



2024/1789

15.7.2024

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) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 y (UE) 2022/869 y la Decisión (UE) 2017/684 y se deroga el Reglamento (CE) n.º 715/2009 (versión refundida)

(Texto pertinente a efectos del EEE)

EL PARLAMENTO EUROPEO Y EL CONSEJO DE LA UNIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, y en particular su artículo 194, apartado 2,

Vista la propuesta de la Comisión Europea,

Previa transmisión del proyecto de acto legislativo a los Parlamentos nacionales,

Visto el dictamen del Comité Económico y Social Europeo ⁽¹⁾,

Visto el dictamen del Comité de las Regiones ⁽²⁾,

De conformidad con el procedimiento legislativo ordinario ⁽³⁾,

Considerando lo siguiente:

- (1) El Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁴⁾ ha sido modificado en varias ocasiones y de forma sustancial. Dado que deben hacerse nuevas modificaciones y en aras de la claridad, conviene proceder a la refundición de dicho Reglamento.
- (2) El mercado interior del gas natural, que se ha ido implantando gradualmente desde 1999, tiene como finalidad dar una posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión, sean ciudadanos o empresas, de crear nuevas oportunidades comerciales y de fomentar el comercio transfronterizo, a fin de conseguir mejoras de la eficiencia, precios competitivos, un aumento de la calidad del servicio y de contribuir a la seguridad del suministro y a la sostenibilidad.
- (3) Mediante el Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁵⁾, la Unión se ha comprometido a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Las normas del mercado interior de los combustibles gaseosos deben adaptarse a dicho Reglamento. En este contexto, la Unión ha establecido cómo actualizar sus mercados de la energía, también en lo que respecta a la descarbonización de los mercados del gas, en las Comunicaciones de la Comisión, de 8 de julio de 2020, tituladas «Impulsar una economía climáticamente neutra: Una Estrategia de la UE para la Integración del Sistema Energético» y «Estrategia del Hidrógeno para una Europa Climáticamente Neutra» (en lo sucesivo, «Estrategia de la UE para el hidrógeno»), así como en la Resolución del Parlamento Europeo, de 10 de julio de 2020, sobre un enfoque europeo global con respecto al almacenamiento de energía ⁽⁶⁾. El presente Reglamento debe contribuir a la consecución del objetivo de la Unión de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, al mismo tiempo que garantiza la seguridad del suministro y el buen funcionamiento de los mercados interiores del gas natural y del hidrógeno.

⁽¹⁾ DO C 323 de 26.8.2022, p. 101.

⁽²⁾ DO C 498 de 30.12.2022, p. 83.

⁽³⁾ Posición del Parlamento Europeo de 11 de abril de 2024 (pendiente de publicación en el Diario Oficial) y Decisión del Consejo de 21 de mayo de 2024.

⁽⁴⁾ 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 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 36).

⁽⁵⁾ Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de junio de 2021, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima») (DO L 243 de 9.7.2021, p. 1).

⁽⁶⁾ Resolución del Parlamento Europeo, de 10 de julio de 2020, sobre un enfoque europeo global con respecto al almacenamiento de la energía [2019/2189(INI)] (DO C 371 de 15.9.2021, p. 58).

- (4) El presente Reglamento complementa los instrumentos políticos y estratégicos conexos de la Unión, en particular los propuestos a raíz de la Comunicación de la Comisión, de 11 de diciembre de 2019, titulada «Pacto Verde Europeo», como los Reglamentos (UE) 2023/857 ⁽⁷⁾, (UE) 2023/957 ⁽⁸⁾, (UE) 2023/1805 ⁽⁹⁾ y (UE) 2023/2405 ⁽¹⁰⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas (UE) 2023/959 ⁽¹¹⁾, (UE) 2023/1791 ⁽¹²⁾ y (UE) 2023/2413 ⁽¹³⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo, cuyo objetivo es incentivar la descarbonización de la economía de la Unión y garantizar que siga su trayectoria hacia una Unión climáticamente neutra de aquí a 2050, de conformidad con el Reglamento (UE) 2021/1119. El principal objetivo del presente Reglamento es permitir y facilitar dicha transición hacia la neutralidad climática garantizando la potenciación del mercado del hidrógeno y un mercado eficiente del gas natural.
- (5) El presente Reglamento tiene por objeto facilitar la penetración de gas renovable y gas hipocarbónico e hidrógeno en el sistema energético para permitir el abandono progresivo del gas fósil, así como lograr que el gas renovable y el gas hipocarbónico y el hidrógeno ejerzan un papel importante en la consecución de los objetivos climáticos de la Unión para 2030 y la neutralidad climática para 2050. El presente Reglamento también tiene por finalidad establecer un marco regulador que permita a todos los participantes en el mercado abandonar progresivamente el gas fósil y planificar sus actividades para evitar efectos de dependencia y garantizar una eliminación gradual y oportuna del gas fósil, en particular en todos los sectores pertinentes de la industria y para la calefacción, y les ofrezca incentivos para hacerlo.
- (6) La Estrategia de la UE para el hidrógeno reconoce que, dado que los Estados miembros tienen un potencial diferente para la producción de hidrógeno renovable, un mercado interior abierto y competitivo con un comercio transfronterizo sin obstáculos tiene ventajas significativas para la competencia, la asequibilidad y la seguridad del suministro. Además, la Estrategia de la UE para el hidrógeno destaca que la transición hacia un mercado líquido con un comercio de hidrógeno basado en las materias primas facilitaría la entrada de nuevos productores, sería beneficiosa para una mayor integración con otros portadores energéticos y crearía señales de precios viables para las decisiones sobre inversiones y las decisiones operacionales. Por consiguiente, las normas establecidas en el presente Reglamento deben facilitar la aparición de mercados de hidrógeno y de comercio de hidrógeno basado en las materias primas, así como de centros de comercio líquido. Los Estados miembros deben eliminar los obstáculos indebidos, en particular, las tarifas desproporcionadas en los puntos de interconexión. Las normas vigentes que permiten operaciones comerciales eficientes desarrolladas para los mercados y el comercio de la electricidad y del gas natural deben tomarse en consideración también para el mercado de hidrógeno, teniendo en cuenta no obstante las diferencias inherentes de este. El presente Reglamento establece los principios generales aplicables al funcionamiento del mercado del hidrógeno, pero conviene tener en cuenta el grado de desarrollo de dicho mercado al aplicar tales principios.
- (7) Apoyar a las regiones intensivas en carbón y emisiones de carbono en la eliminación progresiva de los combustibles fósiles y la introducción gradual de las energías renovables es un elemento clave de la política de transición justa. Dicho apoyo debe procurarse de manera coherente con el marco jurídico pertinente, en particular el Fondo de Transición Justa, establecido por el Reglamento (UE) 2021/1056 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁴⁾, que permite la financiación de tecnologías para las energías renovables. La Comisión desempeña un papel clave a la hora de garantizar este apoyo a las políticas nacionales destinadas a reducir progresivamente la capacidad existente de

⁽⁷⁾ Reglamento (UE) 2023/857 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de abril de 2023, por el que se modifica el Reglamento (UE) 2018/842 sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París, y el Reglamento (UE) 2018/1999 (DO L 111 de 26.4.2023, p. 1).

⁽⁸⁾ Reglamento (UE) 2023/957 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de mayo de 2023, por el que se modifica el Reglamento (UE) 2015/757 con el fin de incorporar las actividades de transporte marítimo al régimen para el comercio de derechos de emisión en la Unión y de seguir, notificar y verificar las emisiones de gases de efecto invernadero adicionales y las emisiones procedentes de tipos adicionales de buques (DO L 130 de 16.5.2023, p. 105).

⁽⁹⁾ Reglamento (UE) 2023/1805 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativo al uso de combustibles renovables y combustibles hipocarbónicos en el transporte marítimo y por el que se modifica la Directiva 2009/16/CE (DO L 234 de 22.9.2023, p. 48).

⁽¹⁰⁾ Reglamento (UE) 2023/2405 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, relativo a la garantía de unas condiciones de competencia equitativas para un transporte aéreo sostenible (ReFuelEU Aviation) (DO L, 2023/2405, 31.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2023/2405/oj>).

⁽¹¹⁾ Directiva (UE) 2023/959 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 10 de mayo de 2023, que modifica la Directiva 2003/87/CE por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión y la Decisión (UE) 2015/1814, relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad del mercado en el marco del régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión (DO L 130 de 16.5.2023, p. 134).

⁽¹²⁾ Directiva (UE) 2023/1791 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de septiembre de 2023, relativa a la eficiencia energética y por la que se modifica el Reglamento (UE) 2023/955 (DO L 231 de 20.9.2023, p. 1).

⁽¹³⁾ Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo (DO L, 2023/2413, 31.10.2023, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj>).

⁽¹⁴⁾ Reglamento (UE) 2021/1056 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de junio de 2021, por el que se establece el Fondo de Transición Justa (DO L 231 de 30.6.2021, p. 1).

producción y de extracción de carbón y otros combustibles fósiles sólidos. Este proceso requiere financiación para abordar el impacto social y económico, incluido el reciclaje profesional de la mano de obra con el objetivo de la transición hacia una energía limpia de las regiones que experimentan cambios estructurales. El apoyo a las regiones intensivas en carbón y emisiones de carbono deberá tener en cuenta los objetivos, ámbitos y criterios específicos de cada programa de financiación de la Unión pertinente. El Fondo de Transición Justa no prevé la financiación de tecnologías distintas de las energías renovables.

- (8) La Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁵⁾ prevé la posibilidad de un gestor combinado del sistema. Por lo tanto, las normas establecidas en el presente Reglamento no hacen necesario modificar la organización de las redes nacionales que sean compatibles con las disposiciones de dicha Directiva.
- (9) Es necesario precisar los criterios de fijación de las tarifas de acceso a la red, para garantizar que cumplen plenamente el principio de no discriminación y que responden a las necesidades del adecuado funcionamiento del mercado interior, que tienen plenamente en cuenta la integridad del sistema y que reflejan los costes reales incurridos, en la medida en que dichos costes correspondan a los de un gestor de redes eficiente y estructuralmente comparable y sean transparentes, incluyendo al mismo tiempo la rentabilidad adecuada de la inversión, y permitiendo la integración de gas renovable y gas hipocarbónico. Las normas sobre las tarifas de acceso a la red establecidas en el presente Reglamento se completan con nuevas normas sobre dichas tarifas, en particular sobre los códigos de red y las directrices adoptados en virtud del presente Reglamento, en los Reglamentos (UE) 2022/869 ⁽¹⁶⁾ y (UE) 2024/1787 ⁽¹⁷⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo y en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁸⁾ y la Directiva (UE) 2023/1791.
- (10) En general, lo más eficiente es financiar la infraestructura mediante los ingresos obtenidos de los usuarios de dicha infraestructura y evitar las subvenciones cruzadas. Además, las subvenciones cruzadas, en el caso de los activos regulados, serían incompatibles con el principio general de que las tarifas reflejen los costes. En casos excepcionales, no obstante, las subvenciones cruzadas podrían conllevar beneficios para la sociedad, en particular durante las fases iniciales del desarrollo de la red, cuando la capacidad reservada es baja en comparación con la capacidad técnica y hay un alto grado de incertidumbre sobre cuándo se materializará la demanda futura de capacidad. Por tanto, las subvenciones cruzadas podrían contribuir a unas tarifas razonables y previsibles para los usuarios iniciales de la red y reducir los riesgos de la inversión incurridos por los gestores de redes, con lo que podrían contribuir a un clima de inversión que apoye los objetivos de descarbonización de la Unión. Como alternativa a las elevadas tarifas de red esperadas, que de otro modo habrían de cargarse a los primeros usuarios de la red de hidrógeno, los gestores de redes de hidrógeno deben tener la posibilidad de repartir a lo largo del tiempo los costes del desarrollo de la red, permitiendo que los Estados miembros prevean la posibilidad de que los usuarios futuros paguen una parte de los costes iniciales a través de una asignación intertemporal de costes. Dicha asignación intertemporal de costes y su metodología subyacente deben ser aprobados por la autoridad reguladora nacional competente. Los Estados miembros deben tener la posibilidad de acompañar este mecanismo con medidas para cubrir el riesgo financiero de los gestores de redes de hidrógeno, como una garantía estatal, siempre que cumplan lo dispuesto en el artículo 107 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea (TFUE). Cuando no sea viable financiar las redes a través de tarifas de acceso a la red pagadas por los usuarios de la red, la autoridad reguladora debe tener la posibilidad de permitir transferencias financieras entre servicios regulados separados de las redes de gas natural e hidrógeno, siempre que se cumplan determinadas condiciones. Los costes asociados a los estudios de viabilidad relacionados con la adaptación de las redes de gas natural a las redes de hidrógeno no deben considerarse subvenciones cruzadas. Dichas subvenciones cruzadas no deben ser financiadas por usuarios de redes de otros Estados miembros y por tanto solo sería apropiado obtener financiación para subvenciones cruzadas de puntos de salida hacia los clientes finales del mismo Estado miembro. Es más, puesto que las subvenciones cruzadas son una medida excepcional, debe garantizarse que sean proporcionales, transparentes y limitadas en el tiempo, y que estén establecidas bajo supervisión reguladora, sometidas a notificación a la Comisión y a la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), establecida por el Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽¹⁹⁾.

⁽¹⁵⁾ 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 (DO L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>).

⁽¹⁶⁾ Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2022, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 y las Directivas 2009/73/CE y (UE) 2019/944 y se deroga el Reglamento (UE) n.º 347/2013 (DO L 152 de 3.6.2022, p. 45).

⁽¹⁷⁾ Reglamento (UE) 2024/1787 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024, relativo a la reducción de las emisiones de metano en el sector energético y por el que se modifica el Reglamento (UE) 2019/942 (DO L, 2024/1787, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj>).

⁽¹⁸⁾ 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 (DO L 328 de 21.12.2018, p. 82).

⁽¹⁹⁾ Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (DO L 158 de 14.6.2019, p. 22).

- (11) El uso de acuerdos basados en el mercado, tales como subastas, para establecer las tarifas debe cumplir la Directiva (UE) 2024/1788 y el Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión ⁽²⁰⁾.
- (12) Es necesario un conjunto mínimo de servicios de acceso de terceros para ofrecer en la práctica un nivel de acceso mínimo común en el conjunto de la Unión, para garantizar que los servicios de acceso de terceros son suficientemente compatibles y para aprovechar las ventajas derivadas del adecuado funcionamiento del mercado interior del gas natural.
- (13) Las normas sobre el acceso de terceros deben basarse en los principios establecidos en el presente Reglamento. La organización de sistemas de entrada-salida, que permiten la libre asignación del gas natural sobre la base de la capacidad firme, fue acogida con satisfacción en el XXIV Foro Europeo de Regulación del Gas (Foro de Madrid), en octubre de 2013. Por tanto, debe introducirse una definición de «sistema de entrada-salida», lo que ayudará a crear condiciones de igualdad para el gas renovable y el gas hipocarbónico conectados bien al nivel del transporte o al de la distribución. La fijación de tarifas de los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de distribución de hidrógeno y la organización de la asignación de capacidad entre los niveles de transporte y de distribución de gas natural e hidrógeno debe ser responsabilidad de las autoridades reguladoras sobre la base de los principios establecidos en la Directiva (UE) 2024/1788.
- (14) El acceso al sistema de entrada-salida debe basarse, generalmente, en la capacidad firme. Los gestores de redes deben estar obligados a cooperar de manera que se maximice la oferta de capacidad firme, lo que, a su vez, permite a los usuarios de la red asignar libremente el gas natural entrante o saliente sobre la base de la capacidad firme a cualquier punto de entrada o de salida de un mismo sistema de entrada-salida.
- (15) Los Estados miembros deben poder establecer una integración regional total o parcial si se fusionan dos o más sistemas de entrada-salida adyacentes. La integración regional parcial debe poder abarcar varias zonas de balance como paso importante hacia la integración de mercados del gas natural fragmentados y la mejora del funcionamiento del mercado interior del gas natural.
- (16) Cuando se lleve a cabo la integración del mercado regional, los gestores de redes de transporte interesados y las autoridades reguladoras deben abordar cuestiones con repercusiones transfronterizas, como las estructuras tarifarias, el régimen de balance, las capacidades en los demás puntos transfronterizos, los planes de inversión y la realización de las tareas de los gestores de redes de transporte y las autoridades reguladoras.
- (17) La capacidad condicional debe ofrecerse únicamente cuando los gestores de redes no puedan ofrecer capacidad firme. Los gestores de redes deben definir las condiciones para esa capacidad condicional sobre la base de limitaciones operacionales de manera clara y transparente. La autoridad reguladora debe aprobar las condiciones y garantizar que el número de productos de capacidad condicional sea limitado para evitar la fragmentación del mercado de gas natural y velar por que se cumpla el principio de facilitar el acceso eficiente de terceros.
- (18) Debe alcanzarse un nivel suficiente de capacidad de interconexión transfronteriza para el gas natural y fomentarse la integración de los mercados, a fin de conseguir la plena realización del mercado interior del gas natural.
- (19) El presente Reglamento tiene por objeto apoyar la producción de biometano sostenible en la Unión. En su documento de trabajo de los servicios de la Comisión, de 18 de mayo de 2022, «Implementing the Repower EU Action Plan: Investment needs, hydrogen accelerator and achieving the bio-methane targets» (Aplicación del Plan de Acción de REPowerEU: necesidades de inversión, acelerador del hidrógeno y consecución de los objetivos de biometano), que acompaña a la Comunicación de la Comisión, de 18 de mayo de 2022 (en lo sucesivo, «Plan REPowerEU»), la Comisión proponía incrementar sustancialmente la producción de biometano sostenible en la Unión, hasta 35 000 millones de metros cúbicos anuales para 2030.
- (20) La cartografía coordinada para el despliegue del biogás y el biometano sirve como instrumento para que los Estados miembros determinen la contribución del biometano a sus trayectorias estimadas de 2021 a 2030, incluido el consumo final bruto total de energía estimado y la capacidad instalada total prevista, conforme a lo establecido en sus planes nacionales integrados de energía y clima. Cuando los Estados miembros hayan establecido trayectorias nacionales para el biogás y el biometano, deben especificar en sus planes nacionales de energía y clima las políticas y medidas para su desarrollo, como la adopción de estrategias nacionales sobre biogás y biometano sostenibles o el establecimiento de objetivos nacionales de producción o consumo anual de biometano, expresados en volúmenes absolutos o como porcentaje del volumen de gas natural consumido por los clientes conectados al sistema de gas

⁽²⁰⁾ 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 (DO L 72 de 17.3.2017, p. 1).

natural. Para facilitarlo, la Comisión ha proporcionado a los Estados miembros con un potencial de biometano significativo, un análisis de su potencial nacional, así como sugerencias sobre la mejor manera de aprovecharlo. Además, en virtud del artículo 25, apartado 2, letra b), de la Directiva (UE) 2018/2001, los Estados miembros pueden tener en cuenta el biogás inyectado en la infraestructura nacional de transporte y distribución de gas con vistas a los objetivos del sector del transporte a que se refiere el artículo 25, apartado 1, de dicha Directiva.

- (21) Se requiere una mayor cooperación y coordinación entre los gestores de redes de transporte y, en su caso, los gestores de redes de distribución para crear códigos de red según los cuales se ofrezca y se dé un acceso efectivo y transparente a las redes de transporte a través de las fronteras, así como para garantizar una planificación coordinada y suficientemente previsible y una evolución técnica adecuada del sistema de gas natural de la Unión, incluida la creación de capacidades de interconexión, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente. Los códigos de red deben ajustarse a directrices marco que no tienen carácter vinculante y que son elaboradas por la ACER. La ACER debe intervenir en la revisión, sobre la base de hechos, de los proyectos de códigos de red, incluida su conformidad con las directrices marco, y debe estar facultada para recomendar su adopción a la Comisión. La ACER debe también evaluar las propuestas de modificación de los códigos de red y poder recomendar su adopción a la Comisión. Los gestores de redes de transporte deben operar sus redes de conformidad con estos códigos de red.
- (22) A fin de asegurar una gestión óptima de la red de transporte de gas natural en la Unión, debe establecerse una Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas («REGRT de Gas»). Con el fin de garantizar una representación equitativa de los Estados miembros de pequeño tamaño, no interconectados o aislados, además de los gestores de redes de transporte de gas natural, los gestores de redes de gas natural que se beneficien de una excepción a lo dispuesto en el artículo 60 de la Directiva (UE) 2024/1788 en virtud del artículo 86 de dicha Directiva deben poder ser miembros de la REGRT de Gas. Al aprobar los estatutos de la REGRT de Gas, la Comisión podrá tratar de garantizar una diferenciación adecuada de los derechos de adhesión que refleje la diferente situación de los miembros. Las tareas de la REGRT de Gas deben desempeñarse de conformidad con las normas de competencia de la Unión, que son aplicables a las decisiones de la REGRT de Gas. Las tareas de la REGRT de Gas deben estar bien definidas y sus métodos de trabajo deben ser garantía de eficacia, de transparencia y del carácter representativo de la REGRT de Gas. Si procede, la REGRT de Gas y la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH) podrán desarrollar conjuntamente códigos de red relativos a cuestiones intersectoriales. Los códigos de red que elabore la REGRT de Gas no tienen por objeto sustituir las necesarias normas técnicas nacionales aplicables a asuntos no transfronterizos. Dado que pueden conseguirse avances más efectivos mediante un planteamiento a nivel regional, los gestores de redes de transporte deben crear estructuras regionales dentro de la estructura general de cooperación, asegurando, al mismo tiempo, que los resultados a nivel regional sean compatibles con los códigos de red y planes no vinculantes de desarrollo de red a nivel de la Unión. La cooperación dentro de esas estructuras regionales presupone la separación efectiva entre, por una parte, las actividades de red y, por otra, las de producción y suministro, sin la cual la cooperación regional entre los gestores de redes de transporte crea un riesgo de actuaciones contrarias a la competencia. Los Estados miembros deben promover la cooperación y hacer un seguimiento de la eficacia de las operaciones de la red a nivel regional. La cooperación a nivel regional debe ser compatible con el progreso hacia unos mercados interiores del gas natural y del hidrógeno competitivos y eficientes.
- (23) Para garantizar una mayor transparencia en lo relativo al desarrollo de la totalidad de la red de transporte de gas natural en la Unión, la REGRT de Gas debe elaborar, publicar y actualizar periódicamente un plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural y no vinculante (en lo sucesivo, «plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural») basado en un modelo hipotético conjunto y en el modelo interconectado. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural debe elaborarse con arreglo a un proceso transparente que incluya consultas públicas significativas, con participación de organismos científicos independientes, y que se base en criterios objetivos y científicos. A tal fin, el Consejo Científico Consultivo Europeo sobre Cambio Climático puede aportar información sobre los escenarios del plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural de conformidad con el Reglamento (UE) 2022/869. Dicho plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural debe incluir redes viables de transporte de gas natural y las interconexiones regionales necesarias y pertinentes desde el punto de vista comercial o de la seguridad del suministro. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural debe promover el principio de primacía de la eficiencia energética y la integración del sistema energético, y contribuir a la utilización prudente y racional de los recursos naturales y a la consecución de los objetivos climáticos y energéticos de la Unión.
- (24) Para mejorar la competencia mediante un mercado mayorista líquido del gas natural, es vital que el gas natural pueda comercializarse independientemente de su ubicación en el sistema. La única manera de hacerlo es dar a los usuarios de la red libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente, creando así un transporte de gas natural por zonas en vez de por itinerarios contractuales. Para garantizar la libertad de reservar capacidad

independientemente en los puntos de entrada y de salida, las tarifas fijadas para un punto de entrada no deben guardar relación con las tarifas fijadas para un punto de salida, sino que en lugar de ello deben ofrecerse para esos puntos de manera separada y las tarifas no deben combinar los gastos de entrada y de salida en un único precio.

- (25) Aunque el Reglamento (UE) n.º 312/2014 de la Comisión ⁽²¹⁾ contempla normas para establecer normas técnicas por las que se crea un régimen de balance, admite varias opciones de diseño para cada régimen de balance que se aplica en un sistema de entrada-salida específico. La combinación de opciones por las que se opte da lugar a un régimen de balance específico que es aplicable en un sistema de entrada-salida concreto, y los que hay en la actualidad reflejan principalmente territorios de los Estados miembros.
- (26) Los usuarios de red deben asumir la responsabilidad de alcanzar un balance en sus aportaciones y retiradas, estableciéndose plataformas de comercio para facilitar el comercio de gas natural entre los usuarios de red. Para garantizar una igualdad de acceso al mercado de gas renovable y gas hipocarbónico, la zona de balance también debe cubrir, en la medida de lo posible, el nivel de la red de distribución. El punto de intercambio virtual debe usarse para intercambiar gas natural entre las cuentas de balance de los usuarios de red.
- (27) Las referencias a los contratos de transporte armonizados en el contexto de un acceso no discriminatorio a la red de los gestores de redes de transporte no implican que los términos y condiciones de los contratos de transporte de un gestor de la red de transporte particular en un Estado miembro deban ser iguales a los de otro gestor de la red de transporte en ese o en otro Estado miembro, a menos que se fijen requisitos mínimos que deban satisfacer todos los contratos de transporte.
- (28) Se necesita una igualdad de acceso a la información relativa al estado físico y a la eficiencia de la red, de manera que todos los participantes en el mercado puedan evaluar la situación general de la oferta y la demanda, y determinar cuáles son los motivos que explican los movimientos de los precios mayoristas. Ello incluye una información más precisa sobre la oferta y la demanda, la capacidad de la red, los flujos y el mantenimiento, el balance y la disponibilidad y el uso del almacenamiento. La importancia de esa información para el buen funcionamiento del mercado exige que se palíen las limitaciones existentes a la publicación por motivos de confidencialidad.
- (29) Los requisitos en cuanto al carácter confidencial de la información sensible a efectos comerciales tienen especial importancia cuando se trata de datos de índole estratégica comercial para la empresa, o cuando para una instalación de almacenamiento de gas natural exista un solo usuario, o en los puntos de salida dentro de una red o red secundaria que no estén conectadas a otras redes de transporte o distribución sino a un solo consumidor industrial final si la publicación de tales datos revela información confidencial en lo que se refiere al proceso de producción de dicho consumidor.
- (30) Para potenciar la confianza en el mercado, es preciso que los participantes en el mercado estén convencidos de que los comportamientos abusivos pueden ser sancionados de forma efectiva, proporcionada y disuasiva. Debe concederse a las autoridades competentes competencias para investigar de manera efectiva las acusaciones de abuso del mercado. Para ello, es necesario que las autoridades competentes tengan acceso a los datos que facilitan información sobre las decisiones operacionales de las empresas de suministro. En el mercado del gas natural, todas estas decisiones son comunicadas a los gestores de redes en forma de reservas de capacidad, nominaciones y flujos efectuados. Los gestores de redes deben mantener esta información fácilmente accesible y a disposición de las autoridades competentes durante un período de tiempo especificado. Además, las autoridades competentes deben hacer un seguimiento periódico de la observancia de las normas por parte de los gestores de redes.
- (31) El acceso a las instalaciones de almacenamiento de gas natural y las instalaciones de gas natural licuado (GNL) es insuficiente en algunos Estados miembros, y, por tanto, es necesario mejorar la aplicación de las normas existentes en lo relativo a la transparencia y los objetivos del plan REPowerEU. Esas mejoras deben tener en cuenta el potencial y la adopción de gas renovable y gas hipocarbónico para esas instalaciones en el mercado interior.
- (32) Unos sistemas de balance de gas natural transparentes y no discriminatorios, dirigidos por los gestores de las redes de transporte, son mecanismos especialmente importantes, en particular para los nuevos participantes en el mercado, que pueden tener más dificultades para equilibrar sus ventas globales que empresas ya establecidas en un mercado determinado. En consecuencia, es necesario establecer normas que garanticen que los gestores de las redes de transporte apliquen esos mecanismos de forma compatible con unas condiciones de acceso real a la red transparentes y no discriminatorias.

⁽²¹⁾ 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 del gas en las redes de transporte (DO L 91 de 27.3.2014, p. 15).

