumos firmes. El real decreto-ley introdujo también una nueva clasificación de estas existencias, pasando 10 días a tener carácter estratégico, movilizables por el Gobierno, mientras que otros 10 días pasaron a ser existencias mínimas operativas del sistema, movilizables por la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y, por último, 7,5 días se convirtieron en existencias mínimas operativas de los usuarios, que estos deben tener almacenadas durante, al menos, el 1 de noviembre.

El precitado artículo 17.2 estableció asimismo que «la cuantía y localización de las existencias mínimas de seguridad, tanto estratégicas como operativas, podrá ser modificada por la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que asimismo podrá establecer calendarios obligatorios de inyección y extracción de las mismas». Asimismo, la disposición transitoria segunda de dicho real decreto-ley habilitó al Gestor Técnico del Sistema (GTS) para adquirir gas natural destinado a existencias mínimas de seguridad en el mercado organizado de gas en caso de incumplimiento por parte de los sujetos obligados y a contratar y facturar la capacidad necesaria en los almacenamientos subterráneos para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2022 y el 31 de marzo de

2023. Esta disposición facultó también a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para prorrogar la aplicación de la disposición durante periodos posteriores.

Por otra parte, la disposición final tercera del citado Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, autorizó a la persona titular del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, referencia que en la actualidad debe entenderse dirigida al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a dictar cuantas disposiciones sean necesarias para el desarrollo y ejecución de este real decreto.

El Reglamento (UE) 2022/1032, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio de 2022, por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2017/1938 y (CE) n.º 715/2009 en relación con el almacenamiento de gas, introdujo la obligación de alcanzar, el 1 de noviembre de 2022, un 80% de llenado mínimo de los almacenamientos subterráneos y un 90% en los años siguientes, incluyendo en su anexo I una trayectoria de llenado de obligado cumplimiento para el año 2022, mientras que para el año 2023 y siguientes esta será propuesta por cada Estado miembro.

Habida cuenta de que la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad en España se calcula, conforme el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en número de días de ventas o consumos firmes, mediante esta orden se traduce el referido objetivo de llenado a las unidades empleadas por la normativa nacional. La orden determina también otras cuestiones necesarias para alcanzar el objetivo de llenado como son la determinación del porcentaje de gas natural licuado que podrá emplearse para el cumplimiento de la obligación, el procedimiento de control por parte de la CORES y el procedimiento de adquisición de gas natural por parte del GTS en caso de incumplimiento de un sujeto obligado.

Asimismo, mediante la orden se modifica el artículo sexto de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, retrasando diez días el plazo de presentación de solicitudes de capacidad de almacenamiento subterráneo de los usuarios, con el objetivo de que estos cuenten previamente con la información de sus obligaciones calculada por CORES. Este aplazamiento de la presentación de solicitudes obliga a modificar también el artículo 7 de la orden, que fija los plazos del GTS para comunicar la asignación provisional y definitiva de la capacidad de los almacenamientos subterráneos.

Por lo tanto, se puede concluir que esta orden se dicta ante la necesidad de desarrollar cuestiones esenciales de la normativa española de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad. En relación con el principio de eficacia, esta orden ministerial es el instrumento necesario y adecuado al tener el rango previsto en la disposición de habilitación del citado Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio. Por otra parte, la orden cumple el principio de proporcionalidad al limitarse a modificar sólo las cuestiones imprescindibles para alcanzar los objetivos buscados. Igualmente, se ajusta al principio de seguridad jurídica, dado que establece una fórmula de cálculo de la obligación de existencias mínimas de seguridad que es función de parámetros objetivos y que aporta la máxima transparencia y predictibilidad a los sujetos obligados, eliminando cualquier discriminación o duda de interpretación.

Por su parte, la tramitación de la orden ha seguido un proceso transparente, llevándose a cabo el correspondiente trámite de audiencia de la propuesta, a través de la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, dando la oportunidad a los agentes de presentar alegaciones desde el 29 de julio de 2022 hasta el 2 de septiembre de 2022.

Por último, con respecto al principio de eficiencia, las cuestiones reguladas en la presente orden implican cargas administrativas adicionales a CORES y al GTS en lo que se refiere al control del cumplimiento de la nueva obligación y en relación a la compra subsidiaria de gas natural, respectivamente. Respecto a la primera, se ha tratado de no alterar el actual procedimiento de control con alcance diario que realiza actualmente la corporación y únicamente se ha incorporado el control extraordinario adicional a realizar exclusivamente los meses en los que el reglamento europeo obliga a verificar el nivel de llenado, añadiendo determinadas obligaciones de información necesarias para alcanzar dicho objetivo. En relación con el procedimiento de compra subsidiaria por parte del GTS,

éste se producirá solamente cuando el incumplimiento de la obligación de llenado tenga lugar en las fechas de verificación que establece el reglamento europeo.

En resumen, la concepción y tramitación de la orden cumple los principios de buena regulación enumerados en el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

La orden se adecua al orden competencial, al dictarse al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente. La orden se dicta al amparo de la habilitación de modificación del número de días de consumo computables en la obligación de almacenamiento, recogida en el artículo 17.2 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, a favor de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y de la habilitación de desarrollo establecida en la disposición final tercera del mismo real decreto.

La orden ha sido objeto del Informe IPN/CNMC/034/22 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que fue aprobado por su Consejo en Pleno el 20 de septiembre de 2022 y para cuya elaboración se han tenido en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En su virtud, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

1. La orden adecua el procedimiento de aplicación del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), conforme a la habilitación incluida en su disposición final tercera, para cumplir con los objetivos de llenado mínimo de los almacenamientos subterráneos de gas natural impuestos al Reino de España en el Reglamento (UE) 2022/1032, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio, por el que se modifican los reglamentos (UE) 2017/1938 y (CE) 715/2009 en relación con el almacenamiento de gas.

2. Asimismo, la orden establece los procedimientos del Gestor Técnico del Sistema (GTS) y de CORES en relación con la supervisión e inspección de existencias relacionadas con las existencias mínimas de seguridad y desarrolla el procedimiento de adquisición subsidiaria de gas por parte del GTS en caso de incumplimiento de algún sujeto, obligado conforme a lo dispuesto en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

Artículo 2. *Definiciones.*

Para el cálculo de las obligaciones se aplicarán las definiciones de suministro firme, de gas computable y de inicio de actividad establecidas en los artículos 16, 17 y 19 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de junio, así como los criterios establecidos en el artículo 20 del citado real decreto.