- (33) Las autoridades reguladoras deben garantizar el cumplimiento de las normas del presente Reglamento y de los códigos de red y de las directrices adoptados con arreglo al mismo.
- (34) En las directrices establecidas en un anexo se definen normas más detalladas. Cuando proceda, estas normas deben evolucionar con el tiempo teniendo en cuenta las diferencias entre las redes nacionales de gas natural y el desarrollo de estas.
- (35) Al proponer la modificación de las directrices establecidas en el anexo, la Comisión debe asegurar la consulta previa de las partes afectadas por dichas directrices, representadas por las organizaciones profesionales, y de los Estados miembros dentro del Foro de Madrid.
- (36) Los Estados miembros y las autoridades nacionales competentes han de facilitar a la Comisión, previa solicitud, información pertinente. La solicitud de información debe incluir las razones por las que esta información es necesaria a efectos de la aplicación del presente Reglamento. La Comisión debe tratar dicha información de forma confidencial.
- (37) El presente Reglamento y los códigos de red y las directrices adoptados en virtud de estese entienden sin perjuicio de la aplicación de las normas de competencia de la Unión.
- (38) Los Estados miembros y las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía deben cooperar estrechamente en todos los asuntos relacionados con el desarrollo de una región integrada del comercio de gas natural y no deben adoptar medidas que pongan en peligro el avance de la integración de los mercados del gas natural ni la seguridad del suministro de los Estados miembros y las Partes contratantes.
- (39) La transición energética y la integración progresiva del mercado del gas natural requieren mayor transparencia en lo relativo a los ingresos autorizados u objetivo del gestor de red de transporte. Diversas decisiones relacionadas con las redes de gas natural han de basarse en esa información. Por ejemplo, la transferencia de activos de transporte desde un gestor de red de gas natural hasta un gestor de red de hidrógeno o la puesta en marcha de un mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte exigen más transparencia de la existente en la actualidad. Además, los análisis de la evolución de las tarifas a largo plazo exigen claridad tanto en la demanda de gas natural como en las proyecciones de costes. Es probable que la transparencia con respecto a los ingresos autorizados facilite las previsiones de costes. En particular, las autoridades reguladoras deben facilitar periódicamente información sobre la metodología utilizada para calcular los ingresos de los gestores de redes de transporte, el valor de la base de activos regulados de estos y su depreciación con el tiempo, el valor de los gastos operacionales, el coste de capital aplicado a los gestores de redes de transporte y los incentivos y las primas aplicados, así como la evolución a largo plazo de las tarifas de transporte sobre la base de los cambios previstos en los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte y en la demanda de gas natural. A fin de garantizar la coordinación adecuada del proceso de recopilación e interpretación de los datos para el estudio transparente y reproducible de comparación de la eficiencia de los gestores de redes de transporte, la ACER debe trabajar en colaboración con los gestores de redes de transporte y la REGRT de Gas.
- (40) El gasto de los gestores de redes de transporte es predominantemente costes fijos. Su modelo de negocio y los marcos reguladores nacionales vigentes se basan en la hipótesis de una utilización a largo plazo de las redes, que conlleva largos períodos de depreciación: de 30 a 60 años. Por tanto, en el contexto de la transición energética, las autoridades reguladoras deben ser capaces de anticipar la reducción de la demanda de gas natural para modificar los procedimientos reguladores en su debido momento y evitar situaciones en que la recuperación de costes de los gestores de redes de transporte mediante las tarifas amenace la asequibilidad del gas natural para los consumidores debido a un aumento de la relación entre los costes fijos y la demanda de gas natural. Cuando sea necesario podrían, por ejemplo, modificarse el perfil de depreciación o la remuneración de los activos de transporte.
- (41) Debe aumentar la transparencia de los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte para permitir que los usuarios de las redes realicen evaluaciones comparativas y análisis. La transparencia también debe incrementarse para facilitar la cooperación transfronteriza y el establecimiento de mecanismos de compensación entre gestores de redes de transporte, bien para la integración regional o bien para la aplicación de descuentos tarifarios al gas renovable y al gas hipocarbónico, como se establece en el presente Reglamento.
- (42) A fin de explotar las ubicaciones más económicas para la producción de gas renovable y gas hipocarbónico, los usuarios de la red deben beneficiarse de descuentos en las tarifas basadas en la capacidad. Estos descuentos podrían incluir un descuento para la inyección desde instalaciones de producción de gas renovable y gas hipocarbónico, un descuento para las tarifas en los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia instalaciones de almacenamiento de gas natural, y un descuento sobre las tarifas transfronterizas en los puntos de interconexión entre los Estados miembros. Las autoridades reguladoras deben poder decidir no aplicar los descuentos a dichas tarifas en determinadas circunstancias. En caso de cambio en el valor de los descuentos no transfronterizos, la autoridad reguladora debe alcanzar un equilibrio entre el interés de los usuarios y de los gestores de redes, teniendo en cuenta

marcos financieros estables concebidos específicamente para las inversiones existentes, en particular para las instalaciones de producción de renovables. Cuando sea posible, deben proporcionarse indicadores o condiciones para la modificación del descuento con la antelación suficiente al momento en que se tome la decisión de modificarlo. Ese descuento no debe afectar a la metodología general de fijación de tarifas, sino que debe aplicarse con posterioridad a la tarifa pertinente. Para que los usuarios de la red se beneficien del descuento deben presentar al gestor de red de transporte la información necesaria basada en un certificado de sostenibilidad registrado en la base de datos de la Unión a que se refiere el artículo 31 *bis* de la Directiva (UE) 2018/2001.

- (43) La disminución de ingresos debida a la aplicación de descuentos debe ser tratada como una disminución general de ingresos, por ejemplo, por la reducción de ventas de capacidad, y sería necesario recuperarla mediante las tarifas en el momento oportuno, por ejemplo mediante un incremento de las tarifas específicas de conformidad con las normas generales establecidas en el presente Reglamento.
- (44) Con el fin de aumentar la eficiencia de las redes de distribución de gas natural en la Unión y de asegurar una estrecha cooperación entre los gestores de redes de transporte y con la REGRT de Gas, así como de aumentar la eficiencia de las redes de distribución de hidrógeno en la Unión y de asegurar una estrecha cooperación entre los gestores de la red de transporte de hidrógeno y con la REGRH, conviene establecer una entidad europea de los gestores de redes de distribución de gas (en lo sucesivo, «entidad de los GRD de la UE»). La entidad de los GRD de la UE debe incluir también a los gestores de redes de distribución de gas natural y debe poder incluir a los gestores de redes de distribución de hidrógeno. Las tareas de la entidad de los GRD de la UE deben estar bien definidas y sus métodos de trabajo deben ser garantía de eficacia, de transparencia y del carácter representativo de los gestores de redes de distribución y de redes de distribución de hidrógeno de la Unión. La entidad de los GRD de la UE debe tener libertad para establecer sus estatutos y su reglamento interno teniendo en cuenta las diferencias entre los sectores del gas natural, del hidrógeno y de la electricidad. La entidad de los GRD de la UE debe cooperar estrechamente con la REGRT de Gas y con la REGRH en la preparación e implementación de los códigos de red, cuando corresponda, y debe ofrecer directrices sobre la integración, entre otros, de la generación distribuida y otros ámbitos relacionados con la gestión de las redes de distribución.
- (45) Los gestores de redes de distribución ejercen un papel importante en la integración del gas renovable y el gas hipocarbónico en la red dado que, por ejemplo, en torno a la mitad de la capacidad de producción de biometano está conectada a la red de distribución. A fin de facilitar la participación de dicho gas en el mercado mayorista, las instalaciones de producción conectadas a la red de distribución en todos los Estados miembros deben tener acceso al punto de intercambio virtual. Es más, en virtud del presente Reglamento, los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de transporte deben colaborar para permitir los flujos inversos desde la red de distribución a la red de transporte, o para garantizar la integración del sistema de distribución por medios alternativos, lo que equivale en efecto a facilitar la integración del gas renovable y el gas hipocarbónico en el mercado.
- (46) El mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, y el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno pueden desempeñar un papel fundamental en la consecución de los objetivos de la política energética de la Unión: transparencia del mercado, descarbonización, diversificación y seguridad del suministro.
- (47) El mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural y el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno contribuyen a la unidad del mercado de la energía de la Unión mejorando la transparencia y garantizando la visibilidad de la demanda de fuentes de energía en todos los Estados miembros para los proveedores afectados.
- (48) La agregación de la demanda de gas natural puede mejorar el acercamiento internacional a los proveedores de gas natural, ya sea por gasoducto o de GNL, lo que es esencial para contribuir a la consecución de los objetivos de la política energética de la Unión y la unidad del mercado de la energía de la Unión. En particular, con una coordinación mucho más estrecha con los Estados miembros y entre ellos en lo que respecta a terceros países mediante el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural y el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno, se garantizaría un uso más eficaz del peso colectivo de la Unión.
- (49) La agregación de la demanda de gas natural puede contribuir a los objetivos de descarbonización de la Unión mediante la incorporación de normas medioambientales en la agregación de la demanda y la recogida de ofertas. La puesta en marcha del mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno también puede contribuir a alcanzar esos objetivos.
- (50) El mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural establecido con arreglo al presente Reglamento debe comprender varias etapas, empezando por que las compañías de gas natural o las empresas consumidoras de gas natural establecidas en la Unión tengan la posibilidad de agregar su demanda de gas natural a través de un proveedor de servicios contratado por la Comisión. Ello permitiría a los proveedores de gas hacer

ofertas sobre la base de grandes volúmenes agregados, en lugar de muchas ofertas más pequeñas a compradores que manifiestan su interés individualmente. A continuación, el proveedor de servicios recogería las ofertas de suministro y las casaría con las cantidades de gas natural previamente agregadas. La negociación y celebración de contratos de compra de gas natural tras la agregación de la demanda deben ser voluntarias.

- (51) La agregación de la demanda puede garantizar una mayor igualdad de acceso de las compañías de todos los Estados miembros a fuentes de gas natural nuevas o adicionales y dar lugar a condiciones contractuales competitivas para la compra de gas natural a los Estados miembros y a terceros países, en beneficio de los clientes finales. La agregación de la demanda debe seguir apoyando también a las compañías que anteriormente compraban gas natural solo o principalmente a un único proveedor, ayudándolas a obtener suministros de gas natural de suministradores o proveedores alternativos de gas natural en condiciones ventajosas. La agregación de la demanda podría mejorar la posición de tales compañías en los mercados mundiales de GNL.
- (52) La Comisión debe velar por que los proveedores de servicios organicen sus tareas con arreglo a lo dispuesto en el presente Reglamento, teniendo en cuenta los objetivos del mecanismo y las especificidades del gas natural. En particular, al asignar las ofertas de suministro de gas natural entre las compañías que agregan la demanda, los proveedores de servicios deben aplicar métodos que no discriminen entre participantes pequeños y grandes. Por ejemplo, los proveedores de servicios deben asignar las ofertas de suministro de gas natural en proporción a los volúmenes declarados por cada empresa como demanda. Esto podría ser pertinente cuando la oferta no cubra suficientemente la demanda de gas natural en el mercado de energía de la Unión. La Comisión debe especificar en el pliego de condiciones pertinente los correspondientes requisitos aplicables a las tareas de los prestadores de servicios.
- (53) La Comisión debe contratar los servicios necesarios de los proveedores de servicios a través de los procedimientos de contratación pertinentes con arreglo al Reglamento (UE, Euratom) 2018/1046 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽²²⁾, a fin de aplicar los mecanismos establecidos en el marco del presente Reglamento. Con el fin de salvaguardar los intereses esenciales de seguridad o la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro, los servicios deben adquirirse a proveedores de servicios establecidos en la Unión.
- (54) El proceso de agregación de la demanda de gas natural debe llevarlo a cabo un proveedor de servicios adecuado. La agregación de la demanda y compra de gas natural es un proceso complejo en el que se deben tener en cuenta diversos elementos que no se limitan a los precios, sino que deben incluir también los volúmenes, los puntos de entrega y otros parámetros. Habida cuenta de la importancia de los servicios relacionados con la agregación de la demanda de gas natural y el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno para la transparencia, la diversificación, la descarbonización y la seguridad del suministro de la Unión, en particular en caso de deterioro de la situación de la seguridad del suministro, las empresas que sean objeto de medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del Tratado de la Unión Europea (TUE) o del artículo 215 del TFUE, o que sean propiedad o estén bajo el control directo o indirecto de cualquier persona física o jurídica, entidad u organismo objeto de dichas medidas restrictivas de la Unión, o que actúen en nombre o bajo la dirección de cualquier persona física o jurídica, entidad u organismo objeto de dichas medidas restrictivas de la Unión, deben quedar excluidas de convertirse en proveedores de servicios de agregación de la demanda de gas natural o proveedor de servicios para el mecanismo de apoyo al desarrollo del mercado del hidrógeno. La Comisión debe especificar en el pliego de condiciones los requisitos aplicables a los prestadores de servicios.
- (55) Los consumidores industriales que utilizan el gas de forma intensiva en sus procesos de producción, como los productores de fertilizantes, acero, cerámica y vidrio, pueden beneficiarse también de la agregación de la demanda, que les permite poner en común su demanda, contratar suministros de gas natural y GNL y estructurarlos en función de sus necesidades particulares. El proceso de organización de la compra conjunta debe tener normas transparentes sobre cómo participar en ella y debe garantizar su apertura.
- (56) El mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, y el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno deben estar abiertos a las compañías establecidas en la Unión y, dada la estrecha armonización con el acervo de la Unión en materia de energía y el mercado interior de la energía, a las empresas establecidas en las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía, siempre que se hayan adoptado las medidas o disposiciones necesarias.

⁽²²⁾ Reglamento (UE, Euratom) 2018/1046 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de julio de 2018, sobre las normas financieras aplicables al presupuesto general de la Unión, por el que se modifican los Reglamentos (UE) n.º 1296/2013, (UE) n.º 1301/2013, (UE) n.º 1303/2013, (UE) n.º 1304/2013, (UE) n.º 1309/2013, (UE) n.º 1316/2013, (UE) n.º 223/2014 y (UE) n.º 283/2014 y la Decisión n.º 541/2014/UE y por el que se deroga el Reglamento (UE, Euratom) n.º 966/2012 (DO L 193 de 30.7.2018, p. 1).

- (57) No obstante, con el fin de eliminar gradualmente las dependencias existentes o evitar nuevas dependencias de la Unión respecto del gas natural o el hidrógeno suministrado por empresas de terceros países objeto de medidas restrictivas de la Unión y de proteger los intereses esenciales de seguridad, el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural y el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno no deben estar abiertos a las empresas objeto de medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del TUE o del artículo 215 del TFUE, o que sean propiedad o estén bajo el control, directa o indirectamente, de una persona física o jurídica, entidad u organismo objeto de dichas medidas restrictivas o actúen en su nombre o bajo su dirección. Por lo tanto, dichas empresas deben quedar excluidas de la participación en ambos mecanismos, en particular como proveedoras o compradoras.
- (58) Para participar efectivamente en la compra conjunta de gas natural y celebrar acuerdos de gas natural con los suministradores, las empresas pueden crear consorcios o establecer otras formas de cooperación con el fin de negociar conjuntamente determinadas condiciones de compra, como los volúmenes, las condiciones de entrega de los puntos y plazos de compra, dentro de los límites establecidos en el Derecho de la Unión. No obstante, las compañías que participen en compras conjuntas deben garantizar que la información intercambiada directa o indirectamente se limite a lo estrictamente necesario para alcanzar el objetivo perseguido. El establecimiento y la ejecución de compra conjunta en el marco del presente Reglamento deben llevarse a cabo de conformidad con las normas de competencia de la Unión, en particular los artículos 101 y 102 del TFUE.
- (59) La protección de la información sensible a efectos comerciales reviste la máxima importancia cuando la información se pone a disposición de la Comisión, del Comité de Dirección, de los grupos de coordinación, de los grupos de expertos o del proveedor de servicios. Por consiguiente, la Comisión debe utilizar instrumentos eficaces para proteger esta información contra todo acceso no autorizado y riesgos de ciberseguridad. Todo dato personal que pueda ser tratado como parte del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural y el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno debe tratarse de conformidad con los Reglamentos (UE) 2016/679 ⁽²³⁾ y (UE) 2018/1725 ⁽²⁴⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo.
- (60) La guerra de agresión no provocada e injustificada de Rusia contra Ucrania desde febrero de 2022, apoyada por Bielorrusia, y las consiguientes instrumentalizaciones como arma de la reducción del suministro de gas natural y la manipulación de los mercados mediante interrupciones intencionadas de los flujos de gas han puesto de manifiesto la vulnerabilidad y la dependencia de la Unión y sus Estados miembros, que tienen un potencial evidente de repercutir de manera directa y grave en sus intereses esenciales en materia de seguridad y en la seguridad del suministro de energía. Al mismo tiempo, las fuentes alternativas de suministro de gas procedentes del mercado mundial de GNL crecieron muy modestamente en 2022 y 2023. Está previsto que se ponga en servicio una gran capacidad adicional de licuefacción de GNL, pero esto ocurrirá tan solo a lo largo de 2025. Por lo tanto, los mercados mundiales del gas natural siguen siendo muy restrictivos y se espera que continúen así durante un cierto tiempo, lo que da lugar a una situación de vulnerabilidad persistente para la Unión y sus Estados miembros. En dicho contexto, es conveniente adoptar medidas para hacer frente a esa vulnerabilidad persistente.
- (61) El mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural es un instrumento importante para organizar la diversificación de los suministros de gas natural y la eliminación gradual de la dependencia del gas natural ruso de muchos Estados miembros, en consonancia con la Comunicación de la Comisión, de 8 de marzo de 2022, titulada «REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible» (en lo sucesivo, «REPowerEU»). Con el fin de proteger los intereses esenciales de seguridad de la Unión o de un Estado miembro, en aras de salvaguardar la seguridad del suministro y para permitir la eliminación gradual efectiva y rápida de la dependencia del gas natural, no deben ofrecerse a través del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural hasta el 31 de diciembre de 2025 suministros de gas natural originario de instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia ni suministros de GNL procedente de instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia. Después de esa fecha, la Comisión debe poder decidir que se excluya temporalmente el suministro de gas natural originario de la Federación de Rusia o Bielorrusia o el suministro de GNL de instalaciones de GNL allí situadas por períodos de hasta un año, que deben poder renovarse si está justificado, cuando sea necesario para proteger los intereses esenciales de seguridad o la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro. Estas limitaciones no deben perturbar indebidamente el buen funcionamiento del mercado

⁽²³⁾ 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 (Reglamento general de protección de datos) (DO L 119 de 4.5.2016, p. 1).

⁽²⁴⁾ Reglamento (UE) 2018/1725 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2018, relativo a la protección de las personas físicas en lo que respecta al tratamiento de datos personales por las instituciones, órganos y organismos de la Unión, y a la libre circulación de esos datos, y por el que se derogan el Reglamento (CE) n.º 45/2001 y la Decisión n.º 1247/2002/CE (DO L 295 de 21.11.2018, p. 39).

interior del gas natural y los flujos transfronterizos de gas natural entre Estados miembros, no deben socavar la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro, deben respetar el principio de solidaridad energética y deben adoptarse de conformidad con los derechos y obligaciones de la Unión o de los Estados miembros con respecto a terceros países.

- (62) La Comisión debe adoptar las medidas adecuadas disponibles para garantizar que la exclusión de los suministros de gas natural o GNL procedente de instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia, así como los suministros de GNL procedente de instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia, del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural sea efectiva. A este respecto, la Comisión debe solicitar al prestador de servicios pertinente que lleve a cabo las verificaciones necesarias. Dichas verificaciones podrían adoptar la forma, entre otras cosas, de una solicitud de los suministradores o los productores de gas natural que participen en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural de que se faciliten los documentos de transporte pertinentes al entregar los suministros, cuando sea técnicamente viable. Además, debe solicitarse a los participantes en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural que ofrezcan garantías sobre el cumplimiento de su obligación de no ofrecer o suministrar gas natural o GNL originario de instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia, cuando proceda.
- (63) La Comisión debe estar asistida por un Comité de Dirección compuesto por representantes de los Estados miembros y de la Comisión con el fin de facilitar la coordinación y el intercambio de información en relación con la agregación de la demanda de gas natural. La participación de los Estados miembros debe ser voluntaria y depende, en particular, del orden del día de las reuniones del Comité de Dirección.
- (64) El hidrógeno es un portador energético de características diferentes a las del gas natural en términos de calidad, medios de transporte y pautas de demanda. Sigue habiendo, asimismo, una brecha significativa entre los costes de la producción de hidrógeno renovable e hipocarbónico y el precio de mercado de alternativas menos sostenibles, lo que puede hacer necesaria una intervención pública para ofrecer incentivos hasta que los electrolizadores y otras tecnologías e insumos relacionados con el hidrógeno sean suficientemente competitivos.
- (65) No obstante, la Unión tiene un fuerte potencial de producción de hidrógeno renovable e hipocarbónico. A este respecto, la Comisión puso en marcha la iniciativa del Banco Europeo del Hidrógeno en marzo de 2023. El Banco Europeo del Hidrógeno expone una serie de actividades mediante las cuales la Comisión facilita la creación de un mercado del hidrógeno de la Unión, posibilita los suministros de socios internacionales fiables y recopila y difunde información sobre el desarrollo del mercado del hidrógeno de la Unión y sobre la financiación de proyectos de hidrógeno. Dichas actividades se llevan a cabo en el marco de los instrumentos jurídicos vigentes pertinentes, como la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo⁽²⁵⁾. Los instrumentos voluntarios aplicados al hidrógeno en el marco del Banco Europeo del Hidrógeno, en particular el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno, deben centrarse en la aceleración de la expansión de la producción y el desarrollo del mercado de hidrógeno en la Unión, en particular aumentando la transparencia de la demanda, la oferta, los flujos y los precios de hidrógeno y desempeñando un papel de coordinación, conectando a productores y consumidores y facilitando la combinación con los instrumentos financieros existentes.
- (66) En el contexto del trabajo realizado en el marco del Banco Europeo del Hidrógeno, la Comisión debe poder establecer el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno, con una atención especial a la producción basada en la Unión. Habida cuenta de las características del hidrógeno y del mercado del hidrógeno, dicho mecanismo debe establecerse por un período limitado con el fin de determinar las herramientas más eficaces para identificar la demanda y la oferta de hidrógeno en la Unión y explorar los mecanismos de mercado e infraestructuras óptimos.
- (67) El acceso a la información para proveedores y compradores en el contexto del mecanismo de apoyo al desarrollo del mercado del hidrógeno debe estar supeditado al consentimiento de tales empresas y al cumplimiento del Derecho de la competencia de la Unión.
- (68) La Comisión debe poder poner en funcionamiento ella misma el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno o debe poder hacerlo a través de los proveedores de servicios pertinentes. Si la Comisión decide poner en funcionamiento dicho mecanismo a través de un prestador de servicios, deben aplicarse las disposiciones del presente Reglamento relativas a los contratos con prestadores de servicios, los criterios de selección de prestadores de servicios y las tareas de los prestadores de servicios.

⁽²⁵⁾ Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Unión y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo (DO L 275 de 25.10.2003, p. 32).

- (69) El mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno podría consistir en instrumentos centrados en la transparencia, la visibilidad del desarrollo del mercado y la evaluación voluntaria de la demanda. Dicho mecanismo debe ponerse en funcionamiento en el marco del Banco Europeo del Hidrógeno. El Banco Europeo del Hidrógeno debe coordinar la información sobre la oferta, la demanda, los flujos y los precios del hidrógeno para reforzar la confianza en el mercado del hidrógeno en desarrollo y proporcionar una mayor visibilidad de la demanda a productores de hidrógeno y compradores de hidrógeno. El mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno debe tener en cuenta la madurez y la liquidez del mercado del hidrógeno, así como la disponibilidad de infraestructuras.
- (70) Si la Comisión crea un grupo de coordinación para asuntos relacionados con el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno, dicho grupo de coordinación debe dedicarse específicamente al hidrógeno.
- (71) Los esfuerzos de la Unión destinados a eliminar gradualmente la dependencia existente del suministro de gas natural procedente de la Federación de Rusia y evitar nuevas dependencias y a proteger los intereses esenciales de seguridad de la Unión y de los Estados miembros deben reflejarse también en el contexto del mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno, en vista asimismo de la instrumentalización como arma del suministro de energía por parte de la Federación de Rusia, como demuestran la reducción de los suministros de gas natural y las interrupciones de los flujos de gas natural. Por consiguiente, en el marco del mecanismo de apoyo al desarrollo del mercado del hidrógeno, la Comisión debe tener la posibilidad de restringir, mediante una decisión de ejecución, las actividades relativas a la evaluación de las ofertas en lo que respecta a los suministros de hidrógeno originarios de la Federación de Rusia o Bielorrusia. Dicha decisión debe adoptarse únicamente cuando ello sea necesario para proteger los intereses esenciales de seguridad de la Unión y de los Estados miembros y debe basarse en los mismos principios aplicables a la participación en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, pero adaptados a las actividades emprendidas a través del mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno. En particular, el calendario para la adopción y la evaluación previa de dicha decisión debe adaptarse al inicio previsto del funcionamiento del mecanismo.
- (72) Antes de que expire el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno, y a más tardar el 31 de diciembre de 2029, la Comisión debe presentar un informe al Parlamento Europeo y al Consejo en el que se evalúen los resultados de dicho mecanismo y, en particular, su contribución al desarrollo del mercado del hidrógeno en la Unión. Sobre la base de dicha evaluación, la Comisión debe poder presentar una propuesta legislativa independiente para desarrollar un mecanismo voluntario de agregación de la demanda y la compra conjunta de hidrógeno.
- (73) La integración de volúmenes cada vez mayores de gas renovable y gas hipocarbónico en la red de gas natural de la Unión cambiará la calidad del gas natural transportado y consumido en la Unión. Para garantizar el flujo transfronterizo de gas natural libre de obstáculos, mantener la interoperabilidad de los mercados y permitir la integración de estos, es necesario aumentar la transparencia en cuanto a la calidad del gas y a los costes de su gestión, ofrecer un enfoque armonizado sobre las funciones y responsabilidades de las autoridades reguladoras y los gestores de las redes, y reforzar la coordinación transfronteriza. Al tiempo que se garantiza un enfoque armonizado sobre la calidad del gas para los puntos de interconexión transfronterizos, se debe mantener la flexibilidad de los Estados miembros en lo que respecta a la aplicación de normas de calidad del gas en sus redes nacionales de gas natural.
- (74) El mezclado de hidrógeno en el sistema de gas natural debe ser el último recurso, pues es menos eficiente que el uso del hidrógeno en forma pura, y reduce el valor del hidrógeno. También afecta a la explotación de la infraestructura del gas natural, las aplicaciones de los usuarios finales y la interoperabilidad de los sistemas transfronterizos. Por consiguiente, debe darse prioridad a la producción y el uso de hidrógeno en forma pura y a su transporte en el sistema específico de hidrógeno. Debe hacerse todo lo posible por evitar el uso del hidrógeno en aplicaciones en las que existan alternativas más eficientes en cuanto al consumo de energía. El derecho de los Estados miembros a decidir sobre si deben aplicar el mezclado de hidrógeno en sus redes nacionales de gas natural debe respetarse. Al mismo tiempo, el riesgo de segmentación del mercado se limitaría mediante un enfoque armonizado sobre el mezclado de hidrógeno en el sistema de gas natural, en forma de un límite máximo permitido a escala de la Unión en los puntos de interconexión transfronterizos entre los Estados miembros, donde los gestores de redes de transporte deban aceptar gas natural con un nivel de mezclado de hidrógeno inferior a ese límite. Las redes de transporte adyacentes tendrían libertad para acordar niveles superiores o inferiores de mezclado de hidrógeno para puntos de interconexión transfronterizos. A la hora de considerar tales acuerdos, los Estados miembros deben consultar a los demás Estados miembros si es probable que se vean afectados por la medida y tener en cuenta la situación en dichos países.
- (75) Es esencial contar con un proceso firme de coordinación transfronteriza y de solución de conflictos entre los gestores de redes de transporte sobre la calidad del gas, incluso sobre las mezclas de biometano e hidrógeno, para facilitar el transporte eficiente de gas natural entre distintas redes en la Unión y, de esa manera, avanzar hacia una mayor integración del mercado interior. Los requisitos sobre una mayor transparencia de los parámetros de calidad

del gas, como el poder calorífico bruto, el índice de Wobbe y el contenido de oxígeno, y de las mezclas de hidrógeno y su desarrollo con el tiempo, combinados con las obligaciones de seguimiento e informes, deben contribuir al buen funcionamiento de un mercado interior del gas natural abierto y eficiente.

- (76) Los Estados miembros deben seguir teniendo la posibilidad de emplear sus especificaciones originales en materia de calidad del gas cuando sus autoridades reguladoras o la ACER decidan mantener una restricción transfronteriza causada por diferencias en los niveles o prácticas de mezcla de hidrógeno. La posibilidad de mantener dicha restricción transfronteriza es especialmente importante en los Estados miembros con un único punto de interconexión o en los que los volúmenes de gas natural entran principalmente a través de un único punto de interconexión. A fin de garantizar unos flujos transfronterizos sin trabas y preservar la integridad del mercado interior de la energía, las autoridades reguladoras interesadas y la ACER, si procede, deben estar facultadas para reanudar el proceso común de solución de conflictos de forma continua, a fin de reflejar la evolución que se produzca en los mercados y tecnologías del gas natural.
- (77) Las normas de interoperabilidad y de intercambio de datos para la red de gas natural que establece el Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión ⁽²⁶⁾ son fundamentales, especialmente en relación con los acuerdos de interconexión, incluyen las normas para el control del flujo, los principios de medición de la cantidad y la calidad del gas natural, las normas para el proceso de casación y para la para la asignación de cantidades de gas natural, los procedimientos de comunicación en caso de circunstancias excepcionales; el conjunto común de unidades; la calidad del gas, incluidas normas para la gestión de las restricciones al comercio transfronterizo debidas a las diferencias de calidad del gas y debidas a diferencias en las prácticas de odorización, la supervisión a corto y largo plazo de la calidad del gas, y el suministro de información; el intercambio de datos y la información sobre la calidad del gas; y la transparencia, la comunicación, el suministro de información y la cooperación entre los participantes pertinentes en el mercado.
- (78) A fin de asegurar una gestión óptima de la red de hidrógeno de la Unión y de permitir el comercio y el suministro de hidrógeno a través de las fronteras de la Unión, debe establecerse la REGRH. Las tareas de la REGRH deben desempeñarse de conformidad con las normas de competencia de la Unión. Las tareas de la REGRH deben estar bien definidas y sus métodos de trabajo debe ser garantía de eficacia, de transparencia y del carácter representativo de la REGRH. Si procede, la REGRT de Gas y la REGRH pueden desarrollar conjuntamente códigos de red relativos a cuestiones intersectoriales.
- (79) A fin de garantizar que estén representados en la REGRH todos los Estados miembros en proceso de desarrollo de redes de transporte de hidrógeno, estos deben, como excepción a lo dispuesto en una normativa general de pertenencia a la REGRH establecida en el presente Reglamento, poder designar a un gestor de la red de transporte de hidrógeno que se beneficie de una excepción a lo dispuesto en el artículo 68 de la Directiva (UE) 2024/1788 como miembro de la REGRH, siempre que el gestor esté establecido en un Estado miembro en el que ningún otro gestor de la red de transporte de hidrógeno sea miembro de la REGRH. Los Estados miembros que aún no dispongan de un gestor específico de la red de transporte de hidrógeno, pero que tengan previsto desarrollar una red de transporte de hidrógeno de conformidad con sus planes nacionales integrados de energía y clima, deben poder designar a una entidad como socio en la REGRH para que sea informada del trabajo realizado por la REGRH y, como tal, pueda asistir a las reuniones de reunión, consejo y comité y participar en grupos de trabajo, hasta que sus gestores de redes de hidrógeno se conviertan en miembros de la REGRH. A tal fin, los Estados miembros pueden delegar en el representante de una asociación nacional dedicada a cuestiones relacionadas con el hidrógeno.
- (80) A fin de asegurar la transparencia en el desarrollo de la red de hidrógeno en la Unión, la REGRH debe establecer, publicar y actualizar periódicamente un plan decenal de desarrollo de la red, no vinculante y a escala de la Unión, para el hidrógeno (en lo sucesivo, «plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno») que esté dirigido a las necesidades de los mercados de hidrógeno en desarrollo. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno debe incluir redes de transporte de hidrógeno viables y las interconexiones necesarias, pertinentes desde el punto de vista comercial. La REGRH debe participar en el desarrollo del análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético —incluido el modelo interconectado del mercado y la red de la energía que abarque la infraestructura de transporte de electricidad, gas natural e hidrógeno, así como el almacenamiento, el GNL y los electrolizadores—, los modelos hipotéticos para los planes decenales de desarrollo de la red y el informe de identificación de lagunas en las infraestructuras, como se establece en los artículos 11, 12 y 13 del Reglamento (UE) 2022/869 para el desarrollo de las listas de la Unión de proyectos de interés común y proyectos de interés mutuo. Con ese fin, la REGRH debe cooperar estrechamente con la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad («REGRT de Electricidad») y la REGRT de Gas para facilitar la integración de las redes de energía.

⁽²⁶⁾ Reglamento (UE) 2015/703 de la Comisión, de 30 de abril de 2015, por el que se establece un código de red sobre las normas de interoperabilidad y de intercambio de datos (DO L 113 de 1.5.2015, p. 13).

- (81) Para facilitar la integración del sistema energético, aprovechar las sinergias y apoyar la eficiencia global del sistema, la REGRH, la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas deben cooperar estrechamente en la planificación de la red integrada a escala de la Unión. Dicha cooperación debe abarcar la preparación de los modelos hipotéticos conjuntos para la electricidad, el hidrógeno y el gas natural, los informes coordinados sobre las lagunas en las infraestructuras, los proyectos coherentes de metodologías para el análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético y el modelo integrado en virtud de los artículos 11, 12 y 13 del Reglamento (UE) 2022/869. Para que tal cooperación sea eficiente, la REGRH, la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas deben crear grupos de trabajo comunes que preparen dichas contribuciones. Durante el período transitorio hasta el 1 de enero de 2027, la REGRT de Gas debe elaborar el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno de 2026. A tal fin, la REGRT de Gas debe implicar plenamente a los gestores de redes de transporte de hidrógeno y a la REGRH tan pronto como se establezca la REGRH. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno de 2026 debe constar de dos capítulos separados, uno para el hidrógeno y otro para el gas natural. La REGRH debe desarrollar el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión de 2028 para el hidrógeno en consonancia con la planificación integrada de la red a escala de la Unión en virtud del presente Reglamento.
- (82) Las tareas realizadas por la REGRH son de interés para todos los participantes en el mercado. Por tanto, es esencial contar con un proceso de consulta eficaz. En general, la REGRH, en cooperación con otros participantes pertinentes en el mercado y con sus asociaciones, debe buscar experiencia con la planificación, el desarrollo y la explotación de infraestructuras, basarse en esa experiencia e integrarla en su labor.
- (83) Dado que podrían conseguirse avances más efectivos mediante un planteamiento a nivel regional, los gestores de redes de transporte de hidrógeno deben crear estructuras regionales dentro de la estructura general de cooperación, asegurando, al mismo tiempo, que los resultados a nivel regional sean compatibles con los códigos de red y planes decenales no vinculantes de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno. Los Estados miembros deben promover la cooperación y hacer un seguimiento de la eficacia de la red a nivel regional.
- (84) Los requisitos de transparencia son necesarios para garantizar que se pueda generar confianza en los mercados de hidrógeno emergentes en la Unión entre los participantes en el mercado. Se necesita una igualdad de acceso a la información relativa al estado físico y al funcionamiento del sistema de hidrógeno, de manera que todos los participantes en el mercado puedan evaluar la situación general de la oferta y la demanda, y determinar cuáles son los motivos que explican la evolución del precio de mercado. La información siempre debe divulgarse de manera inteligible, fácilmente accesible y no discriminatoria.
- (85) La REGRH debe establecer una plataforma central, basada en internet, para ofrecer todos los datos pertinentes que permitan a los participantes en el mercado obtener un acceso efectivo a la red de hidrógeno.
- (86) Las condiciones de acceso a las redes de hidrógeno en la fase inicial de desarrollo del mercado del hidrógeno deben garantizar la explotación eficiente, la no discriminación y la transparencia para los usuarios de la red de hidrógeno, y al mismo tiempo mantener una flexibilidad suficiente para los gestores de redes de hidrógeno. La limitación de la duración máxima de los contratos de capacidad debe reducir el riesgo de congestión contractual y de acaparamiento de capacidad.
- (87) Se deben establecer en el presente Reglamento condiciones generales para permitir el acceso de terceros a las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y a las terminales de hidrógeno a fin de garantizar el acceso no discriminatorio y la transparencia para los usuarios de la red de hidrógeno.
- (88) Los gestores de redes de hidrógeno deben cooperar para desarrollar códigos de red a fin de proporcionar y gestionar un acceso transparente y no discriminatorio a las redes de hidrógeno a través de las fronteras y de garantizar el desarrollo coordinado de la red de hidrógeno en la Unión, sin olvidar la creación de capacidades de interconexión. La Comisión debe establecer la primera lista de prioridades para señalar los ámbitos que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de la red de hidrógeno un año después del establecimiento de la REGRH, conforme a lo establecido en el presente Reglamento. Los códigos de red deben adecuarse a las directrices marco no vinculantes elaboradas por la ACER. La ACER debe intervenir en la revisión, sobre la base de hechos, de los proyectos de códigos de red, incluida su conformidad con las directrices marco, y debe estar facultada para recomendar su adopción a la Comisión. La ACER debe también evaluar las propuestas de modificación de los códigos de red y poder recomendar su adopción a la Comisión. Los gestores de redes de hidrógeno deben operar sus redes de hidrógeno de conformidad con estos códigos de red.
- (89) Los códigos de red que elabore la REGRT no tienen por objeto sustituir las normas nacionales necesarias para asuntos no transfronterizos.
- (90) La calidad del hidrógeno transportado y consumido en la Unión puede variar según su tecnología de producción y las especificidades del transporte. Por tanto, un enfoque armonizado a escala de la Unión de la gestión de la calidad del hidrógeno en los interconectores transfronterizos debe favorecer el flujo transfronterizo de hidrógeno y la integración del mercado.

- (91) Cuando la autoridad reguladora lo considere necesario, los gestores de redes de transporte de hidrógeno podrían ser responsables de gestionar la calidad del hidrógeno de sus redes, en el marco de las normas aplicables sobre la calidad del hidrógeno, y de garantizar la calidad fiable y estable del hidrógeno para los consumidores finales.
- (92) Es esencial contar con un proceso firme de coordinación transfronteriza y de solución de conflictos entre los gestores de redes de transporte de hidrógeno, para facilitar la conducción de hidrógeno entre distintas redes de transporte de hidrógeno dentro de la Unión y, de esa manera, avanzar hacia una mayor integración del mercado interior. Los requisitos sobre una mayor transparencia de los parámetros de calidad del hidrógeno y su desarrollo con el tiempo, combinados con las obligaciones de seguimiento e informes, deben contribuir al buen funcionamiento de un mercado interior del hidrógeno abierto y eficiente.
- (93) A fin de modificar elementos no esenciales del presente Reglamento o de completarlo en lo que respecta a elementos no esenciales de ciertos ámbitos específicos que son fundamentales para la integración del mercado, deben delegarse en la Comisión los poderes para adoptar actos con arreglo al artículo 290 del TFUE por lo que respecta al establecimiento de directrices que establezcan los pormenores del procedimiento que deben seguir los gestores de redes de transporte o los gestores de redes de transporte de hidrógeno, la modificación de los niveles de descuento para reducir desequilibrios estructurales de los ingresos para los gestores de redes de transporte, el establecimiento de la definición de la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional teniendo presentes las estructuras de cooperación regional existentes, el establecimiento de códigos de red y directrices para el gas natural y el hidrógeno, la modificación de las directrices establecidas en un anexo y el establecimiento de directrices relativas a las nuevas infraestructuras de gas natural e hidrógeno. Reviste especial importancia que la Comisión lleve a cabo las consultas oportunas durante la fase preparatoria, en particular con expertos, y que esas consultas se realicen de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional de 13 de abril de 2016 sobre la mejora de la legislación⁽²⁷⁾. En particular, a fin de garantizar una participación equitativa en la preparación de los actos delegados, el Parlamento Europeo y el Consejo reciben toda la documentación al mismo tiempo que los expertos de los Estados miembros, y sus expertos tienen acceso sistemáticamente a las reuniones de los grupos de expertos de la Comisión que se ocupen de la preparación de actos delegados.
- (94) A fin de garantizar condiciones uniformes de ejecución del presente Reglamento, deben conferirse a la Comisión competencias de ejecución de conformidad con el artículo 291 del TFUE. Dichas competencias deben ejercerse de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽²⁸⁾.
- (95) Deben aplicarse códigos de red y directrices a todos los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia terceros países. Circunstancias específicas, como la existencia de acuerdos contractuales a largo plazo en vigor o dificultades jurídicas para establecer un procedimiento de solución de diferencias con gestores de redes de transporte o proveedores de gas natural establecidos en terceros países, pueden impedir a corto plazo una aplicación efectiva. Cuando esté justificado por razones objetivas, las autoridades reguladoras deben poder solicitar a la Comisión una excepción a la aplicación de los códigos de red o directrices o de disposiciones específicas de los mismos que no puedan aplicarse en los puntos de entrada y salida de terceros países. Dichas excepciones deben estar limitadas en el tiempo al período mínimo necesario para eliminar los obstáculos existentes para la aplicación de los códigos de red o las directrices.
- (96) A fin de garantizar la explotación eficiente de las redes europeas de hidrógeno, los gestores de redes de hidrógeno deben ser responsables de la explotación, el mantenimiento y el desarrollo de la red de transporte de hidrógeno, en estrecha cooperación con otros gestores de redes de hidrógeno y gestores de otras redes con las que estén conectadas las suyas, incluso para facilitar la integración del sistema energético.
- (97) En interés del buen funcionamiento del mercado interior, conviene disponer de normas armonizadas a escala de la Unión. Una vez publicada la referencia a una norma en el *Diario Oficial de la Unión Europea*, su cumplimiento debe aportar una presunción de conformidad con los requisitos correspondientes establecidos en la medida de ejecución adoptada en virtud del presente Reglamento, aunque se deben permitir otros medios de demostrar tal conformidad. Con arreglo al artículo 10 del Reglamento (UE) n.º 1025/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽²⁹⁾, la

⁽²⁷⁾ DO L 123 de 12.5.2016, p. 1.

⁽²⁸⁾ Reglamento (UE) n.º 182/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de febrero de 2011, por el que se establecen las normas y los principios generales relativos a las modalidades de control por parte de los Estados miembros del ejercicio de las competencias de ejecución por la Comisión (DO L 55 de 28.2.2011, p. 13).

⁽²⁹⁾ Reglamento (UE) n.º 1025/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, sobre la normalización europea, por el que se modifican las Directivas 89/686/CEE y 93/15/CEE del Consejo y las Directivas 94/9/CE, 94/25/CE, 95/16/CE, 97/23/CE, 98/34/CE, 2004/22/CE, 2007/23/CE, 2009/23/CE y 2009/105/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se deroga la Decisión 87/95/CEE del Consejo y la Decisión n.º 1673/2006/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 316 de 14.11.2012, p. 12).

Comisión tiene la posibilidad de pedir a las organizaciones europeas de normalización que elaboren especificaciones técnicas, normas europeas y normas armonizadas. Una de las funciones principales de las normas armonizadas debe ser ayudar a los gestores a aplicar las medidas de ejecución adoptadas en virtud del presente Reglamento y a la Directiva (UE) 2024/1788.

- (98) El actual marco de normalización de la Unión, que se basa en el Reglamento (UE) n.º 1025/2012, representa el marco predeterminado para elaborar normas que confieran presunción de conformidad con los requisitos pertinentes del presente Reglamento o las establecidas en actos delegados o de ejecución específicos adoptados en virtud del presente Reglamento. Las normas europeas deben estar orientadas al mercado y deben tener en cuenta el interés público, así como los objetivos estratégicos, que están enunciados claramente en la solicitud de la Comisión a una o varias organizaciones europeas de normalización para que elaboren normas armonizadas dentro de un plazo determinado y por consenso. No obstante, a falta de referencias pertinentes para las normas armonizadas, o si el proceso de normalización está bloqueado o se producen retrasos en el establecimiento de normas armonizadas adecuadas, la Comisión debe poder establecer, mediante actos delegados o de ejecución, especificaciones comunes a efectos de los requisitos del presente Reglamento, siempre que al hacerlo respete debidamente el papel y las funciones de las organizaciones de normalización europeas. Esa opción debe entenderse como una solución auxiliar excepcional para facilitar a los gestores la aplicación de las medidas pertinentes con arreglo a actos delegados o de ejecución adoptados en virtud del presente Reglamento y la Directiva (UE) 2024/1788. Si un retraso en el establecimiento de normas armonizadas se debe a la complejidad técnica de la norma de que se trate, la Comisión debe tenerlo en cuenta antes de considerar el establecimiento de especificaciones comunes.
- (99) Para tener plenamente presentes los requisitos de calidad de los usuarios finales del hidrógeno, las especificaciones técnicas y las normas sobre la calidad del hidrógeno en la red de hidrógeno deben tener en cuenta las normas ya vigentes que establecen esos requisitos de los usuarios finales (por ejemplo, la norma EN 17124).
- (100) Los gestores de redes de transporte de hidrógeno deben generar una capacidad transfronteriza para la conducción de hidrógeno suficiente para aceptar toda demanda económicamente razonable y técnicamente viable de esa capacidad, permitiendo así la integración del mercado.
- (101) En vista del potencial del hidrógeno como portador energético y de la posibilidad de que los Estados miembros comercien hidrógeno con terceros países, es necesario aclarar que las obligaciones de notificación de conformidad con la Decisión (UE) 2017/684 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽³⁰⁾ respecto de los acuerdos intergubernamentales en el ámbito de la energía relativos al gas natural se aplican también a los acuerdos intergubernamentales relativos al hidrógeno, incluidos los componentes del hidrógeno como el amoníaco y portadores de hidrógeno orgánico líquido. Por tanto, debe modificarse en consecuencia la citada Decisión.
- (102) Debe promoverse decididamente la inversión en grandes infraestructuras nuevas, al tiempo que se garantiza el adecuado funcionamiento de los mercados interiores del gas natural y el hidrógeno. A fin de potenciar los efectos positivos de los proyectos de infraestructura exentos sobre la competencia y la seguridad del suministro, se debe comprobar el interés del mercado durante la fase de planificación del proyecto y aplicar las normas sobre gestión de la congestión. Cuando una infraestructura esté ubicada en el territorio de más de un Estado miembro la ACER debe tramitar en última instancia la solicitud de exención para tener mejor en cuenta las implicaciones transfronterizas de la exención y facilitar su tratamiento administrativo. Además, dado el perfil de riesgo excepcional que llevan aparejados los proyectos de construcción de grandes infraestructuras exentas, debe permitirse la concesión temporal de excepciones totales o parciales a las empresas con intereses de suministro y producción en relación con las normas sobre separación para los proyectos afectados. Esas excepciones temporales deben aplicarse, en particular, por razones de seguridad del suministro, a los gasoductos de nueva construcción en la Unión para el transporte a esta de gas natural de terceros países. Las exenciones y excepciones concedidas en virtud de las Directivas 2003/55/CE⁽³¹⁾ y 2009/73/CE⁽³²⁾ del Parlamento Europeo y del Consejo deben seguir aplicándose durante el período para el que hayan sido concedidas en virtud de la exención o excepción en cuestión.
- (103) La escalada de la agresión militar rusa contra Ucrania desde febrero de 2022 ha dado lugar a una disminución del suministro de gas natural desde ese país, y los recursos procedentes de las ventas de gas natural se han utilizado para financiar la guerra de Rusia en la frontera de la Unión. En particular, han cesado los flujos de gas natural de gasoducto procedentes de Rusia a través de Bielorrusia y del gasoducto Nord Stream 1, y el suministro de gas a través de Ucrania no ha dejado de disminuir, comprometiendo seriamente la seguridad del suministro de energía en la Unión en su conjunto. Esa instrumentalización como arma de las reducciones del suministro de gas natural y la

⁽³⁰⁾ Decisión (UE) 2017/684 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2017, por la que se establece un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales y los instrumentos no vinculantes entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía y por la que se deroga la Decisión n.º 994/2012/UE (DO L 99 de 12.4.2017, p. 1).

⁽³¹⁾ 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 y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE (DO L 176 de 15.7.2003, p. 57).

⁽³²⁾ 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 (DO L 211 de 14.8.2009, p. 94).

manipulación de los mercados mediante interrupciones intencionadas de los flujos de gas natural han puesto al descubierto la vulnerabilidad y la dependencia de la Unión y sus Estados miembros, que a todas luces pueden repercutir de manera directa y grave en sus intereses esenciales en materia de seguridad internacional. La experiencia pasada demuestra asimismo que el gas natural puede utilizarse para instrumentalizar como arma los mercados de la energía y manipularlos, por ejemplo acaparando capacidades de infraestructuras de gas natural, en detrimento de los intereses esenciales de la Unión en materia de seguridad internacional. A fin de atenuar la repercusión de tales acontecimientos, tanto en el contexto actual como en el futuro, los Estados miembros, de manera excepcional, deben poder adoptar medidas proporcionadas para limitar temporalmente *ex ante* la solicitud de capacidad por parte de un usuario individual de la red en los puntos de entrada y en las terminales de GNL para entregas desde la Federación de Rusia y Bielorrusia, cuando sea necesario para proteger sus intereses esenciales en materia de seguridad, así como los de la Unión, tomando en consideración la necesidad de garantizar la seguridad del suministro en la Unión. Estas medidas temporales deben poder renovarse cuando esté justificado. Esta posibilidad debe aplicarse únicamente con respecto a la Federación de Rusia y Bielorrusia, con vistas a que los Estados miembros puedan responder con medidas adecuadas a cualquier amenaza a sus intereses esenciales y a los de la Unión en materia de seguridad que se derive de la situación, en particular eliminando progresivamente su dependencia de los combustibles fósiles rusos, entre otras vías, actuando pronto en consonancia con los objetivos de REPowerEU. Tales limitaciones no deben ser contrarias a las obligaciones internacionales de la Unión o de sus Estados miembros y deben ajustarse a lo dispuesto en el artículo XXI del Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio. Antes de aplicar tales limitaciones, los Estados miembros deben consultar a la Comisión y, en la medida en que pudieran verse afectados por la limitación, a otros Estados miembros, a las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía, a las Partes contratantes del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo y al Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, y tener en cuenta la situación en dichos Estados miembros y terceros países, en particular en lo relativo a la seguridad del suministro. Los Estados miembros deben tener debidamente en cuenta los posibles efectos de su medida en otros Estados miembros y, en particular, respetar el principio de solidaridad energética, también con vistas a garantizar la seguridad de suministro, al evaluar la idoneidad y el alcance de cualquier limitación prevista.

- (104) El sector europeo de la energía está experimentando un cambio significativo hacia una economía descarbonizada altamente eficiente basada en fuentes de energía renovables, al tiempo que garantiza la seguridad del suministro y la competitividad. Aunque la ciberseguridad del subsector de la electricidad ya está mejorando con un código de red sobre el flujo de electricidad transfronterizo, se necesitan normas obligatorias específicas para el subsector del gas natural con objeto de garantizar la seguridad del sistema energético de la Unión.
- (105) Como reacción a los aumentos significativos y a escala de la Unión del precio de la energía observados en otoño de 2021, y a sus repercusiones negativas, la Comunicación de la Comisión de 13 de octubre de 2021 titulada «Un conjunto de medidas de actuación y apoyo para hacer frente al aumento de los precios de la energía» destacó la importancia de un mercado interior de la energía eficiente y que funcione adecuadamente, y de una mejor coordinación de la seguridad del suministro a través de las fronteras para la resiliencia frente a perturbaciones futuras. Los días 20 y 21 de octubre de 2021, el Consejo Europeo adoptó conclusiones en las que invitaba a la Comisión a considerar con urgencia medidas que aumentaran la resiliencia del sistema energético de la Unión y del mercado interno de la energía, entre ellas medidas para mejorar la seguridad del suministro. En respuesta a la invasión de Ucrania por parte de Rusia, el 8 de marzo de 2022 la Comisión presentó el Plan REPowerEU con el fin de eliminar gradualmente la dependencia de la Unión respecto de los combustibles fósiles rusos y de acelerar la transición hacia una energía limpia. Para contribuir a una respuesta coherente y oportuna a esa crisis y a posibles crisis futuras a escala de la Unión, deben introducirse en el presente Reglamento y en el Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽³³⁾ normas específicas destinadas a mejorar la cooperación y la resiliencia, en particular relativas a normas de solidaridad. Procede, por tanto, modificar el Reglamento (UE) 2017/1938 en consecuencia.
- (106) Como quedó demostrado en las simulaciones a escala de la Unión de 2017, 2021 y 2022, las medidas regionales de cooperación y solidaridad son esenciales para garantizar la resiliencia de la Unión en caso de deterioro grave de la situación del suministro. Las medidas de solidaridad aplicables en caso de emergencia deben garantizar el suministro de clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, como los hogares a través de las fronteras. Los Estados miembros deben adoptar las medidas necesarias para la aplicación de las disposiciones relativas al mecanismo de solidaridad, y en particular mediante la aprobación por los Estados miembros implicados de acuerdos técnicos, jurídicos y financieros. Los Estados miembros deben describir los detalles de dichos acuerdos en sus planes de emergencia. En el caso de Estados miembros que no hayan aprobado los acuerdos bilaterales necesarios, deben aplicarse las normas por defecto del presente Reglamento, a fin de garantizar esa solidaridad efectiva.
- (107) Por consiguiente, esas medidas de solidaridad pueden generar la obligación de que un Estado miembro abone una compensación a los afectados por sus medidas. Para garantizar que la compensación abonada por el Estado miembro que solicita la solidaridad al Estado miembro que la proporciona es justa y razonable, las autoridades reguladora y la ACER deben tener, en calidad de autoridades independientes, poderes para auditar el importe de la compensación

⁽³³⁾ Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) n.º 994/2010 (DO L 280 de 28.10.2017, p. 1).

solicitada y abonada y, en caso necesario, para solicitar una rectificación, en particular teniendo en cuenta el nivel de los costes indirectos que se hayan producido debido a la prestación de solidaridad sobre la base de medidas no basadas en el mercado. La cooperación recientemente establecida entre Estados miembros conectados indirectamente que hacen uso de medidas basadas en el mercado en virtud del presente Reglamento también contribuye a reducir costes potencialmente sustanciales que podrían surgir si se hace uso de medidas más costosas no basadas en el mercado.

- (108) La aportación de contribuciones voluntarias de gas natural haciendo uso de medidas basadas en el mercado a Estados miembros conectados indirectamente debe introducirse en el Reglamento (UE) 2017/1938, en particular para evitar que Estados miembros conectados directamente tengan que hacer uso de medidas no basadas en el mercado cuando otro Estado miembro no conectado directamente pueda proporcionar volúmenes de gas natural a efectos de solidaridad haciendo uso de medidas basadas en el mercado. El carácter voluntario de las medidas basadas en el mercado y la contribución de gas natural resultante se entienden sin perjuicio de las obligaciones de los Estados miembros de evaluar e indicar oportunamente si con medidas basadas en el mercado puede suministrarse el gas natural solicitado y de qué manera. Tal mecanismo tiene por objeto reducir el coste indirecto y global de la solidaridad, evitando el recurso a medidas más costosas no basadas en el mercado. La solidaridad entre Estados miembros conectados indirectamente reparte la carga entre más Estados miembros y facilita el acceso de los Estados miembros sin instalaciones de GNL al suministro mundial de GNL.
- (109) El enfoque basado en el riesgo para evaluar la seguridad del suministro de gas y el establecimiento de medidas preventivas y de mitigación deben contemplar modelos hipotéticos que examinen la repercusión de una disminución de la demanda de gas natural mediante medidas de ahorro de energía o de eficiencia energética, incluidas las simulaciones a escala de la Unión de modelos hipotéticos de suministro de gas natural e interrupción de las infraestructuras en virtud del presente Reglamento. El examen de los modelos hipotéticos de ahorro de energía y eficiencia energética garantiza que la simulación a escala de la Unión, así como las subsiguientes evaluaciones de riesgos y medidas preventivas nacionales y comunes, estén preparadas para el futuro y sean compatibles con el principio de «primero, la eficiencia energética» y los objetivos de neutralidad climática de la Unión establecidos en el Reglamento (UE) 2021/1119, y que contribuyan a eliminar gradualmente la dependencia de la Unión de los combustibles fósiles rusos. El presente Reglamento también permite a los Estados miembros reducir el consumo de gas no esencial de los clientes protegidos para facilitar un mayor ahorro de gas natural, en particular durante las crisis.
- (110) Los riesgos para la seguridad del suministro de gas provocados por la agresión militar rusa contra Ucrania que justificó las modificaciones del Reglamento (UE) 2017/1938 introducidas por el Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽³⁴⁾ persisten hoy en día. Además, deben considerarse riesgos adicionales, como nuevas perturbaciones de infraestructuras críticas, tras los actos de sabotaje contra los gasoductos Nord Stream en septiembre de 2022 y la indisponibilidad del gasoducto Balticconnector en octubre de 2023, y el deterioro del entorno geopolítico y el panorama de amenazas en las regiones suministradoras, por ejemplo con la crisis en Oriente Próximo. Por consiguiente, el informe que la Comisión debe presentar a más tardar el 28 de febrero de 2025 debe ir acompañado, en caso necesario, de una propuesta legislativa para modificar el Reglamento (UE) 2017/1938.
- (111) Determinadas disposiciones del presente Reglamento se basan en las medidas de crisis introducidas por el Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo⁽³⁵⁾ en respuesta a la guerra de agresión rusa contra Ucrania y a la consiguiente crisis de suministro de gas natural. Si bien el Reglamento (UE) 2022/2576 abordó una crisis inmediata y grave del suministro de gas natural, incluido estableciendo excepciones al marco permanente existente, el presente Reglamento tiene por objeto transformar algunas de las medidas de crisis en características permanentes del mercado del gas natural. Ello afecta, en particular, al mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, las medidas para mejorar el uso de las instalaciones de GNL y el almacenamiento de gas natural, así como a medidas de solidaridad adicionales en caso de emergencia en relación con el gas natural. Sin embargo, la implantación de esas características permanentes del mercado del gas natural requiere tiempo, entre otras cosas debido a los procedimientos de licitación necesarios para el mecanismo permanente de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, que no concluirán antes de finales de 2024. Además, se espera que los riesgos relacionados con el suministro de gas natural se prolonguen a lo largo de 2024 en la Unión. Por consiguiente, con el fin de tener suficientemente en cuenta la fase preparatoria relativa a dichas medidas y con vistas a evitar solapamientos con las medidas introducidas por el Reglamento (UE) 2022/2576, las disposiciones pertinentes del presente Reglamento deben aplicarse únicamente a partir del 1 de enero de 2025. Las disposiciones del presente Reglamento relativas al establecimiento y la selección de un proveedor de servicios para realizar tareas en el marco

⁽³⁴⁾ 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 (DO L 173 de 30.6.2022, p. 17).

⁽³⁵⁾ Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo, de 19 de diciembre de 2022, por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos (DO L 335 de 29.12.2022, p. 1).

del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural deben aplicarse a partir de la fecha de entrada en vigor del presente Reglamento, a fin de garantizar que el mecanismo sea operativo a partir de la fecha de expiración del Reglamento (UE) 2022/2576.

- (112) Por consiguiente, deben modificarse en consecuencia el Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽³⁶⁾ y los Reglamentos (UE) 2019/942, y (UE) 2022/869.
- (113) Dado que el objetivo del presente Reglamento, a saber, el establecimiento de normas imparciales sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, instalaciones de almacenamiento y GNL y sobre las medidas relativas al mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural y del mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno, no puede ser alcanzado de manera suficiente por los Estados miembros, sino que, debido a las dimensiones y los efectos de la acción, puede lograrse mejor a escala de la Unión, esta puede adoptar medidas de acuerdo con el principio de subsidiariedad establecido en el artículo 5 del TUE. De conformidad con el principio de proporcionalidad establecido en el mismo artículo, el presente Reglamento no excede de lo necesario para alcanzar dicho objetivo.

HAN ADOPTADO EL PRESENTE REGLAMENTO:

CAPÍTULO I

OBJETO, ÁMBITO DE APLICACIÓN Y DEFINICIONES

Artículo 1

Objeto y ámbito de aplicación

El presente Reglamento:

- a) establece normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a los sistemas de gas natural y sistemas de hidrógeno, teniendo en cuenta las características especiales de los mercados nacionales y regionales, con el fin de garantizar el buen funcionamiento de los mercados interiores del gas natural y el hidrógeno y contribuir a la flexibilidad de la red eléctrica, y
- b) facilita la creación y explotación de unos mercados mayoristas de gas natural e hidrógeno con un buen funcionamiento y transparentes, con un elevado nivel de seguridad en el suministro y establece mecanismos de armonización de las normas de acceso a la red para el comercio transfronterizo de gas natural e hidrógeno.