Artículo 3. *Ámbito de aplicación.*

La orden será de aplicación a todos los comercializadores y consumidores directos en mercado que, conforme el artículo 15 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de junio, están obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural. Estos deberán cumplir con la obligación mediante existencias propias o arrendadas de gas natural en almacenamientos subterráneos y de gas natural licuado (GNL) en tanques de plantas de regasificación españolas, pudiendo consolidar las ventas por grupo empresarial.

Artículo 4. *Cálculo de las existencias mínimas operativas del usuario.*

1. La obligación de mantenimiento de las existencias mínimas operativas del usuario, expresada en días de ventas o consumos firmes, DOU, será calculada anualmente por CORES a partir de la información proporcionada por el GTS conforme a la fórmula siguiente:

$$DOU = \frac{CAS \cdot F \cdot N}{DF} - DES - DOS$$

Donde:

– CAS: Capacidad disponible de los almacenamientos subterráneos a 1 de abril, expresada en MWh, incluyendo el volumen correspondiente al gas colchón extraíble mecánicamente.

– F: Obligación de llenado mínimo de los almacenamientos subterráneos establecida en el Reglamento (UE) 2022/1032, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio.

– N: Número de días del año natural anterior, con un valor de 365 o de 366 en caso de año bisiesto.

– DF: Demanda firme del sistema gasista español del año natural anterior, expresada en MWh, conforme la definición del artículo 16 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

– DES: Obligación de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico, expresadas en días de ventas o consumos firme.

– DOS: Obligación de existencias mínimas operativas del sistema, expresadas en días de ventas o consumos firme.

2. A los efectos de los cálculos anteriores, antes del 15 de enero el GTS comunicará a CORES la capacidad disponible del conjunto de almacenamientos subterráneos básicos el 1 de abril, expresadas en unidades de energía, kWh.

3. Antes del 7 de febrero, los sujetos obligados comunicarán a CORES sus cifras actualizadas de ventas o consumos firmes e interrumpibles del año natural anterior, expresadas en unidades de energía, kWh.

4. Antes del 12 de febrero, CORES comunicará a cada sujeto obligado la cuantía provisional de sus obligaciones de mantenimiento de Existencias Mínimas de Seguridad, expresadas tanto en días de ventas y consumo firme como en unidades de energía, kWh, para el primer día de los meses de abril y noviembre, así como para las fechas incluidas en la trayectoria de llenado del Reglamento (UE) 2022/1032, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio. La comunicación desglosará Existencias Mínimas de Seguridad estratégicas, operativas del sistema y operativas del usuario, así como los parámetros empleados en su cálculo, como son la capacidad disponible de los almacenamientos subterráneos, la demanda firme del año natural anterior y los niveles mínimos de almacenamiento de las fechas incluidas en la trayectoria de llenado.

5. Los sujetos obligados dispondrán de un plazo de cinco días hábiles para presentar alegaciones. Antes del 20 de febrero, CORES comunicará al GTS y a cada sujeto obligado la cuantía definitiva de sus obligaciones, expresadas en unidades de energía, kWh. Estas cuantías serán las consideradas desde el 1 de abril hasta el 31 de marzo del año siguiente y no estarán sujetas a correcciones, salvo resultado de posteriores actuaciones de inspección de CORES.

6. Asimismo, antes del día 20 de cada mes, CORES notificará al GTS los contratos de arrendamiento de Existencias Mínimas de Seguridad de los sujetos obligados para el cálculo de los derechos de inyección y extracción, expresadas en unidades de energía, kWh. CORES comunicará, tan pronto como tenga conocimiento de ello, de cualquier cambio de arrendamientos que se produzca a partir de dichas comunicaciones.

Artículo 5. *Empleo de gas natural licuado para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas operativas del usuario.*

1. En el caso de que la obligación de mantenimiento de existencias mínimas operativas del usuario supere los 7,5 días de ventas o consumos firmes, los sujetos obligados podrán cumplir ésta parcialmente mediante gas natural licuado (GNL) almacenado en plantas de regasificación nacionales. En el momento del envío de la solicitud de capacidad a la que hace referencia el artículo 6 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, cada comercializador, o consumidor directo en mercado, informará de la cantidad de GNL almacenado en plantas nacionales que empleará en el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad. No se asignará capacidad primaria de almacenamiento correspondiente a este volumen de GNL previsto.

La capacidad de almacenamiento subterráneo asignada de manera directa solo podrá emplearse para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de Existencias Mínimas de Seguridad, ya sea propia o de terceros. El titular deberá renunciar a la capacidad asignada de manera directa correspondiente al volumen no destinado a tal fin. En esta situación, se procederá según lo dispuesto en el artículo 38: “Mecanismo de renuncia de capacidad” de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

2. La cantidad máxima de GNL almacenado en plantas de regasificación nacionales que se podrán computar a estos efectos será el volumen de la misma que exceda los citados 7,5 días, pudiéndose emplear con este fin el GNL asignado al cumplimiento de las obligaciones del Plan de Actuación Invernal.

Artículo 6. *Trayectoria de llenado.*

1. Antes del 31 de agosto del año «n», el GTS comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas un proyecto de trayectoria de llenado para las fechas del año «n +1» establecidas en el Reglamento (UE) 2022/1032, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio, al objeto de elaborar la propuesta a remitir a la Comisión Europea conforme el artículo 6.bis.7 del citado reglamento.

2. En los cinco días hábiles siguientes a la publicación del acto de ejecución CORES comunicará a cada sujeto obligado la cuantía de su obligación de existencias mínimas de seguridad para el 1 de febrero del año «n+1», expresada en días de ventas y consumos firmes y unidades de energía, aplicando a la fórmula del artículo 2 la cifra de ventas y consumos firmes del año «n-1». Los sujetos obligados dispondrán de cinco días hábiles para presentar alegaciones. Las obligaciones del resto de fechas de la trayectoria de llenado serán comunicadas a los sujetos obligados conforme lo dispuesto en el artículo 2.4.

3. Hasta que la Comisión Europea no dicte el referido acto de ejecución, como obligación de existencias mínimas de seguridad del 1 de febrero del año «n+1» se aplicará el valor del 1 de febrero del año «n».

4. Desde el 2 de abril al 1 de noviembre las existencias mínimas operativas de un sujeto obligado no podrán ser inferiores, en unidades de energía, al valor exigido en la fecha de la trayectoria de llenado inmediatamente anterior.

5. Desde el 2 de noviembre y hasta el 1 de febrero las existencias mínimas operativas de un usuario no podrán ser inferiores, en unidades de energía, al valor aprobado para el 1 de febrero. A partir del 1 de febrero el este valor podrá ser cero, aunque en función del nivel de llenado de los almacenamientos y de las circunstancias del mercado el GTS podrá determinar, antes del 1 de febrero, un nivel mínimo para el 1 de marzo.