Los objetivos mencionados en el apartado primero incluirán:

- a) la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red de gas natural o de los métodos para el cálculo de las tarifas, excluyendo el acceso a las instalaciones de almacenamiento de gas natural;
- b) el establecimiento de servicios de acceso de terceros y de principios armonizados de asignación de capacidad y gestión de la congestión;
- c) el establecimiento de requisitos de transparencia y de normas y tarifas de balance, y la necesidad de facilitar las transacciones.

Con excepción de su artículo 34, apartado 5, el presente Reglamento solo se aplicará a las instalaciones de almacenamiento de gas natural y a las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno a que se refieren el artículo 33, apartados 3 o 4, o el artículo 37 de la Directiva (UE) 2024/1788.

Los Estados miembros podrán crear un órgano o entidad, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva (UE) 2024/1788 al objeto de que desempeñe una o varias funciones normalmente atribuidas al gestor de la red de transporte o al gestor de la red de transporte de hidrógeno, que quedará sometido a los requisitos del presente Reglamento. Dicho órgano o entidad estará sometido a certificación de conformidad con el artículo 14 del presente Reglamento y a designación de conformidad con el artículo 71 de la Directiva (UE) 2024/1788.

⁽³⁶⁾ 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 (DO L 326 de 8.12.2011, p. 1).

*Artículo 2***Definiciones**

1. A efectos del presente Reglamento, se aplicarán las definiciones siguientes:
 - 1) «base de activos regulados»: todos los activos de red de un gestor de la red de transporte, un gestor de la red de distribución, un gestor de la red de transporte de hidrógeno y un gestor de la red de distribución de hidrógeno utilizados para la prestación de servicios de red regulados que se tienen en cuenta al calcular los ingresos de los servicios relacionados con la red;
 - 2) «transporte»: el transporte tal como se define en el artículo 2, punto 17, de la Directiva (UE) 2024/1788;
 - 3) «contrato de transporte»: el contrato entre el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno y el usuario de la red para la realización de servicios de transporte de gas natural o hidrógeno;
 - 4) «capacidad»: el flujo máximo, expresado en metros cúbicos normales por unidad de tiempo o en unidad de energía por unidad de tiempo, a que tiene derecho el usuario de la red con arreglo a las cláusulas del contrato de transporte;
 - 5) «capacidad no utilizada»: la capacidad firme que un usuario de la red ha adquirido en virtud de un contrato de transporte, pero que, en el momento de la finalización del plazo establecido en el contrato, dicho usuario no ha nominado;
 - 6) «gestión de la congestión»: la gestión del conjunto de capacidades del gestor de la red de transporte con la finalidad de aprovechar al máximo y de forma óptima la capacidad técnica y de detectar por anticipado los puntos de saturación y congestión futuros;
 - 7) «mercado secundario»: el mercado de la capacidad contratada de forma distinta a como se contrata en el mercado primario;
 - 8) «nominación»: la comunicación previa que efectúa el usuario de la red al gestor de la red de transporte sobre el flujo efectivo que dicho usuario desea inyectar en el sistema o retirar del mismo, antes de dicha inyección o retirada;
 - 9) «renombración»: la comunicación de una nominación modificada, subsiguiente a una nominación;
 - 10) «integridad de la red»: la situación en la que la presión y la calidad del gas natural o del hidrógeno se mantienen dentro de los límites mínimo y máximo, de forma que el transporte de gas natural o de hidrógeno está garantizado desde el punto de vista técnico;
 - 11) «período de balance»: el período en que la retirada de una determinada cantidad de gas natural o hidrógeno, expresada en unidades de energía, ha de ser compensada por cada usuario de la red mediante la inyección de la misma cantidad de gas natural o hidrógeno, de acuerdo con el código de la red;
 - 12) «usuario de la red»: el usuario de la red tal como se define en el artículo 2, punto 60, de la Directiva (UE) 2024/1788;
 - 13) «servicios interrumpibles»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, por el gestor de la red de distribución o por el gestor de la red de hidrógeno en relación con la capacidad interrumpible;
 - 14) «capacidad interrumpible»: la capacidad de transporte de gas natural o hidrógeno que puede ser interrumpida por el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, por el gestor de la red de distribución o por el gestor de la red de hidrógeno con arreglo a las condiciones estipuladas en el contrato de transporte;
 - 15) «servicios a largo plazo»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, por el gestor de la red de distribución o por el gestor de la red de hidrógeno que tienen una duración de un año o más;
 - 16) «servicios a corto plazo»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, por el gestor de la red de distribución o por el gestor de la red de hidrógeno que tienen una duración de menos de un año;
 - 17) «capacidad firme»: la capacidad de transporte y de distribución de gas natural y de hidrógeno garantizada contractualmente como ininterrumpible por el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, por el gestor de la red de distribución o por el gestor de la red de hidrógeno;
 - 18) «servicios firmes»: los servicios ofrecidos por el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, por el gestor de la red de distribución o por el gestor de la red de hidrógeno en relación con la capacidad firme;

- 19) «capacidad técnica»: la máxima capacidad garantizada que puede ser ofrecida a los usuarios de la red, teniendo en cuenta la integridad de la red y los requisitos de funcionamiento del gestor de la red de transporte o, cuando proceda, los del gestor de la red de distribución o los del gestor de la red de hidrógeno;
- 20) «capacidad contratada»: la capacidad que se ha asignado al usuario de la red en virtud de un contrato de transporte;
- 21) «capacidad disponible»: la parte de la capacidad técnica que no se ha asignado y que está disponible en la red en un momento determinado;
- 22) «congestión contractual»: una situación en la que el nivel de la demanda de capacidad firme es superior a la capacidad técnica;
- 23) «mercado primario»: el mercado de la capacidad directamente contratada con el gestor de la red de transporte o, cuando proceda, con el gestor de la red de distribución o con el gestor de la red de transporte de hidrógeno;
- 24) «congestión física»: una situación en la que el nivel de demanda de suministro es superior a la capacidad técnica en un momento determinado;
- 25) «capacidad de una instalación de GNL»: la capacidad, en una terminal de GNL, de licuefacción de gas natural o de importación, descarga, prestación de servicios auxiliares, almacenamiento temporal y regasificación de GNL;
- 26) «espacio»: el volumen de gas natural o de hidrógeno que un usuario de una instalación de almacenamiento tiene derecho a utilizar para el almacenamiento de gas natural y de hidrógeno;
- 27) «capacidad de extracción»: el índice de retirada según el cual el usuario de una instalación de almacenamiento tiene derecho a retirar gas natural o hidrógeno de la instalación de almacenamiento de gas natural o la instalación de almacenamiento de hidrógeno;
- 28) «capacidad de inyección»: el índice de inyección según el cual el usuario de una instalación de almacenamiento tiene derecho a inyectar gas natural o hidrógeno en la instalación de almacenamiento de gas natural o la instalación de almacenamiento de hidrógeno;
- 29) «capacidad de almacenamiento»: cualquier combinación de espacio, capacidad de inyección y capacidad de extracción;
- 30) «sistema de entrada-salida»: un sistema de entrada-salida tal como se define en el artículo 2, punto 57, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 31) «zona de balance»: la zona de balance tal como se define en el artículo 2, punto 58, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 32) «punto de intercambio virtual»: el punto de intercambio virtual tal como se define en el artículo 2, punto 59, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 33) «punto de entrada»: el punto de entrada tal como se define en el artículo 2, punto 61, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 34) «punto de salida»: el punto de salida tal como se define en el artículo 2, punto 62, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 35) «capacidad condicional»: la capacidad firme que conlleva condiciones transparentes y predefinidas, bien para permitir el acceso desde y hacia el punto de intercambio virtual o bien para la asignabilidad limitada;
- 36) «asignabilidad»: la combinación discrecional de una capacidad de entrada con una capacidad de salida, o viceversa;
- 37) «ingresos autorizados»: la suma de los ingresos por servicios de transporte y por servicios no asociados al transporte que se reconocen al gestor de la red de transporte por la prestación de sus servicios durante un plazo concreto en un determinado período regulatorio, que dicho gestor tiene derecho a percibir con arreglo a un régimen sin límite de precio y que se establecen de conformidad con el artículo 78, apartado 7, letra a), de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 38) «ingresos objetivo»: la suma de los ingresos previstos por servicios de transporte calculados de conformidad con los principios que se establecen en el artículo 17, apartado 1, y los ingresos previstos por servicios no asociados al transporte que se reconocen al gestor de la red de transporte por la prestación de sus servicios durante un plazo concreto en un determinado período regulatorio con arreglo a un régimen de límite de precio;
- 39) «infraestructuras nuevas»: las infraestructuras que no se hayan completado a más tardar el 4 de agosto de 2003;
- 40) «gas natural»: el gas natural tal como se define en el artículo 2, punto 1, de la Directiva (UE) 2024/1788;

- 41) «gas renovable»: el gas renovable tal como se define en el artículo 2, punto 2, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 42) «sistema de gas natural»: el sistema de gas natural tal como se define en el artículo 2, punto 3, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 43) «sistema de hidrógeno»: el sistema de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 4, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 44) «instalación de almacenamiento de hidrógeno»: la instalación de almacenamiento de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 5, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 45) «gestor de almacenamiento de hidrógeno»: el gestor de almacenamiento de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 6, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 46) «interconector de hidrógeno»: el interconector de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 8, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 47) «gestor de terminal de hidrógeno»: el gestor de terminal de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 9, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 48) «calidad del hidrógeno»: la calidad del hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 10, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 49) «hidrógeno hipocarbónico»: el hidrógeno hipocarbónico tal como se define en el artículo 2, punto 11, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 50) «gas hipocarbónico»: el gas hipocarbónico tal como se define en el artículo 2, punto 12, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 51) «gestor de la red de transporte»: el gestor de red de transporte tal como se define en el artículo 2, punto 18, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 52) «red previa de gasoductos»: la red previa de gasoductos tal como se define en el artículo 2, punto 16, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 53) «distribución»: la distribución tal como se define en el artículo 2, punto 19, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 54) «gestor de la red de distribución»: el gestor de la red de distribución tal como se define en el artículo 2, punto 20, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 55) «red de hidrógeno»: red de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 21, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 56) «conducción de hidrógeno»: conducción de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 22, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 57) «red de transporte de hidrógeno»: red de transporte de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 23, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 58) «red de distribución de hidrógeno»: red de distribución de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 24, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 59) «gestor de la red de hidrógeno»: gestor de la red de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 25, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 60) «gestor de la red de transporte de hidrógeno»: gestor de la red de transporte de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 26, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 61) «gestor de la red de distribución de hidrógeno»: gestor de la red de distribución de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 27, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 62) «suministro»: suministro tal como se define en el artículo 2, punto 28, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 63) «instalación de almacenamiento de gas natural»: instalación de almacenamiento de gas natural tal como se define en el artículo 2, punto 31, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 64) «gestor de almacenamiento de gas natural»: gestor de almacenamiento de gas natural tal como se define en el artículo 2, punto 32, de la Directiva (UE) 2024/1788;

- 65) «instalación de GNL»: instalación de GNL tal como se define en el artículo 2, punto 33, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 66) «gestor de la red de GNL»: gestor de la red de GNL tal como se define en el artículo 2, punto 34, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 67) «red»: red tal como se define en el artículo 2, punto 35, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 68) «servicios auxiliares»: servicios auxiliares tal como se definen en el artículo 2, punto 36, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 69) «interconector»: interconector tal como se define en el artículo 2, punto 39, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 70) «interconector de hidrógeno»: interconector de hidrógeno tal como se define en el artículo 2, punto 40, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 71) «usuario del sistema»: usuario del sistema tal como se define en el artículo 2, punto 46, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 72) «cliente»: cliente tal como se define en el artículo 2, punto 47, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 73) «cliente final»: cliente final tal como se define en el artículo 2, punto 50, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 74) «cliente mayorista»: cliente mayorista tal como se define en el artículo 2, punto 51, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 75) «control»: control tal como se define en el artículo 2, punto 55, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 76) «contrato a largo plazo»: contrato a largo plazo tal como se define en el artículo 2, punto 56, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 77) «punto de interconexión»: punto de interconexión tal como se define en el artículo 2, punto 63, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 78) «punto de interconexión virtual»: punto de interconexión virtual tal como se define en el artículo 2, punto 64, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 79) «participante en el mercado»: participante en el mercado tal como se define en el artículo 2, punto 65, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 80) «interoperabilidad»: interoperabilidad tal como se define en el artículo 2, punto 71, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- 81) «primero, la eficiencia energética»: principio de «primero, la eficiencia energética» tal como se define en el artículo 2, punto 18, del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽³⁷⁾;
- 82) «adaptación»: adaptación tal como se define en el artículo 2, punto 18, del Reglamento (UE) 2022/869;
- 83) «empresa integrada verticalmente»: empresa integrada verticalmente tal como se define en el artículo 2, punto 43, de la Directiva (UE) 2024/1788.

2. Las definiciones del apartado 1, puntos 4 a 24, en relación con el transporte se aplicarán por analogía a las instalaciones de almacenamiento y de GNL.

⁽³⁷⁾ 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, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 663/2009 y (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) n.º 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 328 de 21.12.2018, p. 1).

CAPÍTULO II

NORMAS GENERALES APLICABLES A LAS REDES DE GAS NATURAL Y LOS SISTEMAS DE HIDRÓGENO

Sección 1

Normas generales de organización de los mercados y acceso a la infraestructura

Artículo 3

Principios generales

Los Estados miembros, las autoridades reguladoras designadas en virtud del artículo 76 de Directiva (UE) 2024/1788 (en lo sucesivo, «autoridades reguladoras») los gestores de las redes de gas natural, los gestores de sistemas de hidrógeno y los operadores delegados, como los directores de zonas de mercado o los operadores de plataformas de reserva, velarán por que los mercados del gas natural y del hidrógeno operen con arreglo a los principios siguientes:

- a) los precios del gas natural y del hidrógeno se fijarán según la oferta y la demanda;
- b) los gestores de las redes de transporte y los gestores de las redes de distribución, los gestores de las redes de transporte de hidrógeno y los gestores de las redes de distribución de hidrógeno colaborarán entre ellos para proporcionar a los usuarios de las redes libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente; el gas natural y, a partir de 2033, el hidrógeno se transportarán mediante el sistema de entrada-salida en lugar de por itinerarios contractuales;
- c) las tarifas cobradas en los puntos de entrada y salida del sistema de gas natural y del sistema de hidrógeno se estructurarán de forma que contribuyan a la integración del mercado, mejoren la seguridad del suministro y promuevan la interconexión entre redes de gas natural y entre redes de hidrógeno;
- d) las empresas activas en un mismo sistema de entrada-salida intercambiarán gas natural y, a partir de 2033, hidrógeno, en el punto de intercambio virtual; los productores de gas renovable y gas hipocarbónico tendrán igualdad de acceso al punto de intercambio virtual, independientemente de si están conectados a la red de distribución o a la red de transporte; el gas natural y, a partir de 2033, el hidrógeno podrán intercambiarse físicamente en los puntos de entrada o de salida de terceros países;
- e) los usuarios de la red serán responsables de equilibrar sus carteras de balance a fin de reducir al mínimo la necesidad de que los gestores de redes de transporte y los gestores de las redes de transporte de hidrógeno realicen acciones de balance;
- f) las acciones de balance se efectuarán sobre la base de productos normalizados de conformidad con el código de red sobre el balance establecido en virtud del presente Reglamento y se ejecutarán en plataformas de comercio o a través de servicios de balance de conformidad con ese código de red;
- g) las normas de mercado evitarán acciones que impidan la fijación de precios según la oferta y la demanda de gas natural e hidrógeno;
- h) las normas de mercado garantizarán un enfoque centrado en el consumidor y eficiente en el uso de la energía respecto de los mercados de gas natural e hidrógeno;
- i) las normas de mercado fomentarán la aparición y el funcionamiento del comercio líquido de gas natural e hidrógeno, favoreciendo la fijación y la transparencia de los precios;
- j) las normas de mercado permitirán la descarbonización de las redes de gas natural y los sistemas de hidrógeno, entre otras cosas posibilitando que el gas natural y el hidrógeno procedentes de fuentes de energía renovables se integren en los mercados de gas natural e hidrógeno, ofreciendo incentivos para el ahorro energético y la eficiencia energética, la reducción de la demanda, la flexibilidad de la demanda y la integración del sistema energético y facilitando la consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía;
- k) las normas de mercado aportarán incentivos a la inversión apropiados, en particular para inversiones a largo plazo en una sistema de gas natural y en un sistema de hidrógeno descarbonizado y sostenible, para el almacenamiento de energía, la eficiencia energética, la reducción de la demanda y la respuesta a la demanda a fin de satisfacer las necesidades del mercado y las necesidades de la integración de las redes, y facilitarán la competencia justa y la seguridad del suministro, aplicando al mismo tiempo el principio de «primero, la eficiencia energética» a la hora de evitar los incentivos a la inversión que dan lugar a activos obsoletos;

- l) las normas sobre planificación de la red se centrarán, cuando proceda, en el uso del hidrógeno para sectores difíciles de descarbonizar, teniendo en cuenta el potencial de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, fomentarán medidas para reducir la demanda de gas fósil y contribuirán al uso prudente y racional de los recursos naturales y a la consecución de los objetivos climáticos y energéticos de la Unión;
- m) se eliminarán los obstáculos a los flujos transfronterizos de gas natural e hidrógeno, si existieran, entre los sistemas de entrada-salida;
- n) las normas de mercado facilitarán la cooperación y la integración regionales.

Artículo 4

Fomento del gas renovable y del gas hipocarbónico en las regiones intensivas en carbón y emisiones de carbono

La Comisión apoyará y fomentará la penetración del gas renovable y del gas hipocarbónico, en particular el hidrógeno y el biometano, en el sistema energético de la Unión, en particular en las regiones intensivas en carbón y emisiones de carbono, con el objetivo de aumentar la cuota de gas renovable, en particular en los procesos industriales, la calefacción urbana y el almacenamiento de energía, acelerando así la eliminación gradual de los combustibles fósiles sólidos en los sectores industrial y de calefacción urbana. La Comisión también apoyará la conversión de combustibles fósiles en hidrógeno y biometano renovables e hipocarbónicos, así como la creación de una plantilla de trabajadores preparados para el hidrógeno.

Artículo 5

Separación de bases de activos regulados

1. Cuando un gestor de redes de transporte, un gestor de redes de distribución o un gestor de redes de hidrógeno proporcione servicios regulados de gas natural, hidrógeno o electricidad, cumplirá los requisitos de separación de cuentas establecidos en el artículo 75 de la Directiva (UE) 2024/1788 y en el artículo 56 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽³⁸⁾, y tendrá una base de activos regulados independiente para los activos de gas natural, hidrógeno o electricidad. Dicha base de activos regulados independiente garantizará las medidas siguientes:

- a) los ingresos en concepto de servicios obtenidos por la prestación de servicios regulados específicos se podrán utilizar solamente para recuperar el capital y los gastos operacionales relacionados con los activos incluidos en la base de activos regulados para los cuales se presten los servicios regulados;
- b) cuando se transfieran activos a una base de activos regulados distinta, se establecerá el valor de dichos activos y este se someterá a auditoría, será aprobado por la autoridad reguladora e impedirá que se produzcan subvenciones cruzadas.

2. Un Estado miembro no permitirá transferencias financieras entre servicios regulados que estén separados en el sentido del apartado 1.

3. Los Estados miembros podrán permitir a los gestores de redes de hidrógeno que distribuyan la recuperación a través de las tarifas de acceso a la red de los costes de la red de hidrógeno a lo largo del tiempo, a fin de garantizar que los futuros usuarios contribuyan debidamente a los costes iniciales de desarrollo de la red de hidrógeno. Esa asignación intertemporal de costes, y su metodología subyacente, deberán obtener la aprobación de la autoridad reguladora. Los Estados miembros podrán adoptar medidas, como una garantía del Estado, para cubrir el riesgo financiero de los gestores de redes de hidrógeno asociado al déficit inicial de recuperación de costes derivado de la aplicación de la asignación intertemporal de costes, siempre que dichas medidas cumplan lo dispuesto en el artículo 107 del TFUE.

4. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 2, un Estado miembro podrá autorizar transferencias financieras entre servicios regulados que sean independientes en el sentido del apartado 1, siempre que la autoridad reguladora haya determinado que la financiación de las redes mediante tarifas de acceso a la red pagadas únicamente por sus usuarios no es viable. La autoridad reguladora tendrá en cuenta en su evaluación, entre otras cosas, el valor de las transferencias financieras previstas, las subvenciones cruzadas resultantes entre los usuarios de las redes respectivas y la rentabilidad de dichas transferencias financieras.

Se aplicarán las siguientes condiciones a las transferencias financieras en el sentido del presente apartado:

⁽³⁸⁾ Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (DO L 158 de 14.6.2019, p. 125).

- a) todos los ingresos necesarios para la transferencia financiera se recaudan en forma de cargo específico;
- b) el cargo específico solamente se cobra en los puntos de salida a los clientes finales ubicados en el mismo Estado miembro que el beneficiario de la transferencia financiera;
- c) el cargo específico y la transferencia financiera, o las metodologías subyacentes para calcularlos, son aprobados antes de su entrada en vigor por la autoridad reguladora;
- d) el cargo específico, la transferencia financiera y las metodologías, en caso de que se hayan aprobado metodologías, se hacen públicos a más tardar 30 días antes de su fecha de aplicación;
- e) el Estado miembro ha notificado a la Comisión y a la ACER que ha permitido transferencias financieras.

5. La autoridad reguladora podrá aprobar las transferencias financieras y los cánones específicos contemplados en el apartado 4 si se cumplen las condiciones siguientes:

- a) se cobran tarifas de acceso a la red a los usuarios de la base de activos regulados beneficiaria de una transferencia financiera;
- b) la suma de las transferencias financieras y los ingresos en concepto de servicios cobrados mediante tarifas de acceso a la red no es superior a los ingresos autorizados u objetivo;
- c) las transferencias financieras se aprueban para un período limitado y ese período no es superior a un tercio del período de depreciación pendiente de la infraestructura en cuestión.

6. A más tardar el 5 de agosto de 2025, la ACER formulará recomendaciones dirigidas a los gestores de redes de transporte, a los gestores de redes de distribución, a los gestores de redes de hidrógeno y a las autoridades reguladoras sobre las metodologías para establecer la asignación intertemporal de los costes.

La ACER actualizará las recomendaciones a que se hace referencia en el párrafo primero como mínimo cada dos años.

La ACER podrá formular recomendaciones dirigidas a los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución, los gestores de redes de hidrógeno y a las autoridades reguladoras sobre las metodologías para:

- a) la determinación del valor de los activos que se transfieren a otra base de activos regulados y el destino de cualquier beneficio y pérdida que pueda producirse en consecuencia;
- b) el cálculo de la cuantía y la duración máxima de la transferencia financiera y el cargo específico;
- c) los criterios para asignar las aportaciones al cargo específico entre los clientes finales conectados a la base de activos regulados.

Artículo 6

Servicios de acceso de terceros en relación con los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte:

- a) ofrecerán capacidad y servicios de forma no discriminatoria a todos los usuarios de la red;
- b) ofrecerán capacidad firme e interrumpible; el precio de la capacidad interrumpible reflejará la probabilidad de interrupción;
- c) ofrecerán a los usuarios de la red capacidad a largo y a corto plazo.

Por lo que respecta al párrafo primero, letra a), cuando un gestor de la red de transporte ofrezca un mismo servicio a distintos clientes, lo hará en condiciones contractuales equivalentes, ya sea a través de contratos de transporte armonizados o mediante un código de red común aprobado por la autoridad reguladora de conformidad con el procedimiento establecido en el artículo 78 o 79 de la Directiva (UE) 2024/1788.

2. A más tardar el 5 de agosto de 2025, la Comisión:

- a) llevará a cabo una evaluación de la repercusión en el sistema de gas natural de un régimen tarifario en virtud del cual no se cobrarán tarifas de acceso a las redes de transporte en los puntos de interconexión entre Estados miembros o en los puntos de interconexión con terceros países cuyas redes conecten dos o más Estados miembros, y
- b) presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo.

Dicho informe podrá acompañarse, si procede, de propuestas legislativas para abordar los obstáculos detectados en la evaluación.

3. Los contratos de transporte firmados sin fecha de comienzo fija, o de duración inferior al contrato de transporte normalizado de duración anual, no podrán dar lugar a tarifas arbitrariamente superiores o inferiores que no correspondan con el valor de mercado del servicio, de conformidad con los principios establecidos en el artículo 17, apartado 1.

4. Si dos o más puntos de interconexión conectan los dos mismos sistemas de entrada-salida adyacentes, los gestores de redes de transporte adyacentes pertinentes ofrecerán las capacidades disponibles en los puntos de interconexión en un punto de interconexión virtual. Toda capacidad contratada en los puntos de interconexión, independientemente de la fecha de celebración del contrato, se transferirá al punto de interconexión virtual.

Se establecerá un punto de interconexión virtual siempre que se cumplan las condiciones siguientes:

- a) la capacidad técnica total en los puntos de interconexión virtuales es igual o superior a la suma de las capacidades técnicas en cada uno de los puntos de interconexión que contribuyan a los puntos de interconexión virtuales;
- b) los puntos de interconexión virtual facilitarán el uso económico y eficiente de la red, incluyendo las normas establecidas en los artículos 10 y 11 del presente Reglamento.

5. Cuando proceda, los servicios de acceso de terceros podrán condicionarse a que los usuarios de la red ofrezcan garantías de solvencia adecuadas. Tales garantías no constituirán barreras de entrada al mercado injustificadas y serán no discriminatorias, transparentes y proporcionadas.

6. Si lo necesitan para desempeñar sus funciones, incluido el transporte transfronterizo, los gestores de red de transporte podrán acceder a la red de otros gestores de red de transporte.

7. Los apartados 1 a 6 se entenderán sin perjuicio de la posibilidad de que los Estados miembros adopten medidas proporcionadas para restringir temporalmente el suministro de gas natural de la Federación de Rusia y Bielorrusia, por un período fijo, que podrá renovarse si está justificado, limitando *ex ante* la solicitud de capacidad por parte de cualquier usuario individual de la red en los puntos de entrada desde la Federación de Rusia o Bielorrusia, cuando sea necesario para proteger sus intereses esenciales en materia de seguridad, así como los de la Unión, y a condición de que tales medidas:

- a) no perturben indebidamente el buen funcionamiento del mercado interior del gas natural ni los flujos transfronterizos de gas natural entre los Estados miembros, ni socaven la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro;
- b) respeten el principio de solidaridad energética;
- c) se adopten de conformidad con los derechos y obligaciones de la Unión y de los Estados miembros con respecto a terceros países.

Teniendo en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad del suministro de la Unión, las medidas adoptadas por los Estados miembros en virtud del párrafo primero podrán tener por objeto diversificar el suministro de gas natural con vistas a eliminar gradualmente la dependencia del gas natural ruso, cuando pueda demostrarse que dichas medidas son necesarias para proteger sus intereses esenciales de seguridad y los de la Unión.

Antes de tomar una decisión sobre una medida a que se refiere el párrafo primero, el Estado miembro de que se trate consultará a la Comisión y, en la medida en que pudieran verse afectados por la medida en cuestión, a otros Estados miembros, a las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía, a terceros países que sean Partes contratantes del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo y al Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte. Los Estados miembros en cuestión tendrán en cuenta en la mayor medida posible la situación en dichos Estados miembros y terceros países, así como cualquier preocupación planteada al respecto por dichos Estados miembros, terceros países o la Comisión.

*Artículo 7***Servicios de acceso de terceros en relación con los gestores de redes de hidrógeno**

1. Los gestores de redes de hidrógeno ofrecerán sus servicios de forma no discriminatoria a todos los usuarios de la red, esto es, con arreglo a condiciones contractuales equivalentes para el mismo servicio. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán en su página web las condiciones contractuales y las tarifas cobradas en concepto de acceso a la red y, en su caso, las tarifas de balance.
2. Se pondrá a disposición de los participantes en el mercado la máxima capacidad que pueda ofrecer la red de hidrógeno, teniendo en cuenta la integridad y la explotación eficiente y segura de la red.
3. La duración máxima de los contratos de capacidad será de veinte años para infraestructuras completadas antes del 1 de enero de 2028 y de quince años para infraestructuras completadas en dicha fecha o después de ella. Las autoridades reguladoras tendrán el derecho de imponer una duración máxima más breve si es necesario para garantizar el funcionamiento del mercado del hidrógeno, para salvaguardar la competencia y para garantizar la integración transfronteriza futura. Cuando se adopte una decisión sobre la imposición de una duración máxima más breve, las autoridades reguladoras tendrán en cuenta, entre otras cosas, el compromiso por parte de los usuarios de redes de garantizar la financiación de las redes, las consecuencias negativas para la planificación y las posibilidades de refinanciación.
4. Los gestores de redes de transporte de hidrógeno pondrán en marcha y publicarán procedimientos no discriminatorios y transparentes de gestión de la congestión, que también facilitarán los intercambios transfronterizos de hidrógeno de manera no discriminatoria.
5. Los gestores de redes de hidrógeno evaluarán periódicamente la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones, teniendo en cuenta la seguridad del suministro y la eficiencia de los usos finales del hidrógeno.
6. A partir del 1 de enero de 2033, las redes de hidrógeno estarán organizadas como sistemas de entrada-salida.
7. Los Estados miembros podrán decidir no aplicar el apartado 6 del presente artículo a las redes de hidrógeno que se beneficien de una excepción en virtud del artículo 52 de la Directiva (UE) 2024/1788 y que no estén conectadas a otra red de hidrógeno.
8. A partir del 1 de enero de 2033, o cuando un Estado miembro decida aplicar el acceso regulado de terceros a las redes de hidrógeno de conformidad con el artículo 35 de la Directiva (UE) 2024/1788 antes del 1 de enero de 2033, el artículo 17 del presente Reglamento se aplicará también a las tarifas para el acceso a las redes de hidrógeno y las obligaciones para los gestores de redes de transporte establecidas en el artículo 17, apartado 1, 2, 4 y 5, del presente Reglamento se aplicarán a los gestores de redes de hidrógeno. Los artículos 18 y 19 del presente Reglamento no se aplicarán a las redes de hidrógeno. Dichos artículos se aplicarán únicamente a las redes de gas natural.