Artículo 7. *Verificación del cumplimiento de la obligación.*

1. Conforme al artículo 37 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, CORES verificará el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por parte de los sujetos obligados con base en la información remitida por el GTS y por los sujetos obligados.

2. Las existencias comunicadas por el GTS se asignarán a las diferentes categorías de existencias mínimas de seguridad conforme al siguiente orden: en primer lugar, se asignarán

a existencias mínimas estratégicas; en segundo lugar, una vez completadas las primeras, a operativas del sistema; y, por último, a operativas del usuario.

Artículo 8. *Adquisición subsidiaria de gas natural por parte del GTS.*

1. Para los meses incluidos en la trayectoria de llenado, antes de finalizar el segundo día hábil del mes, el GTS comunicará a CORES el volumen de existencias de gas natural y de GNL de los sujetos obligados, al cierre del primer día de gas del mes.

2. De acuerdo con la información anterior y conforme con las declaraciones de arrendamiento de existencias y de consolidación por grupos de sociedades, CORES realizará una verificación extraordinaria del cumplimiento de la obligación por parte de cada sujeto obligado el primer día de gas del mes. En un plazo máximo de tres días hábiles desde la recepción de la información del GTS, CORES comunicará a los sujetos obligados su defecto de existencias, que dispondrán de dos días hábiles para formular alegaciones. Trascurrido este plazo, y en un plazo máximo de cinco días hábiles, CORES enviará al GTS una relación de los sujetos obligados que hubieran incumplido la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, así como la cuantía de las mismas.

3. En un plazo máximo de dos días hábiles desde la recepción de la comunicación anterior, previa verificación de que el sujeto obligado del sistema gasista continúa incumpliendo sus obligaciones de Existencias de Mínimas de Seguridad, el GTS procederá del siguiente modo:

a) Cuando no exista riesgo de incumplimiento de los hitos de llenado del almacenamiento subterráneo, el GTS facturará al usuario el ajuste menor referido en el artículo 8.7 de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, sobre el precio medio ponderado de compra para AVB correspondiente a ese volumen en el día de gas siguiente al segundo día hábil desde la recepción de la reiterada comunicación, a los que se añadirá el canon de inyección, el peaje de salida de PVB y los cargos asociados.

b) En caso de que exista riesgo de incumplimiento de los referidos hitos, el GTS adquirirá ese volumen en el mercado organizado de gas natural en una o varias sesiones y actuará conforme lo siguiente:

i. En el caso de que el usuario disponga de cartera de balance en el AVB y capacidad de almacenamiento suficiente, el GTS adquirirá e inyectará ese volumen en el almacenamiento subterráneo a nombre del usuario, cargando la tarifa de desbalance correspondiente a esa cantidad prevista en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, junto con el canon de inyección, el peaje de salida de PVB y los cargos asociados.

ii. En el caso de que el usuario no dispusiera de cartera de balance en el AVB, el GTS inyectará el gas en una cuenta a nombre del GTS y facturará al usuario el referido ajuste menor sobre el precio medio ponderado de compra para AVB correspondiente a ese volumen en el día de compra, junto con el canon de inyección, peaje de salida de PVB y los cargos asociados. Si posteriormente, el usuario se habilita en cartera de balance de AVB, el GTS asignará ese volumen al usuario en su balance en AVB. Para liquidar este cambio de titularidad, el GTS facturará al usuario ese volumen al precio medio ponderado de compra en AVB correspondiente a la fecha de la compra del GTS, sin incluir cánones, peajes y cargos. Una vez cumplido el último hito de la trayectoria de llenado, el GTS deberá vender el volumen comprado que no haya sido asignado a los usuarios.

En todos los casos anteriores, siempre que el usuario esté adherido al contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista y no tenga contratada la capacidad de almacenamiento en el AVB diaria suficiente para cumplir con sus obligaciones, el GTS creará contratos diarios por la obligación no cubierta a partir del primer día de cada hito de la trayectoria de llenado que se facturarán con la penalización establecida en la Circular 2/2020, de 9 de enero de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. En caso de que no estuviera adherido al referido contrato marco de acceso, el GTS facturará el canon de almacenamiento correspondiente a la capacidad de los contratos que el usuario debería haber formalizado para cubrir sus obligaciones de llenado.

Los ingresos y costes derivados de estas acciones, salvo los relativos al canon de almacenamiento, se incluirán en el proceso anual de liquidación de actuaciones del GTS para la gestión de desbalances de los usuarios en TVB y AVB.

Disposición adicional única. *Arrendamientos de existencias mínimas de seguridad de gas natural.*

A efectos de lo establecido en la presente orden ministerial y del cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural, los arrendamientos que los sujetos obligados formalicen deberán comunicarse a CORES el día de su firma y, en todo caso, antes de la entrada en vigor del contrato.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

1. Se modifica el apartado 2 del artículo 6 «Presentación y contenido de las solicitudes para el reparto de capacidad», que pasa a tener la siguiente redacción:

> «2. Las solicitudes para reservar capacidad de almacenamiento subterráneo se realizarán entre el 20 y el 25 de febrero y serán dirigidas al Gestor Técnico del Sistema (GTS).»

2. Se modifica el apartado 1 del artículo 7 «Asignación provisional y definitiva de capacidad», que pasa a tener la siguiente redacción:

> «1. Antes del 4 de marzo, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) comunicará a cada solicitante la asignación provisional de capacidad en aplicación de los criterios previstos en esta orden, los cuales dispondrán de un plazo de cuatro días hábiles para presentar alegaciones.»

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.ª y 25.ª de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Aplicación de la orden.*

Se habilita a la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía a dictar las resoluciones necesarias para el desarrollo de la orden.

Disposición final cuarta. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

§ 64

Resolución de 13 de junio de 2025, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases con la red de transporte o distribución de gas natural

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
«BOE» núm. 150, de 23 de junio de 2025
Última modificación: sin modificaciones
Referencia: BOE-A-2025-12803

De acuerdo con el artículo 12 bis del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, así como con la Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, la Sala de Supervisión Regulatoria, en su sesión de 12 de junio de 2025, ha acordado emitir la siguiente resolución:

Antecedentes

El 2 de agosto de 2022, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» el Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural, el cual introdujo un nuevo artículo 12 bis en el Real Decreto 1434/2002, con el objeto de regular la conexión de plantas de producción de gases renovables con las redes de transporte o distribución.

Dicho artículo establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará un procedimiento de gestión de conexiones de las plantas de generación de gases renovables con la red de transporte o distribución, que podrá modificar o establecer nuevos plazos tanto a transportistas y distribuidores como a productores de gases renovables.

En fecha 19 de abril de 2024, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la resolución por la que se establece el procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano con la red de transporte o distribución.

En fecha 9 de abril de 2025, el Pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 2/2025, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

El artículo 14 de esta circular, que regula la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural, establece que la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia aprobará, mediante resolución, los aspectos concretos de los procedimientos para la regulación de la contratación de la conexión a la red por parte de las instalaciones productoras de otros gases, así como el desarrollo de los criterios y su ponderación para valorar la madurez de los proyectos de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red.

Por simplicidad administrativa, la presente resolución aprueba el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de las plantas de producción de otros gases (gases renovables e hipocarbónicos) con la red de transporte o distribución, englobando tanto el biometano como otros tipos de gases, como es el hidrógeno. En esa medida, se procede a derogar la citada Resolución de 19 de abril de 2024.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha sometido a trámite de audiencia la propuesta de resolución a los interesados, tanto a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, como a través de la publicación de esta en su página web.

Fundamentos jurídicos

Único.

Conforme a las funciones asignadas en el artículo 7.1 f) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y en los artículos 70 y 76 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural. Esta circular ha sido derogada por la Circular 2/2025, de 9 de abril.

El artículo 14 de la Circular 2/2025 regula la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de gas natural. Esto incluye tanto las plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red, como las plantas de producción de otros gases que no necesitan mezclarse, entre las que se encuentran las plantas de producción de hidrógeno y de biometano respectivamente. El artículo establece que los sujetos con derecho de conexión a las redes de transporte y distribución contratarán esta tras la aceptación de su solicitud por parte del operador de la red a la que deseen conectarse, según los procedimientos que se determinen mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adoptada previo trámite de audiencia a los interesados.

Asimismo, en el caso particular de las plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red, como es el caso del hidrógeno, el citado artículo 14 determina que la aceptación y contratación de la conexión se decidirá anualmente y mediante la aplicación de un mecanismo en competencia que se llevará a cabo en tres fases. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia desarrollará también los criterios de madurez para la ordenación de las solicitudes de conexión, así como su ponderación, a tener en cuenta en aquellos casos en los que la capacidad de conexión total solicitada para un área supere la capacidad disponible.

Adicionalmente, durante el proceso de elaboración de la Circular 2/2025 referida anteriormente, se publicó en el «Boletín Oficial del Estado» la Orden TED/463/2024, de 24 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relacionadas con el sector del gas natural. En el apartado segundo.1, que contiene las orientaciones relativas a la actualización y adaptación del sector de gasista a la descarbonización con medidas de mejora de la eficiencia en el acceso al sistema gasista, se determina que, por simplicidad administrativa, el procedimiento de conexión y acceso de los productores de biometano deberá estar alineado con el aplicado en la inyección de otros gases renovables, como el hidrógeno, debiéndose valorar la unificación del procedimiento de acceso y/o conexión de todos los gases renovables en un único documento. Tal unificación se lleva a cabo mediante la presente resolución, según lo indicado.

En virtud de cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia resuelve:

Primero.

Aprobar el procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de transporte o distribución de gas natural, que se adjunta en el anexo a esta resolución.

Este procedimiento estará disponible en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).

Segundo.

Dejar sin efectos la Resolución de 19 de abril de 2024, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano con la red de transporte o distribución.

Tercero.

Esta resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado» y surtirá efectos a partir del 1 de julio de 2025.

Esta resolución pone fin a la vía administrativa y puede interponerse contra ella recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional, en el plazo de dos meses a contar desde el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado», de conformidad con lo establecido en la disposición adicional cuarta, 5, de la Ley 29/1998, de 13 de julio. Se hace constar que frente a la presente resolución no cabe interponer recurso de reposición, de conformidad con lo establecido en el artículo 36.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

ANEXO

Procedimiento de gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de transporte o distribución de gas natural

Primero. *Objeto.*

Este procedimiento tiene por objeto la gestión de las solicitudes y la contratación de la conexión de plantas de producción de otros gases a la red de transporte y distribución de gas natural.

De acuerdo con el artículo 4.2 de la Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la contratación de la conexión otorgará un derecho inherente a contratar el acceso en el punto de conexión otorgado, en los términos y condiciones dictados en esta circular.

A efectos de este procedimiento, se entenderá por conexión de una planta de producción de otros gases a la red de gas natural el conjunto de instalaciones estrictamente necesarias que tienen como objeto posibilitar la inyección de dichos gases en una instalación del sistema gasista y que no forman parte de la línea directa definida en el artículo 78 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Segundo. *Ámbito de aplicación.*

Este procedimiento es de aplicación a:

a) Los solicitantes de conexión de plantas de producción de otros gases a las redes de transporte y distribución de gas natural.

b) Los titulares de redes de transporte y distribución de gas natural.

c) El gestor técnico del sistema.

Tercero. *Consideraciones generales.*

1. Los productores de otros gases que deseen conectarse a una red de transporte o de distribución, enviarán al transportista o al distribuidor una solicitud de conexión a dicha red.

2. El titular de la red de transporte o distribución que corresponda en cada caso actuará como punto de contacto único para el solicitante.

3. Los apartados 1 y 2 anteriores serán de aplicación sin perjuicio de lo establecido en el apartado sexto de este procedimiento para las plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red.

4. Los titulares de las redes de transporte y distribución deberán disponer de plataformas web dedicadas a la gestión de solicitudes de conexión, donde los solicitantes podrán consultar el estado de su tramitación.

En estas plataformas web se publicará este procedimiento, la información y los formularios necesarios para la tramitación de las solicitudes y los modelos de contrato de conexión.

Las plataformas web serán públicas y de acceso gratuito a través de la página web del titular de la red. En el caso de que sean necesarias adaptaciones para la gestión de solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red, estas deberán estar operativas antes del 1 de octubre de 2025.

5. Asimismo, las plataformas a las que se refiere el apartado anterior publicarán los esquemas generales con la ubicación de redes de gas de presión igual o superior a 16 bar, por provincia, y la demanda, al menos de los tres años anteriores, atendida a través de los puntos de conexión de su red (PCTT, PCTD y PCDD), así como cualquier otra información que pueda ser de utilidad para solicitar la conexión, incluyendo la información que corresponde a sus redes proporcionada por el gestor técnico del sistema en aplicación del apartado sexto.2.c) de este procedimiento.