Las autoridades reguladoras consultarán a las autoridades reguladoras de los Estados miembros conectados directamente y a las partes interesadas pertinentes antes de tomar una decisión sobre la metodología para establecer tarifas de acceso a la red de hidrógeno para los puntos de entrada y salida en los puntos de interconexión transfronterizos entre los Estados miembros directamente conectados, incluidos los puntos de interconexión virtuales. Las autoridades reguladoras también presentarán la metodología de tarifas prevista a la ACER. Como excepción a lo dispuesto en el artículo 17, las autoridades reguladoras podrán decidir no cobrar tarifas de acceso a la red de hidrógeno o, cuando la capacidad se asigne a través de subastas, fijar en cero los precios de reserva.

Al decidir sobre la metodología para fijar las tarifas de acceso a la red de hidrógeno en un punto de interconexión entre Estados miembros, las autoridades reguladoras interesadas aplicarán los principios tarifarios mencionados en el artículo 17, apartados 1, 2, 4 y 5, y tendrán en cuenta el resultado de las consultas a que se refiere el párrafo segundo del presente apartado, en particular las consultas de las autoridades reguladoras de los Estados miembros directamente conectados, y la repercusión de las tarifas de acceso a la red elegidas en el comercio transfronterizo y el funcionamiento del mercado en los Estados miembros directamente conectados.

Las autoridades reguladoras de los Estados miembros conectados directamente podrán solicitar a la ACER que emita un dictamen basado en hechos sobre la metodología para fijar las tarifas de acceso a la red de hidrógeno o los precios de reserva para los puntos de entrada y salida en los puntos de interconexión transfronterizos entre dichos Estados miembros, de conformidad con el artículo 6, apartado 5, del Reglamento (UE) 2019/942. La ACER informará a la Comisión en consecuencia, cuando proceda, de conformidad con el artículo 6, apartado 6, del Reglamento (UE) 2019/942. Al emitir un dictamen basado en hechos, la ACER llevará a cabo su evaluación teniendo debidamente en cuenta los principios para las tarifas a que se refiere el artículo 17, apartados 1 y 2, del presente Reglamento.

Otros detalles necesarios para la aplicación del presente apartado, en particular el procedimiento para consultas transfronterizas o para solicitar un dictamen de la ACER, se fijarán en un código de red establecido en virtud del artículo 72, apartado 1.

9. A partir del 1 de enero de 2033, los gestores de redes de transporte de hidrógeno cumplirán los requisitos aplicables a los gestores de redes de transporte de conformidad con los artículos 5, 10 y 13 cuando ofrezcan sus servicios, y publicarán las tarifas para cada punto de red en una plataforma en línea gestionada por la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH). En espera de que se adopte un código de red sobre la asignación de capacidad para las redes de transporte de hidrógeno en virtud del artículo 72, apartado 1, letra d), y de que entre en vigor, se podrán publicar esas tarifas mediante vínculos a las tarifas publicadas en los sitios web de los operadores de redes de transporte de hidrógeno.

Artículo 8

Servicios de acceso de terceros en relación con las instalaciones de almacenamiento de gas natural, las terminales de hidrógeno, las instalaciones de GNL y las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno

1. Los gestores de redes de GNL, los gestores de terminales de hidrógeno, los gestores de almacenamiento de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de gas natural:

- a) ofrecerán sus servicios de manera no discriminatoria a todos los usuarios de la red que satisfagan la demanda del mercado; en particular, cuando un gestor de redes de GNL o un gestor de terminales de hidrógeno, un gestor de almacenamientos de hidrógeno o un gestor de almacenamiento de gas natural ofrezca el mismo servicio a diferentes clientes, lo hará en condiciones contractuales equivalentes;
- b) ofrecerán servicios que sean compatibles con el uso de las redes de transporte de gas natural y de hidrógeno interconectadas y facilitarán el acceso mediante la cooperación con el gestor de la red de transporte o el gestor de la red de hidrógeno, y
- c) harán pública la información pertinente, en particular los datos sobre el uso y la disponibilidad de los servicios, en un plazo compatible con las necesidades comerciales razonables de los usuarios de las instalaciones de GNL, de las instalaciones de almacenamiento de gas natural, de las terminales de hidrógeno o de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno; la publicación de dicha información estará sometida al control de las autoridades reguladoras.

2. Los gestores de almacenamiento de gas natural y los gestores de almacenamientos de hidrógeno:

- a) prestarán a terceros servicios de acceso tanto firmes como interrumpibles. El precio de la capacidad interrumpible reflejará la probabilidad de interrupción;
- b) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios tanto a corto como a largo plazo;
- c) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios, tanto agrupados como separados, de capacidad de almacenamiento.

3. Cada gestor de la red de GNL ofrecerá a los usuarios de las instalaciones de GNL servicios, tanto agrupados como separados, en la instalación de GNL según las necesidades expresadas por dichos usuarios.

4. Los contratos de las instalaciones de almacenamiento de gas natural y de GNL y los contratos de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de terminales de hidrógeno no podrán dar lugar a tarifas arbitrarias más elevadas cuando se firmen:

- a) fuera del año del gas sin fecha de comienzo fija, o
- b) con una duración inferior al contrato normalizado de duración anual.

5. Cuando proceda, los servicios de acceso de terceros podrán condicionarse a que los usuarios de la red ofrezcan garantías de solvencia adecuadas. Dichas garantías no constituirán barreras de entrada al mercado injustificadas y serán no discriminatorias, transparentes y proporcionadas.

6. Los límites contractuales sobre las dimensiones mínimas obligatorias de la capacidad de la instalación de GNL o la terminal de hidrógeno y de la capacidad de almacenamiento de gas natural o de hidrógeno se justificarán mediante limitaciones técnicas y permitirán que los usuarios del almacenamiento más pequeños obtengan acceso a los servicios de almacenamiento.

7. Los apartados 1 a 6 se entenderán sin perjuicio de la posibilidad de que los Estados miembros adopten medidas proporcionadas para restringir temporalmente el suministro de GNL de la Federación de Rusia y Bielorrusia, por un período fijo, que podrá renovarse si está justificado, limitando *ex ante* la solicitud o la provisión de capacidad para instalaciones de GNL por parte de cualquier usuario individual de la red en los puntos de entrada desde la Federación de Rusia o Bielorrusia, cuando sea necesario para proteger sus intereses esenciales en materia de seguridad, así como los de la Unión, y a condición de que tales medidas:

- a) no perturben indebidamente el buen funcionamiento del mercado interior del gas natural ni los flujos transfronterizos de gas natural entre los Estados miembros, ni socaven la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro;
- b) respeten el principio de solidaridad energética;
- c) se adopten de conformidad con los derechos y obligaciones de la Unión y de los Estados miembros con respecto a terceros países.

Teniendo en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad del suministro de la Unión, las medidas adoptadas por los Estados miembros en virtud del párrafo primero podrán tener por objeto diversificar el suministro de GNL con vistas a eliminar gradualmente la dependencia del gas natural ruso, cuando pueda demostrarse que dichas medidas son necesarias para proteger sus intereses esenciales de seguridad y los de la Unión.

Antes de tomar una decisión sobre una medida a que se refiere el párrafo primero, el Estado miembro de que se trate consultará a la Comisión y, en la medida en que pudieran verse afectados por la medida en cuestión, a otros Estados miembros, a las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía, a terceros países que sean Partes contratantes del Acuerdo sobre el Espacio Económico Europeo y al Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte. Los Estados miembros en cuestión tendrán en cuenta en la mayor medida posible la situación en dichos Estados miembros y terceros países, así como cualquier preocupación planteada al respecto por dichos Estados miembros, terceros países o la Comisión.

Artículo 9

Evaluación de la demanda del mercado de gas renovable y gas hipocarbónico por los gestores de redes de GNL y los gestores de almacenamiento de gas natural

Los gestores de redes de GNL y los gestores de almacenamiento de gas natural evaluarán, al menos cada dos años, la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones que permitan el uso de gas renovable y gas hipocarbónico, incluidos los componentes del hidrógeno como el amoníaco líquido y portadores de hidrógeno orgánico líquido, en sus instalaciones. Dichos gestores informarán a las autoridades reguladoras pertinentes del resultado de la evaluación de la demanda del mercado. Al planificar nuevas inversiones, los gestores de redes de GNL y los gestores de almacenamiento de gas natural evaluarán la demanda del mercado con vistas a facilitar el uso de gas renovable y gas hipocarbónico en sus instalaciones y tendrán en cuenta la seguridad del suministro. Los gestores de redes de GNL y los gestores de almacenamiento de gas natural harán público cualquier plan relativo a nuevas inversiones que permitan el uso de gas renovable y gas hipocarbónico en sus instalaciones.

Artículo 10

Principios que rigen los mecanismos de asignación de capacidad y los procedimientos de gestión de la congestión aplicables a los gestores de redes de transporte

1. Se pondrá a disposición de todos los participantes en el mercado la capacidad máxima en los puntos importantes a que hace referencia el artículo 33, apartado 3, teniendo en cuenta la integridad de la red y su funcionamiento eficaz.
2. Los gestores de redes de transporte aplicarán y publicarán unos mecanismos de asignación de la capacidad transparentes y no discriminatorios. Dichos mecanismos deberán:
 - a) proporcionar señales económicas apropiadas para una utilización eficiente y máxima de la capacidad técnica, facilitar las inversiones en nuevas infraestructuras y en soluciones alternativas del lado de la demanda que no requieran inversiones en infraestructuras nuevas y facilitar los intercambios transfronterizos de gas natural;
 - b) ser compatibles con los mecanismos de mercado, incluidos los mercados al contado y los grandes centros de intercambio, y ser, al mismo tiempo, flexibles y capaces de adaptarse a un entorno de mercado en evolución, y
 - c) ser compatibles con los regímenes de acceso a las redes de los Estados miembros.
3. Los gestores de redes de transporte aplicarán y publicarán procedimientos no discriminatorios y transparentes de gestión de la congestión que faciliten los intercambios transfronterizos de gas natural sobre una base no discriminatoria, partiendo de los siguientes principios:
 - a) en caso de congestión contractual, el gestor de la red de transporte ofrecerá la capacidad no utilizada en el mercado primario, al menos con un día de antelación y con carácter interrumpible, y

b) los usuarios de la red podrán revender o subarrendar su capacidad contractual no utilizada en el mercado secundario.

Por lo que respecta al párrafo primero, letra a), los Estados miembros podrán exigir a los usuarios de la red que notifiquen o informen de lo anterior al gestor de la red de transporte.

4. Los gestores de redes de transporte evaluarán periódicamente la demanda del mercado con miras a nuevas inversiones teniendo en cuenta el modelo hipotético conjunto elaborado para el plan decenal de desarrollo de la red en virtud del artículo 55 de la Directiva (UE) 2024/1788, así como la seguridad del suministro.

Artículo 11

Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de la congestión aplicables a las instalaciones de almacenamiento de gas natural, las terminales de hidrógeno, las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y las instalaciones de GNL

1. Se pondrá a disposición de los participantes en el mercado la máxima capacidad que puedan ofrecer las instalaciones de almacenamiento de gas natural, las instalaciones de GNL, las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno o las terminales de hidrógeno, teniendo en cuenta la integridad y la buena explotación de la red.

2. Los gestores de almacenamientos de hidrógeno, los gestores de redes de GNL, los gestores de terminales de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de gas natural aplicarán y publicarán unos mecanismos de asignación de la capacidad transparentes y no discriminatorios, que:

a) aporten unas indicaciones económicas adecuadas para un eficiente y máximo aprovechamiento de la capacidad, y faciliten las inversiones en nuevas infraestructuras;

b) sean compatibles con los mecanismos de mercado, incluidos los mercados al contado y los grandes centros de intercambio, y ser, al mismo tiempo, flexibles y capaces de adaptarse a un entorno de mercado en evolución, y

c) sean compatibles con los sistemas de acceso a la red conectados.

3. Los contratos relativos a terminales de GNL, terminales de hidrógeno, instalaciones de almacenamiento de hidrógeno e instalaciones de almacenamiento de gas natural incluirán medidas para evitar el acaparamiento de capacidad, teniendo en cuenta los principios siguientes que se aplicarán en caso de congestión contractual:

a) el gestor de red ofrecerá sin demora la capacidad no utilizada en el mercado primario y, para las instalaciones de almacenamiento de gas natural, ofrecerá dicha capacidad, al menos, con un día de antelación y con carácter interrumpible;

b) los usuarios podrán revender su capacidad contractual en el mercado secundario;

c) a más tardar el 5 de febrero de 2026, los gestores de redes de GNL, los gestores de terminales de hidrógeno, los gestores de almacenamientos de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de gas natural, de manera individual o conjuntamente con otros gestores de estas características, garantizarán que se disponga de una plataforma de reserva transparente y no discriminatoria para los usuarios de instalaciones de GNL, terminales de hidrógeno, de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno e instalaciones de almacenamiento de gas natural que permita a dichos usuarios revender la capacidad contratada en el mercado secundario en virtud de la letra b).

Artículo 12

Comercio de derechos de capacidad

Cada gestor de una red de transporte, cada gestor de una red de almacenamiento de gas natural, cada gestor de una red de GNL, cada gestor de una red de transporte de hidrógeno, cada gestor de una terminal de hidrógeno y cada gestor de almacenamientos de hidrógeno adoptará todas las medidas razonables para permitir el libre intercambio de los derechos de capacidad y para facilitar tal intercambio de forma transparente y no discriminatoria. Cada uno de tales gestores establecerá contratos y procedimientos armonizados de transporte, de instalaciones de GNL, de terminales de hidrógeno, de instalaciones de almacenamiento de gas natural y de instalaciones de almacenamiento de hidrógeno en el mercado primario para facilitar el intercambio de capacidad en el mercado secundario y reconocerá la transferencia de los derechos de capacidad primarios que notifiquen los usuarios del sistema.

Los contratos y procedimientos armonizados se notificarán a las autoridades reguladoras.

*Artículo 13***Normas y tarifas de balance**

1. Las normas de balance que se elaboren serán equitativas, no discriminatorias y transparentes, y se basarán en criterios objetivos. Las normas de balance reflejarán las auténticas necesidades del mercado considerando los recursos de que dispone el gestor de la red de transporte. Las normas de balance se basarán en el mercado.

2. A fin de que los usuarios de la red puedan aplicar a tiempo medidas correctoras, los gestores de redes de transporte proporcionarán información en línea fiable, suficiente y oportuna sobre el balance de los usuarios de la red.

La información proporcionada corresponderá al nivel de la información disponible para el gestor de la red de transporte y al período de liquidación para el cual se calculan las tarifas de balance.

La información a que se refiere el presente apartado se facilitará sin cargo alguno en virtud del presente apartado.

3. Las tarifas de balance reflejarán los costes en la medida de lo posible, proporcionando incentivos adecuados a los usuarios de la red para equilibrar sus aportaciones y retiradas de gas natural. Evitarán las subvenciones cruzadas entre usuarios de las redes y no obstaculizarán la entrada de nuevos participantes en el mercado.

Las autoridades reguladoras o el gestor de la red de transporte, según proceda, publicarán las tarifas de balance, así como los valores finales y la metodología para el cálculo de estas.

4. Los Estados miembros velarán por que los gestores de redes de transporte procuren armonizar los regímenes de balance y simplifiquen las estructuras y los niveles de las tarifas de balance, a fin de facilitar el comercio de gas natural llevado a cabo en el punto de intercambio virtual.

*Artículo 14***Certificación de los gestores de redes de transporte y de los gestores de redes de transporte de hidrógeno**

1. La Comisión examinará las notificaciones relativas a las decisiones sobre la certificación de un gestor de la red de transporte o de un gestor de la red de transporte de hidrógeno conforme a lo establecido en el artículo 71, apartado 6, de la Directiva (UE) 2024/1788, tan pronto como las reciba. En un plazo de 50 días hábiles a partir de la fecha de recepción de dicha notificación, la Comisión enviará a la autoridad reguladora nacional pertinente su dictamen sobre su compatibilidad con el artículo 71, apartado 2, o el artículo 72, así como con el artículo 60 de la Directiva (UE) 2024/1788 para los gestores de redes de transporte, o el artículo 68 de dicha Directiva para los gestores de redes de transporte de hidrógeno, según proceda.

Cuando elabore el dictamen mencionado en el párrafo primero, la Comisión podrá solicitar a la ACER que emita un dictamen sobre la decisión de la autoridad reguladora. En dicho caso, el plazo de 50 días hábiles previsto en el párrafo primero se ampliará en otros 50 días hábiles.

Si la Comisión no dictamina en el plazo previsto en los párrafos primero y segundo, se entenderá que la Comisión no plantea objeciones sobre la decisión de la autoridad reguladora.

2. En un plazo de 50 días hábiles a partir de la recepción del dictamen de la Comisión en virtud del apartado 1, la autoridad reguladora adoptará una decisión firme sobre la certificación del gestor de la red de transporte o el gestor de la red de transporte de hidrógeno teniendo en cuenta al máximo el dictamen de la Comisión. La decisión y el dictamen de la Comisión se publicarán juntos.

3. En cualquier fase del procedimiento las autoridades reguladoras o la Comisión podrán solicitar a los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de transporte de hidrógeno o a las empresas que realicen cualquiera de las funciones de producción o suministro cualquier información útil para el cumplimiento de las tareas indicadas en el presente artículo.

4. Las autoridades reguladoras y la Comisión mantendrán la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

5. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 para completar el presente Reglamento facilitando unas directrices en las que se establezcan normas detalladas sobre el procedimiento que debe seguirse para la aplicación de los apartados 1 y 2 del presente artículo.

6. Cuando la Comisión reciba una notificación relativa a la certificación de un gestor de la red de transporte con arreglo al artículo 60, apartado 9, de la Directiva (UE) 2024/1788, la Comisión adoptará una decisión relativa a la certificación. La autoridad reguladora dará cumplimiento a la decisión de la Comisión.

Artículo 15

Certificación de los gestores de almacenamiento de gas natural

1. Los Estados miembros garantizarán que cada uno de los gestores de almacenamiento de gas natural, incluido cualquier gestor de almacenamientos controlado por un gestor de redes de transporte, esté certificado de conformidad con el procedimiento establecido en el presente artículo, bien por la autoridad reguladora, bien por otra autoridad competente designada por el Estado miembro interesado en virtud del artículo 3, apartado 2, del Reglamento (UE) 2017/1938 (en lo sucesivo e indistintamente, «autoridad de certificación»).

El presente artículo también se aplica a los gestores de almacenamiento de gas natural controlados por gestores de redes de transporte que estén certificados en virtud de la Directiva 2009/73/CE o de la Directiva (UE) 2024/1788.

2. A más tardar el 1 de febrero de 2023 o en el plazo de 150 días hábiles a partir de la fecha de recepción de una notificación en virtud del apartado 9, la autoridad de certificación emitirá un proyecto de decisión de certificación por lo que respecta a los gestores de almacenamiento de gas natural que exploten instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural con una capacidad superior a 3,5 TWh si el conjunto de las instalaciones de almacenamiento, independientemente del número de gestores de almacenamiento de gas natural, a 31 de marzo de 2021 y a 31 de marzo de 2022, se hubiese llenado a un nivel que, de media, fuese inferior al 30 % de su capacidad máxima.

En cuanto a los gestores de almacenamiento de gas natural a que se refiere el párrafo primero, la autoridad de certificación hará todo lo posible por emitir un proyecto de decisión de certificación a más tardar el 1 de noviembre de 2022.

Por lo que respecta a los gestores de almacenamiento de gas natural distintos de los contemplados en el párrafo primero, la autoridad de certificación emitirá un proyecto de decisión de certificación a más tardar el 2 de enero de 2024 o a más tardar 18 meses a partir de la fecha de recepción de una notificación en virtud de los apartados 8 o 9.

3. A la hora de considerar el riesgo para la seguridad del suministro energético en la Unión, la autoridad de certificación tendrá en cuenta cualquier riesgo para la seguridad del suministro de gas natural a nivel de la Unión, nacional o regional, así como cualquier reducción de dicho riesgo, derivado, entre otras cosas, de:

- a) la propiedad, el suministro u otras relaciones comerciales que pudieran afectar negativamente a los incentivos y a la capacidad del gestor de almacenamiento de gas natural de llenar la instalación de almacenamiento subterráneo de gas natural;
- b) los derechos y obligaciones de la Unión con respecto a un tercer país conforme al Derecho internacional, incluido cualquier acuerdo celebrado con uno o más terceros países de los cuales la Unión sea parte y que aborden las cuestiones relativas a la seguridad del suministro energético;
- c) los derechos y obligaciones de los Estados miembros de que se trate con respecto a un tercer país en virtud de acuerdos celebrados por los Estados miembros de que se trate con uno o más terceros países, en la medida en que dichos acuerdos sean conformes con el Derecho de la Unión, o
- d) cualquier otra circunstancia o hecho específico del caso.

4. Si la autoridad de certificación concluye que una persona que, directa o indirectamente, ejerce algún control o algún derecho sobre el gestor de almacenamiento de gas natural puede poner en peligro la seguridad del suministro energético o los intereses esenciales en materia de seguridad de la Unión o de cualquier Estado miembro, dicha autoridad denegará la certificación. Alternativamente, la autoridad de certificación podrá optar por emitir una decisión de certificación con condiciones que garanticen la suficiente reducción de los riesgos que puedan influir negativamente en el llenado de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas, siempre que pueda garantizarse que las condiciones son plenamente factibles si se aplican y se supervisan eficazmente. Dichas condiciones podrán incluir, en particular, el requisito de que el propietario del almacenamiento o el gestor de almacenamiento de gas natural transfiera la gestión del almacenamiento.

5. Cuando la autoridad de certificación concluya que los riesgos para el suministro de gas natural no pueden reducirse mediante condiciones en virtud del apartado 4, incluido el requisito de que el propietario del almacenamiento de gas natural o el gestor de almacenamiento de gas natural transfiera la gestión del almacenamiento de gas natural, y, por tanto, deniegue la certificación, deberá:

- a) requerir al propietario del almacenamiento de gas natural o al gestor de almacenamiento de gas natural o a cualquier persona o personas que considere que pueden poner en peligro la seguridad del suministro energético o los intereses esenciales en materia de seguridad de la Unión o de cualquier Estado miembro para que enajene las acciones o los derechos que tengan sobre la propiedad del almacenamiento de gas natural o la propiedad del gestor de almacenamiento de gas natural, y fijar un plazo para dicha enajenación;
- b) ordenar, cuando proceda, medidas provisionales para garantizar que dicha persona o personas no puedan ejercer ningún control o derecho sobre dicho propietario del almacenamiento o dicho gestor del almacenamiento hasta la enajenación de las acciones o los derechos, y

c) establecer medidas compensatorias adecuadas de conformidad con el Derecho nacional.

6. La autoridad de certificación notificará sin demora su proyecto de decisión de certificación a la Comisión, junto con toda la información pertinente.

La Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de decisión de certificación y lo notificará a la autoridad de certificación en un plazo de 25 días hábiles a partir de dicha notificación. La autoridad de certificación deberá prestar la máxima consideración al dictamen de la Comisión.

7. La autoridad de certificación emitirá la decisión de certificación en el plazo de 25 días hábiles a partir de la recepción del dictamen de la Comisión.

8. Antes de poner en funcionamiento una instalación de almacenamiento subterráneo de gas natural de nueva construcción, el gestor del almacenamiento deberá ser certificado de conformidad con los apartados 1 a 7. El gestor de almacenamiento de gas natural notificará a la autoridad de certificación su intención de poner en funcionamiento la instalación de almacenamiento de gas natural.

9. Los gestores de almacenamiento de gas natural notificarán a la autoridad de certificación pertinente cualquier transacción prevista que requiera una nueva evaluación del cumplimiento de los requisitos de certificación establecidos en los apartados 1 a 4.

10. Las autoridades de certificación realizarán un seguimiento continuado de los gestores de almacenamiento de gas natural en lo que respecta al cumplimiento de los requisitos establecidos en los apartados 1 a 4. Reabrirán un procedimiento de certificación para reexaminar este cumplimiento, en cualquiera de las circunstancias siguientes:

a) tras la recepción de una notificación del gestor de almacenamiento de gas natural en virtud de los apartados 8 o 9;

b) por iniciativa propia, cuando tengan conocimiento de planes de cambio en los derechos o en la influencia sobre el gestor de almacenamiento de gas natural que podrían dar lugar al incumplimiento de los requisitos de los apartados 1, 2 y 3;

c) tras la solicitud motivada de la Comisión.

11. Los Estados miembros adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar la continuidad del funcionamiento de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural en sus respectivos territorios. Dichas instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural solo podrán proceder al cierre de las operaciones en caso de que no se cumplan los requisitos técnicos y de seguridad o cuando la autoridad de certificación, tras realizar una evaluación y tenido en cuenta dictamen de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (en lo sucesivo, «REGRT de Gas»), concluya que el cierre no debilita la seguridad del suministro de gas natural a escala de la Unión o a escala nacional.

Si no se permite el cierre de operaciones, se adoptarán, cuando proceda, las medidas compensatorias adecuadas.

12. La Comisión podrá emitir orientaciones relativas a la aplicación del presente artículo.

13. El presente artículo no se aplicará a las partes de las instalaciones de GNL que se utilicen para el almacenamiento.

Artículo 16

Cooperación de los gestores de redes de transporte

1. Los gestores de redes de transporte cooperarán con otros gestores de redes de transporte y gestores de infraestructuras para coordinar el mantenimiento de sus respectivas redes y reducir al mínimo las perturbaciones en los servicios de transporte ofrecidos a los usuarios de la red y a los gestores de redes de transporte de otras regiones.

2. Los gestores de redes de transporte cooperarán entre ellos así como con otros gestores de infraestructuras a fin de maximizar la capacidad técnica en el sistema de entrada-salida y minimizar, en la medida de lo posible, el consumo de energía en el funcionamiento de la red de gas natural.

Sección 2

Acceso a la red

Artículo 17

Tarifas de acceso a las redes

1. Las tarifas, o los métodos para calcularlas, aplicadas por los gestores de redes de transporte, y aprobadas por las autoridades reguladoras en virtud del artículo 78, apartado 7, de la Directiva (UE) 2024/1788, así como las tarifas publicadas en virtud de lo dispuesto en el artículo 31, apartado 1, de dicha Directiva serán transparentes, tendrán en cuenta las necesidades de integridad de la red y su mejora y reflejarán los costes reales en que se haya incurrido, en la medida en que dichos costes correspondan a los de un gestor de redes eficiente y estructuralmente comparable y sean transparentes, incluyendo al mismo tiempo una rentabilidad adecuada de las inversiones. Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, se aplicarán de forma no discriminatoria.

Las tarifas podrán fijarse también mediante procedimientos basados en el mercado, como las subastas, siempre que dichos procedimientos y los ingresos que con ellos se generen sean aprobados por la autoridad reguladora.

Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas natural, al mismo tiempo que evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red y proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte.

Las tarifas para los usuarios de la red no serán discriminatorias y se fijarán por separado para cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Los mecanismos de distribución de los costes y los métodos de fijación de índices en relación con los puntos de entrada y de salida serán aprobados por las autoridades reguladoras. Las autoridades reguladoras se asegurarán de que el cálculo de las tarifas por el uso de la red no se base en los itinerarios contractuales.

2. Las tarifas de acceso a la red no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo de las diferentes redes de transporte. Cuando las diferencias en las estructuras tarifarias constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, no obstante lo dispuesto en el artículo 78, apartado 7, de la Directiva (UE) 2024/1788, 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.

3. Hasta el 31 de diciembre de 2025, la autoridad reguladora podrá aplicar un descuento de hasta el 100 % a las tarifas de capacidad de transporte y distribución en los puntos de entrada y de salida de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural y en los puntos de entrada desde las instalaciones de GNL, a menos y en la medida en que dicha instalación de almacenamiento conectada con más de una red de transporte o de distribución sea utilizada para competir con un punto de interconexión.

A partir del 1 de enero de 2026, la autoridad reguladora podrá aplicar un descuento de hasta el 100 % a las tarifas de capacidad de transporte y distribución en los puntos de entrada y los puntos de salida de las instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural y en los puntos de entrada desde las instalaciones de GNL con el fin de aumentar la seguridad del suministro. La autoridad reguladora volverá a examinar dicho descuento tarifario y su contribución a la seguridad del suministro durante cada período regulatorio, el marco de la consulta periódica realizada en virtud del código de red adoptado en virtud del artículo 71, apartado 2, párrafo primero, letra d).

4. Las autoridades reguladoras podrán fusionar sistemas de entrada-salida adyacentes con vistas a permitir una integración regional total o parcial en la que se puedan suprimir las tarifas en los puntos de interconexión entre los sistemas de entrada-salida en cuestión. Tras las consultas públicas llevadas a cabo por las autoridades reguladoras o los gestores de redes de transporte, las autoridades reguladoras podrán aprobar una tarifa común y un mecanismo de compensación efectivo entre los gestores de redes de transporte para redistribuir los costes derivados de la supresión de los puntos de interconexión.

5. Los Estados miembros con más de un sistema de entrada-salida interconectado, o más de un gestor de redes dentro de un sistema de entrada-salida, podrán aplicar una tarifa de red uniforme con el fin de crear unas condiciones de competencia equitativas para los usuarios de la red, siempre que se haya aprobado un plan de red y se aplique un mecanismo de compensación entre los gestores de redes.

Artículo 18

Descuentos tarifarios para gas renovable y gas hipocarbónico

1. Al fijar las tarifas, se aplicará un descuento para el gas renovable y el gas hipocarbónico en:

- a) los puntos de entrada desde instalaciones de producción de gas renovable y gas hipocarbónico;
- b) las tarifas de capacidad de transporte en los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia las instalaciones de almacenamiento de gas natural, a menos que dicha instalación de almacenamiento esté conectada a más de una red de transporte o distribución y se utilice para competir con un punto de interconexión.

El descuento en virtud del párrafo primero, letra a), se fijará en el 100 % en relación con las tarifas de capacidad pertinentes a los efectos de aumentar la inyección de gas renovable y se aplicará un descuento del 75 % al gas hipocarbónico.

El descuento en virtud del párrafo primero, letra b), se fijará en el 100 % en los Estados miembros en los que el gas renovable o el gas hipocarbónico se haya inyectado por primera vez en el sistema.

2. Los detalles sobre los descuentos otorgados de conformidad con el apartado 1, del presente artículo podrán establecerse en el código de red sobre las estructuras tarifarias contemplado en el artículo 71, apartado 2, párrafo primero, letra d).

3. A más tardar el 5 de agosto de 2029 y posteriormente cada cinco años, la Comisión volverá a examinar el nivel de los descuentos establecidos en los apartados 1 y 4. La Comisión elaborará un informe con una visión general de la aplicación de los descuentos y evaluará si el nivel de dichos descuentos sigue siendo adecuado a la luz de los avances más recientes del mercado. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 para modificar el presente Reglamento modificando el nivel de los descuentos establecidos en los apartados 1 y 4 del presente artículo.

4. A partir del 5 de agosto de 2025, los usuarios de la red recibirán un descuento del 100 % de la tarifa de capacidad a cargo del gestor de la red de transporte en los puntos de interconexión entre los Estados miembros, en el caso del gas renovable, y del 75 %, en el del gas hipocarbónico, una vez que hayan proporcionado al gestor de la red de transporte afectado una prueba de sostenibilidad, sobre la base de un certificado de sostenibilidad válido obtenido para el gas renovable en virtud de los artículos 29 y 30 de la Directiva (UE) 2018/2001 y registrado en la base de datos de la Unión a que se refiere el artículo 31 bis de dicha Directiva y para el gas hipocarbónico, sobre la base de un certificado válido obtenido en virtud del artículo 9 de la Directiva (UE) 2024/1788.

En relación con los descuentos a que se refiere el párrafo primero:

- a) los gestores de redes de transporte deberán proporcionar el descuento solamente para la ruta más corta posible en términos de cruces fronterizos entre la ubicación donde se registró por primera vez en la base de datos de la Unión la declaración específica de la prueba de sostenibilidad, sobre la base del certificado de sostenibilidad a que se refiere el párrafo primero, y la ubicación donde se canceló al considerarse consumido, siempre que el descuento no cubra posibles primas por subasta;
- b) los gestores de redes de transporte proporcionarán a la autoridad reguladora pertinente información sobre los volúmenes reales y previstos de gas renovable y gas hipocarbónico y sobre el efecto de aplicar el descuento tarifario a sus ingresos y las autoridades reguladoras harán un seguimiento del descuento y evaluarán su repercusión sobre la estabilidad de las tarifas;
- c) una vez que los ingresos de un gestor de la red de transporte derivados de dichas tarifas específicas se vean reducidos en un 10 % como resultado de la aplicación del descuento, los gestores de redes de transporte afectados y todos los colindantes negociarán un mecanismo de compensación entre ellos;
- d) otros detalles necesarios para aplicar el descuento al gas renovable y gas hipocarbónico, como el cálculo de la capacidad elegible a la que se aplicará el descuento y los procesos necesarios, se fijarán en un código de red establecido en virtud del artículo 71.

Los gestores de redes de transporte afectados acordarán un mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte en un plazo de tres años a partir de la reducción de sus ingresos procedentes de tarifas específicas en un 10 %, tal como se contempla en el párrafo segundo, letra c), del presente párrafo. Cuando no lleguen a un acuerdo en ese plazo, las autoridades reguladoras pertinentes decidirán conjuntamente un mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte en un plazo máximo de dos años. De no alcanzarse ningún acuerdo entre las autoridades reguladoras, se aplicará el artículo 6 del Reglamento (UE) 2019/942. Cuando las autoridades reguladoras no puedan alcanzar un acuerdo en un plazo de dos años, o cuando lo pidan conjuntamente, la ACER adoptará una decisión individual, de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.

5. Como excepción a lo dispuesto en los apartados 1 y 4 del presente artículo, las autoridades reguladoras podrán decidir no aplicar descuentos o establecer descuentos inferiores a los establecidos en los apartados 1 y 4 del presente artículo, siempre que dicha excepción se ajuste a los principios generales de las tarifas establecidos en el artículo 17 y, en particular, al principio de que las tarifas reflejen los costes, cuando se cumpla uno de los criterios siguientes:

- a) la excepción es necesaria para el funcionamiento eficiente de la red de transporte, para garantizar un marco financiero estable para las inversiones existentes o para evitar subvenciones cruzadas indebidas, distorsiones del comercio transfronterizo o un mecanismo ineficaz de compensación entre gestores de redes de transporte;
- b) la aplicación de descuentos establecidos en los apartados 1 y 4 no es necesaria debido al grado de avance de la implantación del gas renovable y del gas hipocarbónico en el Estado miembro de que se trate o a la existencia de mecanismos de apoyo alternativos para aumentar el uso de gas renovable o gas hipocarbónico.

Artículo 19

Ingresos de los gestores de redes de transporte

1. A partir del 5 de agosto de 2025, la autoridad reguladora garantizará la transparencia de las metodologías, los parámetros y los valores utilizados para determinar los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte. La autoridad reguladora publicará la información contemplada en el anexo I, o exigirá que la publique el gestor de la red de transporte pertinente con la condición de que se vele por la protección de los datos que la autoridad reguladora considere sensibles a efectos comerciales. Dicha información se facilitará en un formato de libre acceso, descargable y únicamente de lectura y, en la medida de lo posible, en uno o varios idiomas de uso habitual.
2. Los costes del gestor de la red de transporte serán objeto de una comparación de eficiencia entre gestores de redes de transporte. La ACER llevará a cabo dicha comparación de eficiencia. A más tardar el 5 de agosto de 2027 y cada cuatro años a continuación, la ACER publicará un estudio de comparación de la eficiencia de los costes de los gestores de redes de transporte, con la condición de que se vele por la protección de los datos que la ACER considere sensibles a efectos comerciales. Las autoridades reguladoras pertinentes y los gestores de redes de transporte proporcionarán a la ACER todos los datos necesarios para dicha comparación. Al fijar periódicamente los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte, las autoridades reguladoras pertinentes tendrán en cuenta tal comparación y las circunstancias nacionales.
3. Las autoridades reguladoras pertinentes evaluarán la evolución a largo plazo de las tarifas de transporte sobre la base de los cambios previstos en los ingresos autorizados u objetivo y de la demanda de gas natural durante el período regulatorio de referencia y cuando sea posible, hasta 2050. Para realizar dicha evaluación, la autoridad reguladora incluirá la información de la estrategia descrita en el plan nacional integrado de energía y clima del Estado miembro interesado y en los modelos hipotéticos en los que se basa el plan decenal de desarrollo de la red elaborado de conformidad con el artículo 55 de la Directiva (UE) 2024/1788.

Sección 3

Explotación de la red de transporte, almacenamiento de gas natural, GNL y terminales de hidrógeno

Artículo 20

Capacidad firme para gas renovable y gas hipocarbónico de la red de transporte

1. Los gestores de redes de transporte garantizarán la capacidad firme para el acceso a las instalaciones de producción de gas renovable y gas hipocarbónico conectadas a su red. A tal fin, los gestores de redes de transporte desarrollarán, en cooperación con los gestores de redes de distribución, procedimientos y acuerdos, incluidas inversiones, para garantizar el flujo inverso desde la red de distribución a la red de transporte. Las inversiones importantes se reflejarán en el plan decenal de desarrollo de la red de en virtud del artículo 55, apartado 2, letra a), de la Directiva (UE) 2024/1788.
2. El apartado 1 se entenderá sin perjuicio de la posibilidad de que los gestores de redes de transporte elaboren alternativas a las inversiones en el flujo inverso, como soluciones de redes inteligentes o conexión a otros gestores de redes, incluida la conexión directa a la red de transporte de instalaciones de producción de gas renovable y gas hipocarbónico. El acceso de capacidad firme podrá estar limitado a ofrecer capacidades supeditadas a limitaciones operacionales, a fin de garantizar la seguridad de la infraestructura y la eficiencia económica. La autoridad reguladora será responsable de revisar y aprobar las condiciones de los gestores de redes de transporte para la capacidad condicional y garantizará que cualquier limitación de la capacidad firme o cualquier limitación operacional se introduzca por parte de los gestores de redes de transporte sobre la base de procedimientos transparentes y no discriminatorios y no cree obstáculos indebidos para la entrada en el mercado. Cuando la instalación de producción sea responsable de los costes para garantizar la capacidad firme, no se aplicará ninguna limitación.

Artículo 21

Coordinación transfronteriza relativa a la calidad del gas en el sistema de gas natural

1. Los gestores de redes de transporte cooperarán para evitar restricciones en los flujos transfronterizos debidos a diferencias en la calidad del gas en los puntos de interconexión entre Estados miembros. Cuando cooperen de esa manera, los gestores de redes de transporte tendrán en cuenta las características de las instalaciones de los clientes finales de gas natural.

El presente artículo no se aplicará a las mezclas de hidrógeno cuando el contenido de hidrógeno mezclado en el sistema de gas natural supere el 2 % por volumen.

2. Los Estados miembros velarán por que las especificaciones técnicas divergentes, incluidas las relativas a parámetros de calidad del gas como el contenido de oxígeno y la mezcla de hidrógeno en el sistema de gas natural, no se utilicen para restringir los flujos de gas natural transfronterizos. Además, los Estados miembros velarán por que las mezclas de hidrógeno en el sistema de gas natural se ajusten a las especificaciones técnicas aceptables para los clientes.

3. Cuando los gestores de redes de transporte afectados no puedan evitar una restricción de los flujos transfronterizos en sus operaciones ordinarias debido a diferencias en la calidad del gas, informarán sin demora a las autoridades reguladoras interesadas. La información incluirá la descripción y los motivos que justifiquen todas las medidas que ya hayan adoptado los gestores de redes de transporte.

4. Las autoridades reguladoras interesadas acordarán conjuntamente, en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la información mencionada en el apartado 3, si reconocen la restricción.

5. Por lo que se refiere a las restricciones a los flujos transfronterizos causadas por diferencias en la mezcla de hidrógeno en el sistema de gas natural y reconocidas en virtud del apartado 4, los gestores de redes de transporte aceptarán los flujos de gas natural con contenido de hidrógeno en los puntos de interconexión entre Estados miembros del sistema de gas natural en función de lo dispuesto en los apartados 6 a 13, y una vez concluido el procedimiento establecido en ellos.

6. Cuando las autoridades reguladoras interesadas reconozcan la restricción en virtud del apartado 4, solicitarán a los gestores de redes de transporte afectados que lleven a cabo, en un plazo de 12 meses a contar desde la fecha de reconocimiento de la restricción a que se refiere dicho apartado, las acciones siguientes en el orden indicado:

- a) cooperar y desarrollar opciones técnicamente viables, sin modificar las especificaciones de calidad del gas, que pueden incluir compromisos en relación con el flujo y el tratamiento del gas natural, a fin de eliminar la restricción reconocida, teniendo en cuenta la información facilitada por los clientes finales conectados directamente con el sistema de gas natural del gestor de la red de transporte afectado o cualquier otra parte interesada que pudiera verse afectada por ese procedimiento;
- b) efectuar conjuntamente un análisis de costes y beneficios de las opciones técnicamente viables para definir soluciones económicamente eficientes que deberán especificar el desglose de los costes y los beneficios entre las categorías de partes afectadas;
- c) realizar una estimación del tiempo de ejecución de cada posible opción;
- d) realizar una consulta pública, en particular con los clientes finales afectados que estén conectados al sistema de gas natural, sobre las soluciones viables identificadas y tener en cuenta los resultados;
- e) presentar una propuesta conjunta de solución para eliminar la restricción reconocida, que incluya el plazo de ejecución, sobre la base del análisis de costes y beneficios y los resultados de la consulta pública, a las autoridades reguladoras interesadas para su aprobación, y a las demás autoridades nacionales competentes de cada Estado miembro interesado para su información.

7. Cuando los gestores de redes de transporte de hidrógeno afectados no alcancen un acuerdo sobre la presentación de una propuesta conjunta en virtud del apartado 6, letra e), cada uno de ellos informará de inmediato a su autoridad reguladora nacional.

8. Las autoridades reguladoras interesadas adoptarán una decisión coordinada conjunta para eliminar la restricción reconocida, teniendo en cuenta el análisis de costes y beneficios llevado a cabo por los gestores de redes de transporte afectados y los resultados de la consulta pública realizada en virtud del apartado 6, letra d), del presente artículo, en un plazo de seis meses desde la recepción de la información a que se refiere el apartado 7 del presente artículo, de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.

9. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 8, del presente artículo, en el caso de las restricciones en los flujos transfronterizos causadas por diferencias en la mezcla de hidrógeno en el sistema de gas natural, las autoridades reguladoras interesadas podrán declarar conjuntamente que no debe emprenderse ninguna acción ulterior para eliminar dichas restricciones. La decisión coordinada conjunta se adoptará en un plazo de seis meses a contar desde la recepción de la información a que se refiere el apartado 7 del presente artículo de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942, y tendrá en cuenta el análisis de costes y beneficios y los resultados de la consulta pública llevado a cabo en virtud del apartado 6, letra d), del presente artículo. Las autoridades reguladoras interesadas revisarán cada cuatro años la decisión de mantener la restricción reconocida en virtud del presente apartado.

10. La decisión coordinada conjunta de las autoridades reguladoras interesadas a que se refiere el apartado 8 incluirá una decisión sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes de transporte para poner en marcha la solución acordada, así como su inclusión en los ingresos autorizados u objetivo de los gestores de redes de transporte, teniendo en cuenta los costes y beneficios económicos, sociales y medioambientales de la solución en los Estados miembros interesados y sus consecuencias para las tarifas.

11. La ACER podrá publicar recomendaciones a las autoridades reguladoras sobre los detalles de las decisiones de asignación de costes contempladas en el apartado 10.

12. Cuando las autoridades reguladoras interesadas no puedan llegar al acuerdo contemplado en el apartado 4 del presente artículo, la ACER tomará una decisión sobre la restricción de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942. Cuando la ACER reconozca la restricción, solicitará a los gestores de redes de transporte afectados que lleven a cabo, en un plazo de 12 meses, las acciones contempladas en el apartado 6, del presente artículo en el orden indicado.

13. Cuando las autoridades reguladoras interesadas no puedan adoptar la decisión coordinada conjunta contemplada en los apartados 8 y 10 del presente artículo, la ACER tomará una decisión sobre la solución para eliminar la restricción reconocida y sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes de transporte para poner en marcha la solución acordada o para indicar que no debe emprenderse ninguna acción ulterior en virtud del apartado 9 del presente artículo, de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942. La ACER revisará cada cuatro años toda decisión de mantener la restricción reconocida en virtud del presente apartado.

14. Otros detalles necesarios para la aplicación del presente artículo, como los detalles sobre el análisis de costes y beneficios, se recogerán en un código de red establecido en virtud del artículo 71, apartado 2.

Artículo 22

Presunción de conformidad de las prácticas con las normas armonizadas para el gas natural

Se presumirá que las prácticas conformes a las normas o partes de normas armonizadas cuyas referencias se hayan publicado en el *Diario Oficial de la Unión Europea* son conformes con los requisitos establecidos en actos de ejecución adoptados en virtud del artículo 71, apartado 2, párrafo primero, letra a).

Artículo 23

Especificaciones comunes para el biometano

1. La Comisión podrá adoptar actos de ejecución que establezcan especificaciones comunes para facilitar la integración eficiente en términos de coste de un gran volumen de biometano en el sistema de gas natural existente, también en los puntos de interconexión transfronterizos, o podrá establecer esas especificaciones en un código de red en virtud del artículo 71, apartado 2, párrafo primero, letra a), en los casos siguientes:

- a) esos requisitos no son objeto de las normas o partes de normas armonizadas cuyas referencias se hayan publicado en el *Diario Oficial de la Unión Europea*;
- b) la Comisión ha solicitado, en virtud del artículo 10, apartado 1, del Reglamento (UE) n.º 1025/2012, a una o varias organizaciones europeas de normalización que elaboren una norma armonizada para esos requisitos y se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:
 - i) ninguna de las organizaciones europeas de normalización ha aceptado la solicitud de la Comisión,
 - ii) la Comisión observa demoras indebidas en la adopción de las normas armonizadas solicitadas,
 - iii) una organización europea de normalización ha presentado una norma que no se corresponde enteramente con la solicitud de la Comisión, o

- c) la Comisión ha decidido, de conformidad con el procedimiento contemplado en el artículo 11, apartado 5, del Reglamento (UE) n.º 1025/2012, mantener con restricciones o retirar las referencias a normas o partes de normas armonizadas relativas a esos requisitos.

Los actos de ejecución a que se refiere el párrafo primero del presente apartado se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 81, apartado 3.

2. En la fase inicial de la preparación del proyecto de acto de ejecución por el que se establezcan las especificaciones comunes a que se refiere en apartado 1, la Comisión recabará los puntos de vista de los organismos o grupos de expertos pertinentes establecidos en el Derecho de la Unión sectorial aplicable y consultará debidamente a todas las partes interesadas pertinentes. Atendiendo a dicha consulta, la Comisión elaborará el proyecto de acto de ejecución.
3. Se presumirá que las prácticas conformes con especificaciones comunes o con parte de estas son conformes con los requisitos establecidos en los actos de ejecución adoptados en virtud del artículo 71, apartado 2, párrafo primero, letra a), en la medida en que dichas especificaciones comunes o parte de estas prevean esos mismos requisitos.
4. Cuando un organismo europeo de normalización adopte una norma armonizada y la proponga a la Comisión con el fin de publicar su referencia en el *Diario Oficial de la Unión Europea*, la Comisión evaluará la norma armonizada de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 1025/2012. Cuando la referencia de una norma armonizada se publique en el *Diario Oficial de la Unión Europea*, la Comisión derogará los actos de ejecución a que se refiere el apartado 1 del presente artículo, o partes de estos, que establezcan los mismos requisitos a que se refiere el apartado 1 del presente artículo.
5. Al establecer las especificaciones comunes en virtud del presente artículo, la Comisión prestará la máxima consideración a los requisitos de seguridad necesarios para la explotación segura del sistema de gas natural, en particular la explotación segura de las instalaciones de almacenamiento de gas natural en toda la Unión.

Artículo 24

Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas

Todos los gestores de redes de transporte cooperarán a escala de la Unión a través de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (en lo sucesivo, «REGRT de Gas»), a fin de promover la construcción y el buen funcionamiento del mercado interior del gas natural y del comercio transfronterizo, y de garantizar la gestión óptima, la explotación coordinada y la evolución técnica adecuada de la red de transporte de gas natural.

Artículo 25

Organización de la REGRT de Gas

1. La REGRT de Gas, por iniciativa propia o en respuesta a una solicitud motivada de la Comisión o de la ACER, publicará y presentará a la Comisión y a la ACER todo proyecto de modificación de los estatutos de la REGRT de Gas, lista de sus miembros o su reglamento interno, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a los interesados.
2. En los cuatro meses siguientes a la recepción de los documentos a que se refiere el apartado 1, la ACER, previa consulta formal a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios del sistema, incluidos los clientes, entregará un dictamen a la Comisión sobre el proyecto de modificación de los estatutos, la lista de miembros y el reglamento interno de la REGRT de Gas.
3. La Comisión emitirá un dictamen sobre el proyecto de modificación de los estatutos, la lista de miembros y el reglamento interno de la REGRT de Gas, teniendo en cuenta el dictamen de la ACER contemplado en el apartado 2, en un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción de dicho dictamen.
4. En los tres meses siguientes a la recepción del dictamen favorable de la Comisión, la REGRT de Gas aprobará y publicará sus estatutos, la lista de sus miembros y su reglamento interno revisados.

Artículo 26

Tareas de la REGRT de Gas

1. Previa solicitud formulada por la Comisión de conformidad con el artículo 71, apartado 9, la REGRT de Gas elaborará códigos de red en los ámbitos mencionados en el artículo 71, apartados 1 y 2.

El código de red a que se refiere el artículo 71, apartado 2, párrafo primero, letra d), se elaborará conjuntamente con la REGRH.

2. La REGRT de Gas podrá elaborar códigos de red en los ámbitos aludidos en el artículo 71, apartados 1 y 2, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 24, cuando estos no se refieran a los ámbitos contemplados en una solicitud que le haya formulado la Comisión. Dichos códigos de red se transmitirán a la ACER para que dictamine al respecto. La REGRT de Gas tendrá debidamente en cuenta el dictamen.

3. La REGRT de Gas adoptará:

- a) herramientas de gestión de la red comunes para garantizar la coordinación de la operación de la red en situaciones de normalidad y de emergencia, con inclusión de una escala común de clasificación de incidentes, y planes de investigación;
- b) cada dos años, un plan decenal no vinculante de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural a que se refiere el artículo 32 (en lo sucesivo, «plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural»), que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación del suministro;
- c) recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de transporte de la Unión y de terceros países;
- d) recomendaciones a los gestores de redes de transporte sobre su cooperación técnica con los gestores de redes de distribución y los gestores de redes de hidrógeno;
- e) un programa de trabajo anual;
- f) un informe anual;
- g) unas perspectivas anuales de suministro para invierno y verano;
- h) un informe de seguimiento de la calidad del gas, el 1 de enero de 2025 a más tardar y cada dos años a partir de entonces, que incluya la evolución de los parámetros de calidad del gas, la evolución del nivel y del volumen del hidrógeno mezclado en el sistema de gas natural, previsiones sobre la evolución de los parámetros de calidad del gas y del volumen de hidrógeno mezclado en el sistema de gas natural, la repercusión de la mezcla de hidrógeno en los flujos transfronterizos, así como información sobre casos relacionados con las diferencias en las especificaciones de calidad del gas o en las especificaciones de los niveles de mezcla, y sobre cómo se solucionaron esos casos, con el objetivo de satisfacer los criterios de calidad de las diferentes aplicaciones de uso final;
- i) un informe anual que incluya la cantidad de gas renovable y gas hipocarbónico inyectada en el sistema de gas natural.

El informe de seguimiento de la calidad del gas a que se refiere el párrafo primero, letra h), también incluirá la evolución de los ámbitos que figuran en dicha letra, en la medida en que sea pertinente para la red de transporte, según la información facilitada por la entidad europea de los gestores de redes de distribución (en lo sucesivo, «entidad de los GRD de la UE») creada en virtud del artículo 52, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo⁽³⁹⁾.

4. Las perspectivas europeas en materia de adecuación de suministro a que se refiere el apartado 3, letra b), se referirán a la adecuación global de la red de transporte de gas natural para abastecer la demanda, actual y planificada, de gas natural durante los cinco años siguientes, así como para el período comprendido entre el quinto y el décimo año a partir de la fecha de esas perspectivas. Las perspectivas europeas en materia de adecuación del suministro se basarán en las perspectivas de suministro a nivel nacional elaboradas por cada gestor de la red de transporte. Las perspectivas europeas en materia de adecuación del suministro preverán específicamente el seguimiento de los avances en la producción anual de biometano sostenible.

Cuando tanto las perspectivas europeas de adecuación del suministro como los planes nacionales integrados de energía y clima definitivos actualizados pongan de manifiesto que la producción anual no avanza suficientemente o que el consumo de gas natural no está disminuyendo lo suficiente teniendo en cuenta el potencial disponible, la Comisión podrá formular recomendaciones a los Estados miembros, en caso necesario para alcanzar los objetivos de la Unión de la Energía, en virtud del artículo 34 del Reglamento (UE) 2018/1999.

⁽³⁹⁾ Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad (DO L 158 de 14.6.2019, p. 54).

El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural incluirá la modelización de la red integrada, incluidas las redes de hidrógeno, la elaboración de modelos hipotéticos, las perspectivas europeas sobre la adecuación del suministro y una evaluación de la resiliencia de la red. Dicho plan promoverá el principio de «primero, la eficiencia energética» y la integración del sistema energético.

5. El programa de trabajo anual al que se refiere el apartado 3, letra e), incluirá una lista y una descripción de los códigos de red que habrán de prepararse, un plan sobre la coordinación de la explotación de la red, una lista de actividades de investigación y desarrollo que deban realizarse a lo largo de dicho año, y un calendario indicativo.
6. Los códigos de red se desarrollarán en materia de redes transfronterizas y en materia de integración de mercados y se entenderán sin perjuicio del derecho de los Estados miembros a establecer códigos de red nacionales que no afecten al comercio transfronterizo.
7. La REGRT de Gas llevará a cabo un seguimiento y analizará la aplicación de los códigos y las directrices adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo 71, apartado 13, o con el artículo 74, y sus efectos sobre la armonización de las normas aplicables que tengan por objetivo facilitar la integración del mercado. La REGRT de Gas informará de sus conclusiones a la ACER y hará constar el resultado del análisis en el informe anual mencionado en el apartado 3, letra f), del presente artículo.
8. La REGRT de Gas transmitirá toda la información que la ACER exija para el cumplimiento de las funciones contempladas en el artículo 27, apartado 1.
9. La ACER revisará los planes decenales nacionales de desarrollo de la red para evaluar su coherencia con el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural. Si la ACER detecta incoherencias entre un plan decenal nacional de desarrollo de la red y el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural, recomendará que se modifique el plan nacional o el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural, según proceda. Si dicho plan decenal nacional de desarrollo de la red se elabora de conformidad con el artículo 55 de la Directiva (UE) 2024/1788, la ACER recomendará que la autoridad reguladora pertinente modifique el plan decenal nacional de desarrollo de la red de conformidad con el artículo 55, apartado 5, de dicha Directiva e informará de ello a la Comisión.
10. A instancia de la Comisión, la REGRT de Gas le comunicará su punto de vista respecto a la adopción de las directrices indicadas en el artículo 74.
11. La REGRT de Gas cooperará con la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (en lo sucesivo, «REGRT de Electricidad») y con la REGRH.

Artículo 27

Seguimiento por la ACER de la REGRT de Gas

1. La ACER llevará a cabo un seguimiento de la ejecución de las tareas de la REGRT de Gas indicadas en el artículo 26, apartados 1, 2 y 3 e informará de sus conclusiones a la Comisión.

La ACER llevará a cabo un seguimiento de la aplicación por parte de la REGRT de Gas de los códigos de red elaborados en virtud del artículo 26, apartado 2, y de los códigos de red que se hayan establecido de conformidad con el artículo 71, apartados 1 a 12, pero que no hayan sido adoptados por la Comisión en virtud del artículo 71, apartado 13. Cuando la REGRT de Gas haya incumplido la aplicación de dichos códigos de red, la ACER exigirá a la REGRT de Gas que facilite una explicación debidamente motivada de los motivos del incumplimiento. La ACER informará a la Comisión acerca de dicha explicación y emitirá su dictamen al respecto.

La ACER llevará a cabo un seguimiento y análisis de la aplicación de los códigos de red y de las directrices que adopte la Comisión con arreglo a los artículos 70, 71, 73 y 74, así como de su repercusión en la armonización de las normas aplicables encaminadas a facilitar la integración del mercado y del sistema energético y la no discriminación, la competencia efectiva y el buen funcionamiento eficaz del mercado, e informará de ello a la Comisión.

2. La REGRT de Gas presentará a la ACER, para que esta emita su dictamen, el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural y el proyecto de programa de trabajo anual, incluidos la información sobre el proceso de consulta y los demás documentos a que se refiere el artículo 26, apartado 3.

En un plazo de dos meses desde la fecha de su recepción, la ACER presentará a la REGRT de Gas y a la Comisión un dictamen debidamente motivado acompañado de las oportunas recomendaciones cuando considere que el proyecto de programa de trabajo anual o el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural no contribuyen a la no discriminación, la competencia efectiva, el buen funcionamiento del mercado o un nivel suficiente de interconexión transfronteriza abierta al acceso de terceros. La REGRT de Gas tendrá debidamente en cuenta el dictamen y las recomendaciones de la ACER.

*Artículo 28***Autoridades reguladoras**

En el cumplimiento de sus deberes y en el ejercicio de sus competencias con arreglo al presente Reglamento, las autoridades reguladoras de los Estados miembros garantizarán su cumplimiento, el de los códigos de red y el de las directrices adoptadas en virtud de los artículos 70 a 74.

Cuando proceda, cooperarán entre sí, con la Comisión y la ACER en virtud del capítulo V de la Directiva (UE) 2024/1788.