6. A efectos de la tramitación de las solicitudes de conexión, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

a) Las solicitudes, las comunicaciones por parte del titular de la red, en su calidad de punto de contacto único, y, en general, cualquier paso en la tramitación que exija llevar a cabo una comunicación o notificación por parte del solicitante o del titular de la red, deberán realizarse por medios electrónicos.

b) Deberán habilitarse los medios electrónicos que permitan guardar la trazabilidad de las comunicaciones y notificaciones efectuadas por parte de los solicitantes y de los titulares de red y obtener resguardos acreditativos de las mismas por parte de los solicitantes de conexión, en los que se haga constar la fecha y hora de presentación.

7. Los titulares de las redes de transporte y distribución asegurarán la confidencialidad de las solicitudes de conexión y de la información facilitada en las mismas ante cualquier otra empresa, incluidas las de su grupo empresarial, de acuerdo con el artículo 31, apartado 3, de la Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

8. Los titulares de las redes podrán requerir un pago por los costes de elaboración del presupuesto de conexión, hasta un máximo de 3.000 euros, informando con anterioridad el importe aplicable y las instrucciones para su abono. El importe requerido será el mismo para todas las nuevas solicitudes y todos los solicitantes.

Si el titular de la red deniega la solicitud de conexión, el importe se devolverá al solicitante.

En el caso de aceptación de la solicitud de conexión por parte del titular de la red, este coste se descontará del importe final de ejecución de la conexión. En caso de no aceptación del presupuesto de conexión por parte del solicitante, no se devolverá este importe.

Cuarto. *Peticiones de información previas a las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red.*

1. Las plantas de producción de otros gases que no requieren mezclarse con el gas natural que circula por la red podrán solicitar información sobre las distintas opciones de conexión a los titulares de las redes de gas natural, con carácter previo a la presentación de una solicitud de conexión.

2. Las peticiones de información previas se realizarán a través del punto de contacto único, indicando la siguiente información:

a) Identificación del solicitante y datos de contacto.
b) Identificación de la instalación de producción de otros gases, así como las coordenadas UTM del punto de salida de la planta.
c) Presión de entrega y caudal de producción de gas previsto que se inyectaría en la red, incluyendo valor diario máximo y mínimo.
d) Preferencias del punto de conexión.

3. Los titulares de las redes de transporte y distribución de gas natural deberán atender las peticiones de información previa en un plazo máximo de un mes, indicando, al menos, los puntos de conexión posibles (coordenadas UTM), y para las redes de transporte secundario y distribución, los caudales máximo, mínimo, percentil 95, percentil 5 y medio anual de gas vehiculado por la red al menos del último año, la capacidad condicional de conexión ya concedida y la solicitada en tramitación en la misma red. Si para permitir la inyección del caudal de producción indicado en la petición todo el año fuera necesaria la instalación de equipos que permitan un flujo de gas a redes interconectadas aguas arriba o de flujo inverso, se incluirá esta posibilidad en la respuesta.
4. La respuesta a la solicitud de información no será vinculante.
5. Los titulares de las redes de transporte y distribución asegurarán la confidencialidad de las peticiones de información previa y de la información facilitada en las mismas ante cualquier otra empresa, incluidas las de su grupo empresarial, de acuerdo con el artículo 31, apartado 3, de la Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Quinto. *Gestión de las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red.*

1. Una vez registrada una solicitud de conexión de una planta de producción de otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural en la correspondiente plataforma web del titular de las redes, el titular responderá al solicitante en un plazo máximo de cinco días hábiles confirmando la admisión a trámite de la solicitud o señalando las causas por las que procede la inadmisión.
En este último caso, el titular de las redes indicará los motivos que justifican la inadmisión y la posibilidad de subsanar los mismos en el plazo de cinco días hábiles. Transcurrido ese plazo sin que el solicitante haya procedido a la subsanación, se tendrá por desistida su solicitud. El titular de la red deberá respetar, en sus peticiones de subsanación a los solicitantes, el orden de entrada de las solicitudes.
2. En caso de que el solicitante proceda a la subsanación de la solicitud en los términos del apartado anterior, el titular de las redes resolverá sobre la admisión en un plazo máximo de cinco días hábiles desde la presentación de la subsanación. Si el titular considerase que no procede tener por subsanada la solicitud, informará al solicitante de la inadmisión, indicando las causas de ello.
3. Una vez admitida a trámite la solicitud, el titular de la red valorará la capacidad condicional de conexión solicitada, conforme a los criterios dispuestos en el artículo 39 de la Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Los titulares de redes de transporte y distribución desarrollarán los protocolos oportunos para que el cálculo sea transparente, objetivo y no discriminatorio. Dichos protocolos estarán publicados en sus plataformas web de solicitud y contratación de la conexión. Los protocolos contemplarán el análisis de la alternativa de instalar equipos que posibiliten el flujo de gas a redes interconectadas aguas arriba o flujo inverso, si fuera necesario para permitir la inyección del caudal de producción indicado en la solicitud.
En un plazo de 2 días hábiles, el titular de la red consultará por medio de las plataformas de solicitud y contratación de la conexión, al resto de titulares con redes interconectadas a las suyas, y al gestor técnico del sistema sobre la compatibilidad de la conexión solicitada con la operación de las infraestructuras, considerando los requisitos de calidad del gas y especialmente su posible afección a consumidores e instalaciones sensibles, según lo dispuesto en la Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, por la que se aprueban las Normas

de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial, especialmente en caso de que exista la posibilidad de que la capacidad de conexión solicitada dé lugar a un flujo de gas a redes interconectadas aguas arriba o flujo inverso. Los titulares de instalaciones interconectadas y el gestor técnico del sistema dispondrán de un plazo máximo de 20 días hábiles para remitir al titular solicitante un informe en el que se analice el impacto de la conexión solicitada en las redes y, en su caso, la existencia de otras solicitudes de conexión que tengan preferencia temporal y su impacto en la solicitud consultada. Cuando para permitir la inyección del caudal de producción indicado en la solicitud sea necesario instalar equipos que permitan el flujo inverso, dicho plazo máximo será de 30 días hábiles y los titulares involucrados proporcionarán el detalle de las instalaciones requeridas, su importe y las condiciones contractuales para su instalación. El gestor técnico del sistema, en su informe, indicará su conformidad con relación a la capacidad condicional de conexión solicitada, en cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 14 de la Circular 2/2025, de 9 de abril. El gestor técnico del sistema, en colaboración con los titulares de redes de transporte y distribución, desarrollarán un protocolo de comunicación entre ellos, que permita un intercambio ágil y homogéneo de la información.

4. La falta de respuesta de otros titulares de redes y/o del gestor técnico del sistema no podrá dar lugar a la omisión de la contestación a la solicitud de conexión, a la cual se responderá con la mejor información disponible.

5. A efectos de la consideración del orden cronológico referido en el artículo 14.3 de la Circular 2/2025, se tendrá en cuenta la fecha y hora de presentación de la solicitud de conexión ante el titular de la red correspondiente y, si la solicitud requiriese subsanación, la fecha y hora en la que se haya presentado correctamente toda la documentación e información requerida.

Sexto. *Gestión de las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red.*

1. La gestión de las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural se llevará a cabo anualmente, mediante un procedimiento en competencia, que constará de las tres siguientes fases.

2. Primera fase:

a) Dentro del plazo de 15 días hábiles contados a partir del 1 de octubre de cada año de gas, los promotores de plantas de producción de otros gases remitirán al gestor técnico del sistema información en relación con sus solicitudes de conexión a la red de gas natural, indicando:

i. Identificación del solicitante.
ii. Capacidad de conexión solicitada, en kWh/d.
iii. Preferencias del punto de conexión.
iv. Fecha prevista de inicio de inyección en la red de gas natural.
v. Declaración responsable conforme al modelo incluido en el anexo de este procedimiento.

El gestor técnico del sistema podrá solicitar información adicional, si fuera necesaria.

b) El gestor técnico del sistema habilitará los medios necesarios para la remisión telemática de la información referida en el punto anterior, a través de su plataforma web, que será de acceso público y gratuito, y asegurará la confidencialidad de la información recibida.

c) El gestor técnico del sistema, en colaboración con los operadores de las infraestructuras gasistas, y teniendo en cuenta la información facilitada según el apartado a), determinará la capacidad condicional de conexión disponible para los próximos 5 años de gas por áreas del sistema gasista, así como las condiciones a las que estará sujeta dicha capacidad y su probabilidad de aplicación, y publicará esta información en su plataforma web en un plazo de 15 días hábiles desde la finalización del plazo indicado en el apartado 2.a) anterior. Esta capacidad se calculará de acuerdo con los principios establecidos en el artículo 39 de la Circular 2/2025, con el objetivo de maximización de la capacidad de conexión, manteniendo en todo momento el cumplimiento de la normativa de calidad del gas correspondiente y el correcto funcionamiento y seguridad de las instalaciones.

3. Segunda fase:

a) Dentro del plazo de 10 días hábiles contados a partir de la publicación de la capacidad condicional de conexión, los promotores de plantas de producción de otros gases que participaron en la primera fase remitirán, a los titulares de las redes de transporte y distribución a las que quieran conectarse, sus solicitudes de conexión, a través de las plataformas web de solicitud y contratación de la conexión habilitadas por estos. Además del contenido referido en el artículo 31 de la Circular 2/2025, las solicitudes también incluirán la declaración responsable incluida en el anexo de este procedimiento. La información de la solicitud relativa a la capacidad de conexión solicitada, a las preferencias del punto de conexión y a la declaración responsable no podrá ser diferente a la comunicada en la primera fase.

b) En caso de que la solicitud presente algún defecto, el titular de la red responderá al solicitante en un plazo máximo de 5 días hábiles, señalando los aspectos a subsanar, y el solicitante dispondrá, a su vez, de un plazo de 5 días hábiles para ello. Transcurrido ese plazo sin que se haya procedido a la correcta subsanación, se le tendrá por desistido de su solicitud. En este sentido, el envío de información diferente a la comunicada en la primera fase será considerada como un defecto.

c) Una vez remitidas o, en su caso, subsanadas las solicitudes, comenzará un plazo de 20 días hábiles en el cual los operadores de las redes de transporte y distribución, junto con el gestor técnico del sistema, teniendo en cuenta las solicitudes recibidas en esta fase, determinarán la necesidad de actualizar la información publicada en la primera fase. Posteriormente, para cada área definida, analizarán y decidirán si la capacidad condicional de conexión disponible en el área es suficiente para atender a las solicitudes recibidas, de modo que:

i. Cuando la capacidad condicional de conexión disponible sea igual o superior a la capacidad total solicitada, se aceptarán todas las solicitudes recibidas con carácter provisional.

ii. Cuando la capacidad condicional de conexión disponible sea inferior a la capacidad total solicitada, los operadores de las redes valorarán las solicitudes recibidas de acuerdo con los criterios definidos en el apartado séptimo, asignando a cada solicitud una puntación. Las solicitudes de conexión se aceptarán con carácter provisional por orden, de mayor a menor puntuación, hasta agotar la capacidad condicional de conexión disponible.

iii. Cuando dos o más solicitudes tengan la misma puntuación y la capacidad condicional de conexión disponible no sea suficiente para atender a todas, tendrán prioridad las plantas de producción de otros gases que ya dispongan de conexión construida. Para el resto de los proyectos, se repartirá la misma cantidad para cada solicitante, siempre que la capacidad asignada de esta forma sea igual o inferior a la capacidad de conexión solicitada.

iv. Cuando la capacidad condicional de conexión disponible que correspondería a una solicitud sea inferior a la capacidad solicitada, se informará al solicitante, quien podrá renunciar a su solicitud en un plazo máximo de 3 días hábiles. Si el solicitante renuncia o no contesta en plazo, la solicitud se considerará como denegada y se continuará aceptando provisionalmente las solicitudes siguientes, por orden de puntuación, hasta agotar la capacidad disponible, procediendo de forma análoga, o hasta que se haya asignado toda la capacidad solicitada. En este caso, si fuera necesario, se podrá superar el plazo de veinte días hábiles indicado anteriormente.

Los titulares de redes de transporte y distribución y el gestor técnico del sistema desarrollarán un protocolo de actuación y coordinación entre ellos para llevar a cabo estas tareas.

d) Los titulares de las redes de transporte y distribución dispondrán de un plazo máximo de quince días hábiles desde la finalización del plazo indicado en el apartado c) para comprobar el cumplimiento de los criterios de ordenación informados en la declaración responsable de las solicitudes aceptadas provisionalmente. Para ello:

i. En el primer día del plazo considerado, el titular de la red requerirá al solicitante el envío, en un plazo de cinco días hábiles, de la documentación acreditativa del cumplimiento. El titular de la red tratará la información comunicada como confidencial. Los solicitantes

podrán omitir u ocultar, en la documentación aportada, aquellos datos o valores concretos comercialmente sensibles.

ii. Tras analizar la información recibida, se considerarán aceptadas aquellas solicitudes que hayan acreditado el cumplimiento de los criterios de ordenación indicados en la declaración responsable.