*Artículo 29***Consultas por la REGRT de Gas**

1. Cuando esté preparando los códigos de red, el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural y el programa de trabajo anual indicados en el artículo 26, apartados 1, 2 y 3, la REGRT de Gas llevará a cabo un procedimiento de consulta pública, en una fase temprana y de manera abierta y transparente, que incluya a todos los participantes en el mercado relevantes, y en particular a las organizaciones representativas de todos los interesados, de conformidad con las normas de procedimiento contempladas en el artículo 25, apartado 1. Dicha consulta también se dirigirá a las autoridades reguladoras y otras autoridades nacionales, a las empresas de producción y suministro, a los usuarios de las redes, incluyendo a los clientes, a los gestores de redes de distribución, incluyendo a las asociaciones del sector pertinentes, a los organismos técnicos y a las plataformas de interesados afectados. La REGRT de Gas publicará los proyectos de los códigos de red, del plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural y el programa de trabajo anual para que las partes interesadas formulen observaciones, y les dará tiempo suficiente para participar de manera efectiva en el procedimiento de consulta. La consulta tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de las partes interesadas pertinentes durante el proceso de decisión.

2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con las consultas mencionadas en el apartado 1 se harán públicos.

3. Antes de aprobar el programa de trabajo anual y los códigos de red mencionados en el artículo 26, apartados 1, 2 y 3, la REGRT de Gas indicará de qué manera se han tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos cuando no se hayan tenido en cuenta determinadas observaciones.

*Artículo 30***Costes de la REGRT de Gas**

Los costes relacionados con las actividades de la REGRT de Gas mencionadas en los artículos 24, 25, 26, 70 y 71 del presente Reglamento y en el artículo 11 del Reglamento (UE) 2022/869 correrán a cargo de los gestores de redes de transporte y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras aprobarán dichos costes siempre que sean razonables y proporcionados.

*Artículo 31***Cooperación regional de los gestores de redes de transporte**

1. Los gestores de redes de transporte mantendrán una cooperación regional en la REGRT de Gas para contribuir a las tareas indicadas en el artículo 26, apartados 1, 2 y 3.

2. Los gestores de redes de transporte promoverán acuerdos operacionales a fin de asegurar la gestión óptima de la red y fomentar el desarrollo de intercambios de energía, la asignación coordinada de capacidad transfronteriza mediante soluciones no discriminatorias basadas en el mercado, prestando la debida atención a los méritos específicos de las subastas implícitas para las asignaciones a corto plazo y la integración de los mecanismos de balance.

3. Con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2 del presente artículo, la Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 para completar el presente Reglamento estableciendo la definición de la zona geográfica cubierta por cada estructura de cooperación regional, teniendo presente las estructuras de cooperación regional existentes. Se permitirá que cada Estado miembro propicie la cooperación en más de una zona geográfica.

A efectos de la elaboración de los actos delegados a que se refiere el párrafo primero, la Comisión consultará a la ACER y a la REGRT de Gas.

*Artículo 32***Plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural**

La REGRT de Gas adoptará y publicará cada dos años el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural incluirá la modelización de la red integrada, la elaboración de modelos hipotéticos, la perspectiva europea sobre la adecuación del suministro y una evaluación de la robustez de la red, así como la infraestructura que se va a retirar del servicio.

En particular, el plan de desarrollo de red a escala de la Unión para el gas natural:

- a) se basará en los planes nacionales de inversiones y en el capítulo IV del Reglamento (UE) 2022/869;
- b) en lo relativo a las interconexiones transfronterizas, se basará también en las necesidades razonables de los distintos usuarios de las redes e integrará los compromisos a largo plazo de los inversores a que se refiere el artículo 55, apartado 7, de la Directiva (UE) 2024/1788, y
- c) señalará las carencias de la inversión, en particular en lo que se refiere a la capacidad transfronteriza.

Por lo que respecta al párrafo segundo, letra c), podrá adjuntarse al plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el gas natural una reseña de los obstáculos al aumento de la capacidad transfronteriza de la red derivados de los distintos procedimientos o prácticas de aprobación.

*Artículo 33***Requisitos de transparencia aplicables a los gestores de redes de transporte**

1. Los gestores de redes de transporte harán pública la información detallada sobre la capacidad y los servicios que ofrecen y las condiciones pertinentes aplicadas, con la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva a la red.
2. Con objeto de garantizar unas tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias y facilitar una utilización eficaz del sistema de gas natural, los gestores de redes de transporte o las autoridades reguladoras competentes publicarán información razonable y suficientemente detallada sobre el origen, la metodología y la estructura de las tarifas.
3. En lo que respecta a los servicios prestados, cada gestor de la red de transporte publicará información cuantitativa sobre la capacidad técnica, contratada y disponible en todos los puntos relevantes, incluidos los puntos de entrada y salida, de forma periódica y regular y en un formato normalizado y de fácil comprensión de conformidad con las directrices establecidas en el anexo I.
4. Las autoridades competentes aprobarán, previa consulta a los usuarios de la red, los puntos relevantes del sistema de transporte sobre los que haya de publicarse información.
5. Los gestores de redes de transporte publicarán siempre la información exigida en el presente Reglamento de un modo comprensible, cuantificable, claro y fácilmente accesible, y no discriminatorio.
6. Los gestores de redes de transporte harán pública la información sobre la oferta y la demanda *ex ante* y *ex post*, con base en las nominaciones y asignaciones, las previsiones y los flujos de entrada y de salida de la red efectuados. La autoridad reguladora garantizará que se publique toda esa información. El grado de detalle de la información publicada corresponderá a la información en poder del gestor de la red de transporte.

Los gestores de redes de transporte harán públicas las medidas tomadas, así como los costes soportados y los ingresos generados para equilibrar el sistema.

Los participantes en el mercado proporcionarán a los gestores de redes de transporte los datos mencionados en el presente artículo.

7. Los gestores de redes de transporte harán pública información detallada sobre la calidad del gas natural gases transportados en sus respectivas redes, que podría afectar a los usuarios de la red, en virtud de los artículos 16 y 17 del Reglamento (UE) 2015/703.

Artículo 34

Requisitos de transparencia con respecto a las instalaciones de almacenamiento de gas natural y de hidrógeno, a las instalaciones de GNL y a las terminales de hidrógeno

1. Los gestores de redes de GNL, los gestores del almacenamiento de gas natural, los gestores de terminales de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de hidrógeno publicarán información detallada sobre todos los servicios que ofrecen y las condiciones impuestas, junto con la información técnica necesaria para que los usuarios de las instalaciones de GNL, de las instalaciones de almacenamiento de gas natural, de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de terminales de hidrógeno puedan acceder a ellas de forma efectiva. Las autoridades reguladoras podrán solicitar a esos gestores que hagan pública toda la información adicional pertinente para los usuarios del sistema.
2. Los gestores de redes de GNL proporcionarán instrumentos que permitan calcular fácilmente las tarifas de los servicios disponibles.
3. En cuanto a los servicios prestados, los gestores de redes de GNL, los gestores del almacenamiento de gas natural, los gestores de terminales de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de hidrógeno publicarán información sobre la capacidad de las instalaciones de GNL, de las instalaciones de almacenamiento de gas natural, de las instalaciones de almacenamiento de hidrógeno y de las terminales de hidrógeno, contratada y disponible, de forma cuantificada, periódica y continua, y, además, de manera estandarizada y fácilmente comprensible para el usuario.
4. Los gestores de redes de GNL, los gestores del almacenamiento de gas natural, los gestores de terminales de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de hidrógeno divulgarán la información requerida por el presente Reglamento de forma inteligible, claramente cuantificable, fácilmente accesible y no discriminatoria.
5. Los gestores de redes de GNL, los gestores de almacenamiento de gas natural, los gestores de terminales de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de hidrógeno harán pública la cantidad de gas natural o hidrógeno en cada instalación de GNL, almacenamiento de gas natural, almacenamiento de hidrógeno y cada terminal de hidrógeno o grupo de instalaciones de almacenamiento, si es esta la forma en que se ofrece el acceso a los usuarios del sistema, los flujos de entrada y de salida y la capacidad disponible de las instalaciones de GNL, almacenamiento de gas natural, de hidrógeno y terminales de hidrógeno, incluidas las instalaciones exentas del acceso de terceros. Dicha información se comunicará también al gestor de la red de transporte, o al gestor de la red de hidrógeno para el almacenamiento y las terminales de hidrógeno, que la hará pública de forma agregada por sistema o subsistema definido por los puntos relevantes. La información se actualizará al menos diariamente.

Cuando para una instalación de almacenamiento de gas natural o una instalación de almacenamiento de hidrógeno exista un solo usuario, dicho usuario podrá presentar a la autoridad reguladora una solicitud motivada de tratamiento confidencial de los datos mencionados en el párrafo primero. Si dicha autoridad reguladora llega a la conclusión de que la solicitud en cuestión está justificada, teniendo en cuenta, en particular, la necesidad de ponderar el interés de legítima protección del secreto comercial cuya revelación afectaría de forma negativa a la estrategia comercial global del usuario del almacenamiento y el objetivo de creación de mercados interiores del gas natural e hidrógeno competitivo, podrá permitir al gestor del almacenamiento de gas natural o al gestor de la instalación de almacenamiento de hidrógeno que no haga públicos los datos mencionados en el párrafo primero durante un período máximo de un año.

El párrafo segundo no dispensará al gestor de red de la obligación a que se refiere el párrafo primero, excepto si los datos agregados son idénticos a los datos de los almacenamiento de gas natural o de hidrógeno para los cuales la autoridad reguladora haya aprobado la no publicación.

6. Con objeto de garantizar unas tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias y para facilitar una utilización eficaz de las infraestructuras, los gestores de redes de GNL, los gestores de almacenamiento de gas natural, los gestores de terminales de hidrógeno y los gestores de almacenamiento de hidrógeno o las autoridades reguladoras competentes publicarán información suficientemente detallada sobre el origen, la metodología y la estructura de las tarifas para infraestructuras con arreglo al acceso regulado de terceros; las instalaciones de GNL que sean objeto de una exención, en virtud del artículo 78 del presente Reglamento, con el artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE y con el artículo 36 de la Directiva 2009/73/CE, y los gestores de almacenamiento de gas natural sometidos al régimen de acceso negociado de terceros, harán públicas las tarifas para infraestructuras a fin de garantizar un nivel suficiente de transparencia.

Los gestores de redes de GNL y los gestores de almacenamiento de gas natural publicarán de manera transparente, continua y fácilmente comprensible para el usuario la información requerida en virtud del presente artículo en una única plataforma europea que deberán mantener.

*Artículo 35***Registros llevados por los gestores de redes**

Los gestores de redes de transporte, gestores de almacenamiento de gas natural y gestores de redes de GNL mantendrán a disposición de las autoridades nacionales, incluidas las autoridades reguladoras, las autoridades nacionales de competencia y la Comisión, toda la información a que se refieren los artículos 33 y 34 y punto 3, anexo I, durante un período de cinco años.

*Sección 4***Explotación de redes de distribución***Artículo 36***Capacidad firme para gas renovable y gas hipocarbónico de la red de distribución**

1. Los gestores de redes de distribución garantizarán la capacidad firme para el acceso de las instalaciones de producción de gas renovable y gas hipocarbónico conectadas a su red. A tal fin, los gestores de redes de distribución desarrollarán, en cooperación mutua y con los gestores de redes de transporte, procedimientos y acuerdos, incluidas inversiones, para garantizar el flujo inverso desde la red de distribución a la red de transporte. Las inversiones importantes en la red de transporte de gas natural resultantes de la necesidad de capacidades adicionales en la red de distribución se reflejarán en el plan decenal de desarrollo de la red, de conformidad con el artículo 55, apartado 2, letra a), de la Directiva (UE) 2024/1788.

2. El apartado 1 se entenderá sin perjuicio de la posibilidad de que los gestores de redes de distribución elaboren alternativas a las inversiones en el flujo inverso, como soluciones de redes inteligentes o conexión a otros gestores de redes. El acceso de capacidad firme podrá estar limitado a ofrecer capacidades sometidas a limitaciones operacionales, a fin de garantizar la seguridad de las infraestructuras y la eficiencia económica. La autoridad reguladora garantizará que los gestores de redes de distribución introduzcan cualquier limitación de la capacidad firme o cualquier limitación operacional sobre la base de procedimientos transparentes y no discriminatorios y no cree obstáculos indebidos para la entrada en el mercado. Cuando la instalación de producción sea responsable de los costes por garantizar la capacidad firme, no se aplicará ninguna limitación.

*Artículo 37***Cooperación entre gestores de redes de distribución y gestores de redes de transporte**

Los gestores de redes de distribución cooperarán con otros gestores de redes de distribución y gestores de redes de transporte para coordinar el mantenimiento, el desarrollo de redes, las nuevas conexiones, la retirada del servicio y la explotación de la red, a fin de garantizar la integridad de la red y con miras a maximizar la capacidad y minimizar el uso de gas de operación.

*Artículo 38***Requisitos de transparencia aplicables a los gestores de redes de distribución**

Cuando los gestores de redes de distribución sean responsables de gestionar la calidad del gas en sus respectivas redes, harán pública información detallada sobre la calidad del gas natural transportados en ellas, que podría afectar a los usuarios de la red, en virtud de los artículos 16 y 17 del Reglamento (UE) 2015/703.

*Artículo 39***Entidad europea de los gestores de redes de distribución**

Los gestores de redes de distribución que explotan un sistema de gas natural y los gestores de redes de distribución que explotan una red de hidrógeno podrán cooperar a escala de la Unión mediante la entidad de los GRD de la UE, a fin de promover la construcción y el buen funcionamiento del mercado interior del gas natural, de cooperar en el desarrollo del mercado del hidrógeno y de promover la gestión óptima y la explotación coordinada de las redes de distribución y transporte.

Los miembros registrados podrán participar en la entidad de los GRD de la UE directamente o estar representados por la asociación nacional designada por un Estado miembro o por una asociación a escala de la Unión.

Los costes derivados de las actividades de la entidad de los GRD de la UE correrán a cargo de los gestores de redes de distribución y de los gestores de redes de distribución hidrógeno que sean miembros afiliados y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras aprobarán los costes siempre que sean razonables y proporcionados, y justificarán los casos en los que no se aprueben.

Artículo 40

Cambios en las principales normas y procedimientos para la entidad de los GRD de la UE

1. Las normas y procedimientos principales para la entidad de los GRD de la UE en virtud del artículo 54 del Reglamento (UE) 2019/943 se aplicarán también a los gestores de redes de distribución que exploten un sistema de gas natural y a los gestores de redes de distribución de hidrógeno.
2. El grupo consultivo estratégico a que se refiere el artículo 54, apartado 2, letra f), del Reglamento (UE) 2019/943 también estará formado por representantes de asociaciones que representen a gestores de redes de distribución europeos que exploten un sistema de gas natural o a gestores de redes de distribución de hidrógeno europeos.
3. A más tardar el 5 de agosto de 2025, la entidad de los GRD de la UE presentará a la Comisión y a la ACER un proyecto de estatutos actualizados, que incluirá un código de conducta, una lista de los miembros afiliados, un proyecto de reglamento interno actualizado, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y otras partes interesadas, y un proyecto de normas de financiación actualizadas.

El proyecto de reglamento interno actualizado de la entidad de los GRD de la UE garantizará una representación justa y equilibrada de todos los gestores de redes de distribución participantes, incluidos los que son propietarios o los que explotan redes de gas natural, y a los gestores de redes de distribución de hidrógeno.

4. En los cuatro meses siguientes a la recepción de los documentos presentados en virtud del apartado 3, la ACER presentará su dictamen a la Comisión, previa consulta a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, y en particular a los usuarios del sistema de distribución, incluidos los clientes.
5. En un plazo de tres meses a partir de la recepción del dictamen de la ACER, la Comisión emitirá un dictamen sobre los documentos presentados en virtud del apartado 3, teniendo en cuenta el dictamen de la ACER a que se refiere el apartado 4.
6. En los tres meses siguientes a la recepción del dictamen favorable de la Comisión, los gestores de redes de distribución aprobarán y publicarán las versiones modificadas de los estatutos de los GRD de la UE, su reglamento interno y sus normas de financiación.
7. Los documentos contemplados en el apartado 3 se presentarán a la Comisión y a la ACER en caso de modificaciones o previa solicitud motivada de cualquiera de las dos. La Comisión y la ACER podrán emitir un dictamen de conformidad con el proceso establecido en los apartados 3, 4 y 5.

Artículo 41

Tareas adicionales de la entidad de los GRD de la UE

1. La entidad de los GRD de la UE llevará a cabo las tareas indicadas en el artículo 55, apartado 1, letras a) a e), del Reglamento (UE) 2019/943 y realizará las actividades indicadas en el artículo 55, apartado 2, letras c), d) y e), de ese mismo Reglamento también en relación con las redes de distribución de gas natural o las redes de distribución de hidrógeno.
2. Además de las tareas indicadas en el artículo 55, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943, la entidad de los GRD de la UE participará en el desarrollo de códigos de red que sean pertinentes para la explotación y la planificación de las redes de distribución, y para la explotación coordinada de las redes de transporte y las redes de distribución en virtud del presente Reglamento, y contribuirá a paliar las emisiones fugitivas de metano en el sistema de gas natural.

Cuando participe en la elaboración de códigos de red en virtud del artículo 71 del presente Reglamento, la entidad de los GRD de la UE cumplirá los requisitos para las consultas establecidos en el artículo 56 del Reglamento (UE) 2019/943.

3. Además de las actividades enumeradas en el artículo 55, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943, la entidad de los GRD de la UE deberá:
 - a) cooperar con la REGRT de Gas y la REGRH en el seguimiento de la aplicación de los códigos de red y las directrices adoptadas en virtud del presente Reglamento que sean pertinentes para la explotación y planificación de las redes de distribución de gas natural e hidrógeno y la explotación coordinada de las redes de transporte y redes de distribución y de las redes de transporte y de distribución de hidrógeno;

- b) cooperar con la REGRT de Gas y la REGRH y adoptar las mejores prácticas sobre la explotación coordinada y la planificación de las redes de transporte y distribución y de las redes de transporte y distribución de hidrógeno, incluyendo aspectos como el intercambio de datos entre los gestores y la coordinación de los recursos energéticos distribuidos;
- c) trabajar en la determinación de las mejores prácticas para la aplicación de los resultados de las evaluaciones en virtud del artículo 23, apartado 1 *ter*, de la Directiva (UE) 2018/2001 y el artículo 25 de la Directiva (UE) 2023/1791 y para la cooperación entre gestores de redes de distribución de electricidad, redes de distribución de gas natural, redes de distribución de hidrógeno y de sistemas de calefacción y refrigeración urbana, incluso a los efectos de la evaluación en virtud del artículo 24, apartado 8, de la Directiva (UE) 2018/2001, incluidas las recomendaciones respecto a la instalación adecuada de electrolizadores con miras a garantizar el uso del calor residual en la red de calefacción urbana.
4. La entidad de los GRD de la UE facilitará aportaciones a la REGRT de Gas para los informes sobre la calidad del gas, en relación con las redes de distribución cuando los gestores de redes de distribución sean responsables de gestionar la calidad del gas, como se contempla en el artículo 26, apartado 3.
5. La entidad de los GRD de la UE facilitará aportaciones a la REGRH para el informe de seguimiento de la calidad del hidrógeno que se adoptará en virtud del artículo 59, apartado 1, letra j), del presente Reglamento en relación con las redes de distribución de hidrógeno cuando los gestores de las redes de distribución sean responsables de gestionar la calidad del hidrógeno, en virtud del artículo 50 de la Directiva (UE) 2024/1788.

Sección 5

Agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural y mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno

Artículo 42

Mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural

La Comisión establecerá un mecanismo voluntario para la agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural en virtud de los artículos 43 a 49.

Artículo 43

Contacto con el proveedor de servicios

1. Como excepción a lo dispuesto en el artículo 176 del Reglamento (UE, Euratom) 2018/1046, la Comisión podrá contratar los servicios necesarios de una o varias entidades establecidas en la Unión mediante los procedimientos de contratación pública pertinentes con arreglo al Reglamento (UE, Euratom) 2018/1046, a fin de aplicar el objetivo establecido en el artículo 42 del presente Reglamento.
2. Cuando la Comisión seleccione a un proveedor de servicios, lo hará sobre la base de criterios que salvaguarden la integridad del mercado interior, garanticen la competencia y la seguridad del suministro y cumplan lo dispuesto en el artículo 44. La Comisión especificará en el pliego de condiciones pertinente los requisitos aplicables al prestador de servicios.

Artículo 44

Criterios de selección del proveedor de servicios

1. La Comisión seleccionará al proveedor de servicios entre las entidades que cumplan los siguientes criterios de admisibilidad:
- a) el proveedor de servicios estará establecido y tendrá su sede operativa en el territorio de un Estado miembro;
- b) el proveedor de servicios y sus subcontratistas no podrán:
- i) ser objeto de las medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del TUE o al artículo 215 del TFUE, que prohíben poner a disposición o transferir fondos o recursos económicos, proporcionar financiación o asistencia financiera directa o indirectamente, o inmovilizar activos, o

- ii) ser propiedad o estar bajo el control, directa o indirectamente, de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos a los que se apliquen tales medidas restrictivas de la Unión, o actuar en su nombre o bajo su dirección.
2. Sin perjuicio de otras obligaciones de diligencia debida, se establecerán obligaciones contractuales entre la Comisión y los proveedores de servicios para garantizar que estos, al desempeñar sus tareas con arreglo al artículo 45, no pongan fondos o recursos económicos, directa o indirectamente, a disposición de o en beneficio de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos que:
- a) ser objeto de las medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del TUE o al artículo 215 del TFUE, que prohíben poner a disposición o transferir fondos o recursos económicos, proporcionar financiación o asistencia financiera directa o indirectamente, o inmovilizar activos, o
 - b) sean propiedad o estén bajo el control, directa o indirectamente, de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos a los que se apliquen tales medidas restrictivas de la Unión, o actúen en su nombre o bajo su dirección.
3. El proveedor de servicios no formará parte de una empresa integrada verticalmente, excepto en el caso de una entidad separada de conformidad con el capítulo IX de la Directiva (UE) 2024/1788.

Artículo 45

Funciones del proveedor de servicios

1. El proveedor de servicios organizará las tareas de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural. En particular, pero no de forma exclusiva, el proveedor de servicios podrá aplicar los elementos siguientes:
- a) evaluación y agregación de la demanda de las compañías de gas natural y de las empresas consumidoras de gas natural;
 - b) recogida de ofertas de proveedores o productores de gas natural para casarlas con la demanda agregada;
 - c) asignación de ofertas de suministro a los participantes en la agregación de la demanda, teniendo en cuenta una distribución proporcionada entre los participantes pequeños y grandes en función de los volúmenes de demanda presentados;
 - d) prestación de todos los servicios auxiliares conexos, incluidos los servicios destinados a facilitar la celebración de contratos de compra de gas natural.

Artículo 46

Participación en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural

1. La participación en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural estará abierta de forma no discriminatoria a las compañías de gas natural y a las empresas consumidoras de gas natural establecidas en la Unión. Dichas empresas no podrán participar en calidad de proveedores, productores y compradores si:
- a) ser objeto de las medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del TUE o al artículo 215 del TFUE, que prohíben poner a disposición o transferir fondos o recursos económicos, proporcionar financiación o asistencia financiera directa o indirectamente, o inmovilizar activos, o
 - b) son propiedad o están bajo el control, directa o indirectamente, de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos a los que se apliquen tales medidas restrictivas de la Unión, o actúen en su nombre o bajo su dirección.
2. Se establecerán obligaciones contractuales para garantizar que no se pongan fondos o recursos económicos, directa o indirectamente, a disposición de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos que:

- a) sean objeto de las medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del TUE o del artículo 215 del TFUE, que prohíben poner a disposición o transferir fondos o recursos económicos, proporcionar financiación o asistencia financiera directa o indirectamente, o inmovilizar activos, o
 - b) sean propiedad o estén bajo el control, directa o indirectamente, de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos a los que se apliquen tales medidas restrictivas de la Unión, o actúen en su nombre o bajo su dirección.
3. Las compañías de gas natural y las empresas consumidoras de gas natural establecidas en las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía podrán participar en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural siempre que existan las medidas o disposiciones necesarias para permitir su participación en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural en virtud de la presente sección.
4. Las compañías de gas natural y las empresas consumidoras de gas natural que participen en la agregación de la demanda podrán, de manera transparente, coordinar elementos de las condiciones del contrato de compra o utilizar contratos de compra conjunta con el fin de lograr mejores condiciones con sus proveedores, siempre que cumplan el Derecho de la Unión, incluido el Derecho de la Unión en materia de competencia, en particular los artículos 101 y 102 del TFUE.
5. Los participantes en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural informarán a la Comisión o al proveedor de servicios pertinente, según proceda, de los siguientes aspectos de los contratos celebrados:
- a) el volumen;
 - b) las contrapartes;
 - c) la duración.
6. Los participantes en la agregación de la demanda y la compra conjunta podrán informar a la Comisión o al proveedor de servicios pertinente, según proceda, si los procesos de casación y licitación no dan lugar a la celebración de un contrato de suministro.
7. El destinatario de la información recogida en los apartados 5 y 6 velará por que el acceso a la información confidencial esté estrictamente limitado al proveedor de servicios y a los servicios de la Comisión para los que sea absolutamente necesario disponer de dicha información. Dicha información será confidencial.

Artículo 47

Limitación temporal de la participación en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural

1. Con el fin de proteger los intereses esenciales de seguridad de la Unión y sus Estados miembros y, en aras de salvaguardar la seguridad del suministro, no se ofrecerán a través del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta hasta el 31 de diciembre de 2025 suministros de gas natural originario de instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia ni suministros de GNL procedente de instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia.
2. La exclusión a que se refiere el apartado 1 se aplicará a todos los suministros de GNL procedentes de cualquier instalación de GNL situada en la Federación de Rusia o Bielorrusia y a los suministros de gas natural que entren en los Estados miembros o las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía a través de los siguientes puntos de entrada:
 - a) Greifswald;
 - b) Lubmin II;
 - c) Imatra;
 - d) Narva;
 - e) Värskä;
 - f) Luhamaa;

- g) Šakiai;
- h) Kotlovka;
- i) Kondratki;
- j) Wysokoje;
- k) Tietierowka;
- l) Mozyr;
- m) Kobryń;
- n) Sudzha (RU)/(UA);
- o) Belgorod (RU)/(UA);
- p) Valuyki (RU)/(UA);
- q) Serebryanka (RU)/(UA);
- r) Pisarevka (RU)/(UA);
- s) Sokhranovka (RU)/(UA);
- t) Prokhorovka (RU)/(UA);
- u) Platovo (RU)/(UA);
- v) Strandzha 2 (BG)/Malkoclar (TR).

Artículo 48

Posibilidad de limitar la participación en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta

1. A partir del 1 de enero de 2026, la Comisión, mediante un acto de ejecución, podrá decidir excluir temporalmente de la participación en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural originario de la Federación de Rusia o Bielorrusia o el suministro de GNL de instalaciones de GNL situadas allí cuando sea necesario para proteger los intereses esenciales de seguridad o la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro, siempre que dichas medidas:

- a) no perturben indebidamente el buen funcionamiento del mercado interior del gas natural ni los flujos transfronterizos de gas natural entre los Estados miembros, ni socaven la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro;
- b) respeten el principio de solidaridad energética;
- c) se adopten de conformidad con los derechos y obligaciones de la Unión o de los Estados miembros con respecto a terceros países.

2. Con suficiente antelación a la primera ronda de licitaciones en 2026, la Comisión evaluará si se cumplen todas las condiciones establecidas en el apartado 1 con el fin de decidir sobre las medidas contempladas en él. Toda decisión de este tipo será válida por un período máximo de un año y podrá renovarse si está justificado.

La Comisión evaluará de forma continua si se cumplen las condiciones establecidas en el apartado 1 y mantendrá debidamente informados al Parlamento Europeo y al Consejo sobre sus evaluaciones, incluida la evaluación a que se refiere el párrafo primero del presente apartado.

3. Teniendo en cuenta la necesidad de garantizar la seguridad del suministro de la Unión, las medidas adoptadas por la Comisión en virtud del apartado 1 podrán tener por objeto diversificar el suministro de gas natural o GNL con vistas a reducir la dependencia del gas natural ruso, cuando pueda demostrarse que dichas medidas son necesarias para proteger los intereses esenciales de seguridad de la Unión y de los Estados miembros.

4. Las decisiones a que se refiere el apartado 1 contendrán una lista con los siguientes elementos:

a) todos los puntos de entrada de la Federación de Rusia o Bielorrusia u otros terceros países que sirvan como países de tránsito que no se utilizarán para suministrar suministros de gas natural que sean objeto de agregación de la demanda y compra conjunta, y

b) todas las instalaciones de GNL situadas en la Federación de Rusia o Bielorrusia.

Los proveedores o productores de gas natural que participen en el mecanismo de agregación de la demanda y compra conjunta de gas natural ofrecerán garantías sobre el cumplimiento del artículo 47 y de las decisiones adoptadas en virtud del apartado 1 del presente artículo.

5. La Comisión adoptará las medidas adecuadas para garantizar la aplicación efectiva del presente artículo y del artículo 47 y podrá exigir a los proveedores o productores de gas natural que participen en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural toda la información necesaria para asistirle en esa tarea, en particular la presentación a los compradores de los documentos de transporte pertinentes al entregar los suministros de gas natural, cuando sea técnicamente viable.

Artículo 49

Comité de Dirección

1. A fin de facilitar la coordinación y el intercambio de información en relación con el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, la Comisión estará asistida por un Comité de Dirección.

2. El Comité de Dirección estará compuesto por representantes de los Estados miembros y por un representante de la Comisión. La participación de los Estados miembros será voluntaria y depende, en particular, del orden del día de las reuniones del Comité de Dirección. Los representantes de las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía podrán participar en el Comité de Dirección, previa invitación de la Comisión, en todas las cuestiones de interés mutuo. La Comisión presidirá el Comité de Dirección.