iii. Para aquellas solicitudes en las que alguno de los criterios indicados en la declaración responsable no estuviera acreditado con la documentación aportada, el titular de la red instará al solicitante a subsanar la falta de información en un plazo máximo de 2 días hábiles. Si no procediese a la correcta subsanación en plazo, el titular de la red denegará la solicitud de conexión, asignando la capacidad liberada a otras solicitudes, por orden de puntuación y conforme a los criterios señalados en el apartado c). Igualmente, el presente apartado d) aplicará a las nuevas solicitudes con capacidad así asignada. En este caso, si fuera necesario, se podrá superar el plazo de 15 días hábiles indicado anteriormente.

iv. El titular de la red informará a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a la mayor brevedad posible, acerca de las solicitudes aceptadas provisionalmente que no hayan acreditado el cumplimiento de los criterios indicados en su declaración responsable, aportando toda la información relativa a dichas solicitudes. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia evaluará la información recibida, teniendo en consideración lo establecido en el artículo 69.4 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

4. Tercera fase:

Los titulares de las redes comunicarán a los solicitantes la aceptación o denegación de su solicitud de conexión, de acuerdo con el apartado octavo.

Séptimo. *Criterios de ordenación de las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red.*

1. Para cada área definida conforme al apartado sexto, cuando la capacidad condicional de conexión disponible sea inferior a la capacidad solicitada, a cada solicitud se le asignará una puntuación entre 0 y 10 puntos, que se obtendrá como la suma de las puntuaciones obtenidas en la valoración del cumplimiento de los siguientes criterios de madurez de la planta de producción, que han de cumplirse con anterioridad a la fecha de participación en la primera fase de este procedimiento:

i. Si dispone de contrato de conexión al sistema gasista firmado, anterior a la entrada en vigor de esta resolución, se asignarán 3 puntos.

ii. Si produce o va a producir gases renovables se asignarán 2 puntos.

iii. Si produce o va a producir gases bajos en carbono se asignarán 1,5 puntos.

iv. Si dispone de los terrenos necesarios para su construcción y explotación, en régimen de propiedad o alquiler en firme, se asignarán 1,2 puntos.

v. Si dispone de compromisos de venta de al menos un 30 % del gas que se espera producir se asignarán 1,2 puntos.

vi. Si dispone de la Autorización Ambiental Integrada se asignarán 1,2 puntos.

vii. Si dispone de solicitud de conexión que estuviera en tramitación a la fecha de entrada en vigor de la Circular 2/2025, se asignará 1 punto.

viii. Si ha sido adjudicatario de ayudas en alguna convocatoria de ayudas públicas de ámbito europeo, estatal o autonómico, dirigidas a promover la producción de gases renovables o bajos en carbono, se asignarán 0,4 puntos.

2. Los solicitantes deberán informar acerca del cumplimiento de los criterios anteriores a través del modelo de declaración responsable incluido en el anexo de este procedimiento. Para poder declarar que se cumple un criterio, se deberá disponer de la documentación acreditativa pertinente que lo justifique en cada caso.

Octavo. *Contestación a la solicitud de conexión.*

1. El titular de la red comunicará al solicitante el resultado del análisis de su solicitud, que podrá ser la aceptación o la denegación, a la mayor brevedad posible.

2. El derecho de conexión derivado de la aceptación de la solicitud de un solicitante se considera otorgado a este, con relación a la planta de producción de otros gases con las características indicadas en la solicitud, no pudiendo ser objeto de transmisión a terceros.

3. La contestación del titular de red a los solicitantes de conexión de plantas de producción de otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red se emitirá por el orden cronológico de recepción de las solicitudes lo antes posible y, en todo caso, en un plazo máximo de 45 días hábiles desde la fecha de presentación de la solicitud que incluya correctamente toda la información requerida, el cual comprenderá el plazo para emitir los informes de los titulares afectados indicados en el apartado quinto.

4. La contestación del titular de red a los solicitantes de conexión de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red se emitirá lo antes posible y, en todo caso, en un plazo máximo de 25 días hábiles contados a partir de la finalización de la segunda fase contemplada en el apartado sexto de esta resolución.

5. La contestación de aceptación de la solicitud debe incluir al menos:

a) Identificación de la instalación de la planta de producción de otros gases, incluyendo sus coordenadas UTM.

b) La capacidad condicional de conexión asignada para ser contratada por el solicitante y las condiciones técnicas que podrían ser causa de su reducción, incluyendo las relacionadas con las especificaciones de calidad del gas recogidas en la Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial, así como la probabilidad de la aplicación de estas condiciones y su justificación técnica en base a la información histórica de flujos de gas y otra información de que disponga el titular de red.

c) La capacidad condicional de conexión ya asignada en la misma red.

d) Identificación precisa del punto de conexión definitivo, incluyendo denominación, coordenadas UTM y una justificación del punto elegido.

e) La presión de inyección y características técnicas de las instalaciones de conexión.

f) En su caso, las condiciones y requisitos técnicos que deban cumplir las instalaciones del solicitante con carácter previo a la conexión.

g) Las correspondientes condiciones económicas, que incluirán al menos el presupuesto económico y previsión de plazos de construcción de la conexión, deben estar suficientemente justificadas e incluir, al menos, una relación pormenorizada de los trabajos e instalaciones a realizar, indicando sus características técnicas, junto con el coste económico de cada una de ellas. Las instalaciones de conexión y, en su caso, de flujo inverso que se necesiten, serán las estrictamente necesarias para garantizar la capacidad condicional asignada en la red donde se produzca la conexión y estarán suficientemente justificadas.

El presupuesto para la ejecución de una conexión no podrá incluir costes por la operación y mantenimiento de las instalaciones de conexión.

Si el solicitante de la conexión deseara que el titular de la red de gas natural construyese también la línea directa conforme al artículo 78.3 de la Ley 38/1998, del sector de hidrocarburos, se formalizará un contrato de prestación de servicios diferenciado del contrato de conexión, donde se distingan claramente los aspectos relativos a la línea directa de los recogidos en el contrato de conexión.

En su caso, la prestación de servicios de operación y mantenimiento para las instalaciones de la línea directa, de la que el solicitante de la conexión es titular, se formalizará en un contrato de prestación de servicios diferenciado del contrato de conexión, y su contratación con el titular de la red será opcional por parte del solicitante.

h) En su caso, indicación expresa de las cláusulas de resarcimiento existentes que se aplican.

i) El contrato de conexión, cuyas condiciones y precios deberán ser transparentes, objetivos y no discriminatorios, podrá ser modificado a petición de cualquiera de las partes, siempre que exista acuerdo explícito entre ambas, cumpla con los requisitos que le resulten exigibles y sea posible de acuerdo con la normativa sectorial que le sea de aplicación. La solicitud de modificación deberá incluir una propuesta alternativa, debidamente justificada, por la parte solicitante. En ningún caso el cambio podrá referirse a un incremento de la capacidad condicional de conexión asignada.

6. La contestación incluirá, para cada una de las posibles propuestas alternativas de conexión, la información conforme al punto 5 de este apartado. Para el caso de las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que no necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red, si para permitir la asignación de la capacidad condicional de conexión indicada en la solicitud fuera necesaria la instalación de equipos que permitan el flujo inverso, se incluirá la información del punto 5 de este apartado para esta alternativa.

7. En caso de denegación, se deberá especificar la causa, incluyendo una memoria justificativa, que contenga los datos, referencias y cálculos considerados para motivarla adecuadamente.

Noveno. *Aceptación del presupuesto.*

1. El solicitante de la conexión dispondrá de un plazo máximo de 60 días hábiles desde la fecha de contestación a su solicitud para la aceptación del presupuesto, en el caso de las plantas de producción de otros gases que no requieren mezclarse con el gas natural de la red para la aceptación del presupuesto de alguna de las alternativas recibidas, y para proceder a la firma del contrato de conexión con el titular de las instalaciones, así como para el abono del 10 % del presupuesto de conexión, con un máximo de 100.000 euros.

2. La falta de firma del contrato por parte del solicitante o la falta del abono indicado en el punto anterior en el plazo establecido, se entenderá como una renuncia a la capacidad condicional de conexión asignada.

3. En el caso de que se produzcan renuncias por parte de promotores de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red, la capacidad liberada será ofrecida a otras solicitudes aún no aceptadas en la misma área, si las hubiera, por orden de mayor a menor puntuación, respetando los principios establecidos en este procedimiento.

4. En el caso de que los promotores de plantas de producción de otros gases renuncien a la capacidad condicional de conexión contratada, de conformidad con el artículo 50.2 de la Circular 2/2025, se les devolverá, cuando sea positiva, la diferencia entre las cantidades abonadas por ellos y los costes incurridos o comprometidos en firme por el operador de la red en relación con la conexión hasta el momento de comunicación de la renuncia.

Décimo. *Alta del punto de inyección.*

1. Con carácter previo a la puesta en marcha de la conexión y una antelación de al menos dos meses, el titular de la red deberá solicitar al gestor técnico del sistema la inclusión en el sistema logístico de acceso de terceros SL-ATR del nuevo punto de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases.

2. Una vez dado de alta, los sujetos con derecho de acceso a las instalaciones del sistema gasista, definidos en el artículo 61 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, podrán contratar el acceso al nuevo punto de entrada al Punto Virtual de Balance desde planta de producción de otros gases de conformidad con lo establecido en la Circular 2/2025, de 9 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La capacidad de acceso contratada deberá ser igual o superior al uso que se haga de la capacidad de conexión.

Disposición transitoria única. *Solicitudes de conexión de plantas de producción de biometano en curso.*

Este procedimiento no será de aplicación a las solicitudes de conexión de plantas de biometano presentadas antes de su entrada en vigor, que deberán continuar su tramitación, o bien conforme a la Resolución de 19 de abril de 2024 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, si se presentaron bajo la vigencia de esta, o bien conforme al plazo y contenido dispuestos en el artículo 12 bis del Real Decreto 1434/2002, respetando el orden cronológico, si son anteriores a dicha Resolución de 19 de abril de 2024.

Sin perjuicio de lo anterior, en el plazo de quince días hábiles desde la publicación de esta resolución en el «Boletín Oficial del Estado», los titulares de las redes que cuenten con solicitudes de conexión de plantas de biometano en tramitación deberán solicitar el informe

del gestor técnico del sistema previsto en el apartado quinto, quien hará sus mejores esfuerzos para responder lo antes posible.

ANEXO

Modelo de declaración responsable

MODELO DE DECLARACIÓN RESPONSABLE PARA LA ORDENACIÓN DE SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE PLANTAS DE PRODUCCIÓN DE OTROS GASES QUE NECESITAN MEZCLARSE CON EL GAS NATURAL QUE CIRCULA POR LA RED

D./Dña. ……, con NIF/NIE n.º ……..……..…., tfno. ……..……..…, correo electrónico ……..……, en calidad de representante legal del proyecto/planta de producción de gas ……, promovido por la entidad ……, con NIF n.º ……. y domicilio en ……
……

DECLARO:

A efectos de la aplicación de los criterios de ordenación de las solicitudes de conexión de plantas de producción de otros gases que necesitan mezclarse con el gas natural que circula por la red, que el referido proyecto/planta de producción de gas dispone de (marcar la casilla correspondiente de la columna “Dispone” solo en caso de cumplir con el criterio):

Criterio	Documentación acreditativa	Dispone
i. Contrato de conexión al sistema gasista firmado.	Indicación del número de referencia del contrato.	
ii. Destinada a la producción de gases renovables.	Justificante de inscripción de la planta en el registro provisional o definitivo de instalaciones de producción del sistema de garantías de origen de gases renovables o detalle del proyecto técnico donde se justifique la producción de gases renovables.	
iii. Destinada a la producción de gases bajos en carbono.	Justificante de inscripción de la planta en el registro provisional o definitivo de instalaciones de producción del sistema de garantías de origen de gases bajos en carbono o detalle del proyecto técnico donde se justifique la producción de gases bajos en carbono.	
iii. Terrenos necesarios para su construcción y explotación, en régimen de propiedad o alquiler.	Copia del documento de propiedad del terreno, del contrato de alquiler o del contrato de reserva o de opción a compra o alquiler.	

iv. Compromisos de venta de al menos un 30% del gas.	Copia de los acuerdos vinculantes, memorandos de entendimiento o cualquier otro formato, firmado por ambas partes (vendedor y comprador), que justifiquen los compromisos adquiridos.	
v. Autorización Ambiental Integrada (AAI).	Copia de la resolución que otorga la AAI asociada a la planta de producción.	
vi. Solicitud de conexión al sistema gasista en vigor, anterior a la entrada en vigor de la Circular 2/2025, aceptada o en tramitación.	Copia del justificante de admisión a trámite de la solicitud, de la comunicación de aceptación de la solicitud o del contrato de conexión.	
vii. Adjudicatario de ayudas públicas a nivel europeo, estatal o autonómico para promover la producción de gases renovables o bajos en carbono.	Copia de la comunicación de adjudicación de las ayudas emitida por la entidad convocante.	

Firma: ……..……