Artículo 50

Garantías

Los Estados miembros, con respecto a los participantes establecidos en sus territorios, u otras partes interesadas pertinentes, podrán proporcionar apoyo en forma de liquidez, incluidas garantías, a los participantes en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, de conformidad con las normas sobre ayudas estatales, cuando proceda, en particular, cuando la autoridad competente del Estado miembro de que se trate haya declarado uno de los niveles de crisis a que se refiere el artículo 11, apartado 1, del Reglamento (UE) 2017/1938.

Artículo 51

Informes

La Comisión informará periódicamente al Comité de Dirección y presentará un informe anual al Parlamento Europeo y al Consejo sobre el funcionamiento del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural.

La información recogida en el informe incluirá, como mínimo:

a) información sobre el número de compañías de gas natural y los volúmenes de gas natural que participan en el mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural;

b) información sobre el número de contratos celebrados y los volúmenes resultantes de gas natural contratados y entregados a la Unión, respectivamente;

- c) una descripción de las normas aplicables en las rondas de licitación a los participantes en la agregación de la demanda y a los proveedores o productores de gas natural;
- d) una visión general del coste total del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural, incluidos los gastos en que haya incurrido el proveedor de servicios;
- e) cualquier avance importante del funcionamiento del mecanismo de agregación de la demanda y la compra conjunta de gas natural.

Artículo 52

Mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno

1. La Comisión podrá establecer un mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno que incluya los elementos especificados en el apartado 2 que se aplicará en el marco de las actividades del Banco Europeo del Hidrógeno. Dicho mecanismo voluntario podrá estar en vigor hasta el 31 de diciembre de 2029.
2. La Comisión podrá contratar al proveedor de servicios pertinente, aplicando por analogía el procedimiento establecido en los artículos 43 y 44, para la aplicación, en particular, pero no de forma exclusiva, de los elementos siguientes:
 - a) la recogida y el tratamiento de datos de mercado sobre, por ejemplo, la disponibilidad de infraestructuras o el desarrollo de los flujos y precios del hidrógeno, a fin de aumentar la transparencia del desarrollo del mercado del hidrógeno;
 - b) la recogida y la evaluación de la demanda de los compradores;
 - c) la recogida de ofertas de hidrógeno de los proveedores;
 - d) el acceso de los proveedores y compradores a la información pertinente y necesaria recogida en virtud del presente apartado, previo consentimiento de estos y en virtud de las normas de competencia de la Unión.
3. A fin de contribuir a los objetivos de descarbonización establecidos en el presente Reglamento, los Estados miembros podrán garantizar el apoyo en forma de liquidez, incluidas garantías, para el hidrógeno en el marco de las actividades del Banco Europeo del Hidrógeno y de conformidad con las normas sobre ayudas estatales, cuando proceda.
4. El grupo de coordinación pertinente, independiente de los grupos de expertos dedicados al gas natural, podrá facilitar la coordinación y el intercambio de información en relación con el mecanismo a que se refiere el apartado 1.

En el caso del hidrógeno, dicho grupo de coordinación se creará y llevará a cabo sus actividades en el marco de las del Banco Europeo del Hidrógeno.

5. Antes de que expire el mecanismo a que se refiere el apartado 1, la Comisión presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo en el que se evalúe el funcionamiento de dicho mecanismo. En particular, la Comisión evaluará la contribución de dicho mecanismo al desarrollo del mercado del hidrógeno en la Unión.

Cuando proceda, dicha evaluación podrá ir acompañada de una propuesta legislativa para desarrollar un mecanismo voluntario de agregación de la demanda y la compra conjunta de hidrógeno.

Artículo 53

Participación en el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno

1. La participación en el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno estará abierta de forma no discriminatoria a las empresas de hidrógeno y a las empresas consumidoras de hidrógeno establecidas en la Unión. Dichas empresas no podrán participar en calidad de proveedores y compradores si:
 - a) son objeto de las medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del TUE o al artículo 215 del TFUE, que prohíben poner a disposición o transferir fondos o recursos económicos, proporcionar financiación o asistencia financiera directa o indirectamente, o inmovilizar activos, o

- b) son propiedad o están bajo el control, directa o indirectamente, de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos a los que se apliquen tales medidas restrictivas de la Unión, o actúan en su nombre o bajo su dirección.
2. Se establecerán obligaciones contractuales para garantizar que no se pongan fondos o recursos económicos, directa o indirectamente, a disposición de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos que:
- a) sean objeto de las medidas restrictivas de la Unión adoptadas en virtud del artículo 29 del TUE o al artículo 215 del TFUE, que prohíben poner a disposición o transferir fondos o recursos económicos, proporcionar financiación o asistencia financiera directa o indirectamente, o inmovilizar activos, o
- b) sean propiedad o estén bajo el control, directa o indirectamente, de personas físicas o jurídicas, entidades u organismos a los que se apliquen tales medidas restrictivas de la Unión, o actúen en su nombre o bajo su dirección.
3. Las empresas de hidrógeno y las empresas consumidoras de hidrógeno establecidas en las Partes contratantes de la Comunidad de la Energía podrán participar en el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno siempre que existan las medidas o disposiciones necesarias para permitir su participación en dicho mecanismo en virtud del presente artículo y de los artículos 52 y 54.

Artículo 54

Posibilidad de limitar la participación en el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno

1. La Comisión, mediante un acto de ejecución, podrá decidir excluir temporalmente de su recogida mediante el mecanismo para apoyar el desarrollo del mercado del hidrógeno las ofertas de suministros de hidrógeno procedentes de la Federación de Rusia o Bielorrusia cuando sea necesario para proteger los intereses esenciales de seguridad o la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro, siempre que dichas medidas:
- a) no perturben indebidamente el buen funcionamiento del mercado interior del hidrógeno ni socaven la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro;
- b) respeten el principio de solidaridad energética;
- c) se adopten de conformidad con los derechos y obligaciones de la Unión o de los Estados miembros con respecto a terceros países.
2. Con suficiente antelación a la primera recogida de ofertas, la Comisión evaluará si se cumplen todas las condiciones establecidas en el apartado 1 con el fin de decidir sobre las medidas contempladas en él. Toda decisión de este tipo será válida por un período máximo de un año y podrá renovarse si está justificado.

La Comisión evaluará de forma continua si se cumplen las condiciones establecidas en el apartado 1 y mantendrá debidamente informados al Parlamento Europeo y al Consejo sobre sus evaluaciones, incluida la evaluación a que se refiere el párrafo primero del presente apartado.

3. La Comisión adoptará medidas adecuadas para garantizar una aplicación efectiva del presente artículo.

CAPÍTULO III

NORMAS APLICABLES A LAS REDES DE HIDRÓGENO

Artículo 55

Coordinación transfronteriza en materia de calidad del hidrógeno

1. Los gestores de redes de transporte de hidrógeno cooperarán para evitar que se produzcan restricciones al comercio transfronterizo de hidrógeno debidas a diferencias de calidad del hidrógeno, con el fin de satisfacer los requisitos de calidad de las diferentes aplicaciones de uso final en consonancia con las normas aplicables de calidad del hidrógeno.

2. Cuando los gestores de redes de transporte de hidrógeno afectados no puedan evitar una restricción de los flujos transfronterizos en sus operaciones ordinarias debido a diferencias en la calidad del hidrógeno, informarán sin demora a las autoridades reguladoras interesadas. La información incluirá la descripción de todas las medidas que ya hayan adoptado los gestores de redes de transporte de hidrógeno y las razones que las justifican.
3. Las autoridades reguladoras interesadas acordarán conjuntamente, en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la información mencionada en el apartado 2, si reconocen la restricción.
4. Cuando las autoridades reguladoras interesadas reconozcan la restricción en virtud del apartado 3, solicitarán a los gestores de redes de transporte de hidrógeno afectados que lleven a cabo, en un plazo de 12 meses a contar desde la fecha de reconocimiento de la restricción a que se refiere dicho apartado, las acciones siguientes en el orden indicado:
 - a) cooperar y desarrollar opciones técnicamente viables para eliminar la restricción reconocida;
 - b) efectuar conjuntamente un análisis de costes y beneficios de las opciones técnicamente viables para definir soluciones económicamente eficientes que deberán especificar el desglose de los costes y los beneficios entre las categorías de partes afectadas;
 - c) realizar una estimación del tiempo de ejecución de cada posible opción;
 - d) realizar una consulta pública sobre las soluciones viables identificadas y tener en cuenta los resultados;
 - e) presentar una propuesta conjunta de solución para eliminar la restricción reconocida, que incluya su plazo de ejecución, sobre la base del análisis de costes y beneficios y los resultados de la consulta pública, a las autoridades reguladoras interesadas para su aprobación, y a las demás autoridades nacionales competentes de cada Estado miembro afectado para su información.
5. Cuando los gestores de redes de transporte de hidrógeno afectados no alcancen un acuerdo sobre la presentación de una propuesta conjunta en virtud del apartado 4, letra e), cada uno de ellos informará de inmediato a su autoridad reguladora nacional.
6. Las autoridades reguladoras interesadas adoptarán una decisión coordinada conjunta para eliminar la restricción reconocida, teniendo en cuenta el análisis de costes y beneficios llevado a cabo por los gestores de redes de transporte de hidrógeno afectados y los resultados de la consulta pública realizada en virtud del apartado 4, letra d), del presente artículo, en un plazo de seis meses desde la recepción de la información a que se refiere el apartado 5 del presente artículo, de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.
7. La decisión coordinada conjunta de las autoridades reguladoras interesadas a que se refiere el apartado 6 incluirá una decisión sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes de transporte de hidrógeno para poner en marcha la solución acordada, así como su inclusión en las tarifas después del 1 de enero de 2033, teniendo en cuenta los costes y beneficios económicos, sociales y medioambientales de la solución en los Estados miembros afectados.
8. La ACER podrá publicar recomendaciones a las autoridades reguladoras sobre los detalles de las decisiones de asignación de costes contempladas en el apartado 7.
9. Cuando las autoridades reguladoras interesadas no puedan llegar al acuerdo contemplado en el apartado 3 del presente artículo, la ACER tomará una decisión sobre la restricción de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942. Cuando la ACER reconozca la restricción, solicitará a los gestores de redes de transporte de hidrógeno afectados que lleven a cabo, en un plazo de 12 meses, las acciones contempladas en el apartado 4 del presente artículo, en el orden indicado.
10. Cuando las autoridades reguladoras interesadas no puedan adoptar la decisión coordinada conjunta contemplada en los apartados 6 y 7 del presente artículo, la ACER tomará una decisión sobre la solución para eliminar la restricción reconocida y sobre la asignación de los costes de inversión que soportará cada gestor de redes de transporte de hidrógeno para poner en marcha la solución acordada de conformidad con el artículo 6, apartado 10, del Reglamento (UE) 2019/942.
11. Otros detalles necesarios para la aplicación del presente artículo, como los detalles sobre especificaciones comunes y vinculantes sobre la calidad del hidrógeno para los interconectores de hidrógeno transfronterizos, el análisis de costes y beneficios para eliminar las restricciones en los flujos transfronterizos debidos a diferencias en la calidad del gas, las normas de interoperabilidad para la infraestructura de hidrógeno transfronteriza, incluso las relativas a los acuerdos de interconexión, unidades, intercambio de datos, comunicación y suministro de información entre los participantes pertinentes en el mercado, se fijarán en un código de red establecido en virtud del artículo 72, apartado 1, letra b).

*Artículo 56***Cooperación entre gestores de redes de distribución de hidrógeno y gestores de redes de transporte de hidrógeno**

Los gestores de redes de distribución de hidrógeno cooperarán con otros gestores de redes de distribución de hidrógeno y gestores de redes de transporte de hidrógeno para coordinar el mantenimiento, el desarrollo de redes de hidrógeno, las nuevas conexiones, la retirada del servicio y la explotación del sistema de hidrógeno, a fin de garantizar la integridad del sistema de hidrógeno y con miras a maximizar la capacidad y minimizar el consumo de energía para explotar el sistema de hidrógeno.

*Artículo 57***Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno**

1. Los gestores de redes de transporte de hidrógeno cooperarán a escala de la Unión a través de la REGRH, a fin de promover el desarrollo y el buen funcionamiento del mercado interior del hidrógeno y del comercio transfronterizo, y de garantizar la gestión óptima, la explotación coordinada y la evolución técnica adecuada de la red europea de transporte de hidrógeno.
2. La REGRH cooperará estrechamente con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas para detectar sinergias y fomentar la integración del sistema entre los vectores energéticos con el fin de facilitar la eficiencia global del sistema energético.
3. La REGRH estará compuesta por gestores de redes de transporte de hidrógeno certificados en virtud del artículo 71 de la Directiva (UE) 2024/1788.

Los gestores de redes de transporte de hidrógeno podrán adherirse a la REGRH como miembros desde el inicio del procedimiento de certificación llevado a cabo por la autoridad reguladora, siempre que:

- a) cuenten con una certificación positiva posterior de conformidad con el artículo 14 del presente Reglamento y el artículo 71 de la Directiva (UE) 2024/1788 llevada a cabo en los 24 meses siguientes a la adhesión a la REGRH, y
- b) lleven a cabo al menos el desarrollo de proyectos de infraestructura de hidrógeno con una decisión final de inversión en un plazo de cuatro años a partir de la adhesión a la REGRH.

Si la decisión final sobre la certificación a que se refiere el párrafo segundo, letra a) no se ha adoptado en el plazo de 24 meses a partir de la adhesión a la REGRH o si la decisión final de inversión a que se refiere el párrafo segundo, letra b) no se ha tomado en el plazo de cuatro años a partir de la adhesión a la REGRH, la afiliación del gestor de la red de transporte de hidrógeno a la REGRH expirará.

4. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 3 del presente artículo, un gestor de redes de transporte de hidrógeno que se beneficie de una excepción a lo dispuesto en el artículo 68 de la Directiva (UE) 2024/1788 podrá adherirse a la REGRH, siempre que esté establecido en un Estado miembro en el que ningún otro gestor de la red de transporte de hidrógeno sea miembro de la REGRH en virtud del apartado 3 del presente artículo. Los Estados miembros podrán designar a dicho gestor de la red de transporte de hidrógeno y presentarán dicha nominación a la REGRH, a la Comisión y a la ACER. Los Estados miembros podrán revocar la citada nominación en cualquier momento. Cuando un gestor de redes de transporte de hidrógeno no haya adoptado una decisión final de inversión en relación con un proyecto de infraestructura de hidrógeno en un plazo de cuatro años a partir de la adhesión a la REGRH, la condición de miembro de la REGRH de dicho operador expirará.
5. Los Estados miembros que no hayan designado un gestor de redes de transporte de hidrógeno, pero tengan previsto desarrollar una red de transporte de hidrógeno de conformidad con sus planes nacionales integrados de energía y clima, podrán designar a una entidad como socio asociado en la REGRH. El Estado miembro de que se trate presentará una nominación en virtud del presente apartado a la REGRH, a la Comisión y a la ACER. El Estado miembro afectado podrá revocar esa nominación en cualquier momento. Dicha nominación expirará cuando un gestor de redes de transporte de hidrógeno establecido en el Estado miembro de que se trate se adhiera a la REGRH.
6. En el desempeño de sus funciones con arreglo al Derecho de la Unión, la REGRH actuará con miras a establecer un mercado interior de hidrógeno integrado y que funcione adecuadamente, y contribuirá a la eficiencia y la sostenibilidad en el logro de los objetivos establecidos en el marco estratégico en materia de clima y energía, en particular contribuyendo a la integración eficiente del hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables y al aumento de la eficiencia energética, manteniendo al mismo tiempo la seguridad del sistema de hidrógeno. La REGRH dispondrá de los recursos humanos y financieros adecuados para desempeñar sus funciones.
7. A más tardar el 1 de septiembre de 2024, los gestores de redes de transporte de hidrógeno presentarán a la Comisión y a la ACER el proyecto de estatutos de la REGRH que debe crearse, una lista de sus miembros y el proyecto de reglamento interno, incluidas las normas de procedimiento sobre la consulta a los interesados.

8. Los gestores de redes de transporte de hidrógeno presentarán a la Comisión y a la ACER los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno de la REGRH.
9. En los cuatro meses siguientes al día de la recepción de los proyectos a que se refiere el apartado 7 y de los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno a que se refiere el apartado 8, la ACER, previa consulta a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas, en particular a los usuarios y clientes del sistema de hidrógeno, entregará un dictamen a la Comisión sobre dichos proyectos o los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno.
10. La Comisión emitirá un dictamen sobre los proyectos y sobre los proyectos de modificación de los estatutos, de la lista de los miembros o del reglamento interno, teniendo en cuenta el dictamen de la ACER a que se refiere el apartado 9, en un plazo de tres meses a partir de la fecha de recepción de dicho dictamen.
11. En los tres meses siguientes a la recepción del dictamen favorable de la Comisión, los gestores de redes de transporte de hidrógeno aprobarán y publicarán los estatutos, la lista de miembros y el reglamento interno de la REGRH.
12. Los documentos contemplados en el apartado 7 se presentarán a la Comisión y a la ACER en caso de modificaciones o previa solicitud motivada de la Comisión o la ACER. La Comisión y la ACER emitirán sus dictámenes de conformidad con los apartados 9, 10 y 11.

Artículo 58

Transición a la REGRH

En tanto no se haya establecido la REGRH, la REGRT de Gas será responsable de elaborar planes de desarrollo de la red a escala de la Unión para las redes de gas natural y de hidrógeno a que se refieren los artículos 32 y 60. Cuando lleve a cabo dicha tarea, la REGRT de Gas garantizará la consulta y la inclusión efectivas de todos los participantes en el mercado, incluidos los participantes en el mercado de hidrógeno.

Artículo 59

Tareas de la REGRH

1. La REGRH tendrá las tareas siguientes:
 - a) desarrollar códigos de red en los ámbitos enumerados en el artículo 72, con miras a alcanzar los objetivos establecidos en el artículo 57;
 - b) elaborar, conjuntamente con la REGRT de Gas, los códigos de red a que se refiere el artículo 72, apartado 1, letra f);
 - c) adoptar y publicar, cada dos años, un plan decenal no vinculante de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno, tal y como menciona el artículo 60 (en lo sucesivo, «plan desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno»), que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación del suministro;
 - d) cooperar con la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la entidad de los GRD de la UE;
 - e) elaborar recomendaciones para los gestores de redes de transporte de hidrógeno sobre la cooperación técnica con los gestores de redes de distribución de hidrógeno y con los gestores de redes de transporte y distribución de la Unión;
 - f) elaborar recomendaciones sobre la coordinación de la cooperación técnica entre los gestores de redes de hidrógeno de la Unión y de terceros países;
 - g) adoptar un programa de trabajo anual;
 - h) adoptar un informe anual;
 - i) adoptar una perspectiva anual sobre el suministro de hidrógeno aplicable a los Estados miembros donde se use hidrógeno en la generación de electricidad;

- j) adoptar un informe de seguimiento de la calidad del hidrógeno, el 15 de mayo de 2026 y cada dos años a partir de entonces, que incluya la evolución y previsiones sobre la evolución de los parámetros de calidad del hidrógeno, así como información sobre casos relacionados con las diferencias en las especificaciones de calidad del hidrógeno y sobre cómo se solucionaron esos casos;
 - k) promover la ciberseguridad y la protección de datos en cooperación con las autoridades y las entidades reguladas pertinentes;
 - l) desarrollar y promover las mejores prácticas en materia de detección, vigilancia y reducción de las fugas de hidrógeno.
2. La REGRH llevará a cabo un seguimiento y analizará la aplicación de los códigos de red y las directrices adoptadas por la Comisión de conformidad con los artículos 72, 73 y 74, y sus efectos sobre la armonización de las normas aplicables que tengan por objetivo facilitar el desarrollo y la integración del mercado del hidrógeno. La REGRH informará de sus conclusiones a la ACER y hará constar el resultado del análisis en el informe anual contemplado en el apartado 1, letra h), del presente artículo.
3. La REGRH publicará las actas de las reuniones de su asamblea, de su consejo de administración y de sus comités, y ofrecerá periódicamente al público información sobre sus decisiones y actividades.
4. El programa de trabajo anual al que se refiere el apartado 1, letra g), incluirá una lista y una descripción de los códigos de red que habrán de prepararse, un plan sobre coordinación de la explotación de la red de hidrógeno, una lista de actividades de investigación y desarrollo que deban realizarse a lo largo de dicho año, y un calendario indicativo.
5. La REGRH proporcionará a la ACER la información que esta necesite para el cumplimiento de sus tareas en virtud del artículo 64. A fin de que la REGRH pueda cumplir tal requisito, los gestores de redes de transporte de hidrógeno le proporcionarán la información solicitada.
6. A instancia de la Comisión, la REGRH le comunicará su punto de vista respecto a la adopción de las directrices indicadas en el artículo 74.

Artículo 60

Plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno

1. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno incluirá la modelización de la red de hidrógeno integrada, la elaboración de modelos hipotéticos, las perspectivas europeas sobre la adecuación del suministro y una evaluación de la robustez de la red.

En particular, el plan de desarrollo de red a escala de la Unión para el hidrógeno:

- a) se basará en los planes nacionales de desarrollo de la red de transporte de hidrógeno tal y como establece el artículo 55 de la Directiva (UE) 2024/1788 y en el capítulo IV del Reglamento (UE) 2022/869;
- b) en lo relativo a las interconexiones transfronterizas, se basará también en las necesidades razonables de los distintos usuarios de las redes e integrará los compromisos a largo plazo de los inversores a que se refiere el artículo 55, apartado 7, de la Directiva (UE) 2024/1788, y
- c) señalará las carencias de la inversión, en particular en lo que se refiere a la capacidad transfronteriza necesaria, para poner en marcha los corredores prioritarios para hidrógeno y electrolizadores a que se refiere el anexo I, punto 3, del Reglamento (UE) 2022/869.

Por lo que respecta al párrafo segundo, letra c), podrá adjuntarse al plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno una reseña de los obstáculos al aumento de la capacidad transfronteriza de la red derivados de los distintos procedimientos o prácticas de aprobación. Dicha revisión podrá ir acompañada, cuando proceda, de un plan exhaustivo para eliminar dichas barreras y acelerar la puesta en marcha de los corredores prioritarios para hidrógeno y electrolizadores.

2. La ACER entregará un dictamen sobre los planes nacionales de desarrollo de la red de transporte de hidrógeno cuando sea pertinente para evaluar su coherencia con el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno. Si la ACER detecta incoherencias entre un plan nacional sobre desarrollo de la red de transporte de hidrógeno y el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno, recomendará que se modifique el plan nacional o el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno, según proceda.

3. Al elaborar el plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno, la REGRH cooperará con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas, en particular durante el desarrollo del análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético y del modelo interconectado del mercado y la red de la energía que abarque la infraestructura de transporte de electricidad, gas natural e hidrógeno, así como el almacenamiento de gas natural, de hidrógeno, el GNL y las terminales de hidrógeno y los electrolizadores a que se refiere el artículo 11 del Reglamento (UE) 2022/869, los modelos hipotéticos para los planes decenales de desarrollo de la red contemplados en el artículo 12 de dicho Reglamento y la determinación de las lagunas en las infraestructuras contemplada en el artículo 13 de dicho Reglamento.

Artículo 61

Planificación de la red integrada a escala de la Unión

1. Durante el período transitorio hasta el 1 de enero de 2027, la REGRT de Gas elaborará el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para 2026 para el hidrógeno, con la plena participación de los gestores de redes de transporte de hidrógeno y junto con la REGRH tan pronto como se establezca. El plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno de 2026 deberá constar de dos capítulos separados, uno para el hidrógeno y otro para el gas natural. La REGRT de Gas transferirá sin demora a la REGRH toda la información, en particular los datos y análisis que haya recopilado durante la preparación de los planes de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno, a más tardar el 1 de enero de 2027.

2. La REGRH elaborará el plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno para 2028 en virtud del presente artículo y del artículo 60.

3. La REGRH, la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas cooperarán estrechamente para elaborar planes integrados de desarrollo de la red a escala de la Unión en virtud de los artículos 32 y 60 del presente Reglamento y del artículo 30 del Reglamento (UE) 2019/943, respectivamente. En particular, dicha cooperación comprenderá lo siguiente:

- a) la REGRH, junto con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas, elaborará un conjunto único de modelos hipotéticos conjuntos para los planes decenales de desarrollo de la red en virtud del artículo 12 del Reglamento (UE) 2022/869;
- b) la REGRH, la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas elaborarán, de forma conjunta, informes coordinados sobre las lagunas en las infraestructuras en el marco de los planes decenales de desarrollo de la red a escala de la Unión en virtud del artículo 13 del Reglamento (UE) 2022/869;
- c) en el plazo de seis meses desde la aprobación del informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos, en virtud del artículo 12, apartado 6, del Reglamento (UE) 2022/869, y posteriormente cada dos años, la REGRH publicará los informes sobre las lagunas en las infraestructuras elaborados en el marco de los planes decenales de desarrollo de la red a escala de la Unión;
- d) la REGRH, junto con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas, elaborará un proyecto de metodología para cada sector para la realización de un análisis de costes y beneficios del hidrógeno en todo el sistema energético y un modelo coherente e integrado progresivamente con arreglo al artículo 11 del Reglamento (UE) 2022/869, que será coherente con las metodologías desarrolladas tanto por la REGRT de Electricidad como por la REGRT de Gas con arreglo al artículo 11 del Reglamento (UE) 2022/869, y proporcionará transparencia con respecto a las soluciones más rentables para todos los vectores energéticos, incluidas las soluciones que no estén basadas en infraestructuras;
- e) las metodologías a que se refiere la letra d) del presente apartado se aplicarán para la preparación de cada plan posterior de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno elaborado por la REGRH en virtud del artículo 60 del presente Reglamento;
- f) la REGRH elaborará los modelos hipotéticos conjuntos, los informes sobre las lagunas en las infraestructuras, el proyecto de metodología para cada sector y el modelo integrado de conformidad con los artículos 11, 12 y 13 del Reglamento (UE) 2022/869;
- g) cuando sea necesario tomar decisiones para garantizar la eficiencia del sistema, tal como se define en el artículo 2, punto 4, de la Directiva (UE) 2023/1791 en todos los vectores energéticos, la Comisión velará por que la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH cooperen estrechamente;
- h) la REGRH, la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas cooperarán de manera eficiente, inclusiva y transparente, facilitarán la toma de decisiones por consenso y desarrollarán los acuerdos de trabajo necesarios para permitir dicha cooperación y garantizar su representación equitativa.

La REGRH, junto con la REGRT de Electricidad y la REGRT de Gas, podrá crear grupos de trabajo para cumplir sus obligaciones en virtud de las letras a), b) y d) del párrafo primero, y garantizarán una representación justa y equitativa de los sectores del hidrógeno, la electricidad y el gas en los grupos de trabajo.

*Artículo 62***Costes de la REGRH**

Los costes relacionados con el desempeño de las tareas de la REGRH contempladas en el artículo 59 correrán a cargo de los gestores de redes de transporte de hidrógeno y se tendrán en cuenta en el cálculo de las tarifas. Las autoridades reguladoras aprobarán dichos costes siempre que sean razonables y proporcionados.

*Artículo 63***Consultas de la REGRH**

1. Cuando esté preparando las propuestas de conformidad con las tareas contempladas en el artículo 59, la REGRH llevará a cabo un amplio procedimiento de consulta pública, en una fase temprana y de manera abierta y transparente, que incluirá a todos los participantes en el mercado pertinentes, y en particular a las organizaciones representativas de todas las partes interesadas, de conformidad con el reglamento interno contemplado en el artículo 57. El proceso de consulta incorporará las observaciones de las partes interesadas antes de la adopción final de la propuesta y tendrá por objeto determinar las opiniones y las propuestas de todas las partes interesadas pertinentes durante el proceso de decisión. Dicha consulta también se dirigirá a las autoridades reguladoras y otras autoridades nacionales, a los productores, a los usuarios de la red, incluidos los clientes, a los organismos técnicos y a las plataformas de partes interesadas.
2. Todos los documentos y actas de las reuniones relacionadas con las consultas mencionadas en el apartado 1 se harán públicos.
3. Antes de aprobar las propuestas contempladas en el artículo 59, la REGRH indicará de qué manera se han tenido en cuenta las observaciones recibidas durante la consulta. Asimismo, hará constar los motivos cuando no se hayan tenido en cuenta determinadas observaciones.

*Artículo 64***Seguimiento por la ACER de la REGRH**

1. La ACER llevará a cabo un seguimiento de la ejecución de las tareas de la REGRH contempladas en el artículo 59 e informará de sus conclusiones a la Comisión.
2. La ACER llevará a cabo un seguimiento de la aplicación por parte de la REGRH de los códigos de red y las directrices adoptados por la Comisión de conformidad con los artículos 72, 73 y 74. Cuando la REGRH haya incumplido la aplicación de dichos códigos de red o dichas directrices, la ACER solicitará a la REGRH que facilite una explicación debidamente motivada del incumplimiento. La ACER informará a la Comisión acerca de dicha explicación y emitirá su dictamen al respecto.
3. La REGRH presentará a la ACER, para que esta emita su dictamen, el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno, el proyecto de programa de trabajo anual, incluida la información sobre el proceso de consulta, y los demás documentos contemplados en el artículo 59.

En un plazo de dos meses desde la fecha de su recepción, la ACER presentará a la REGRH y a la Comisión un dictamen debidamente motivado acompañado de las oportunas recomendaciones cuando considere que el proyecto de programa de trabajo anual o el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión para el hidrógeno no contribuyen a la no discriminación, la competencia efectiva, el buen funcionamiento del mercado o un nivel suficiente de interconexión transfronteriza. La REGRH tendrá debidamente en cuenta el dictamen y las recomendaciones de la ACER.

*Artículo 65***Cooperación regional de los gestores de redes de transporte de hidrógeno**

1. Los gestores de redes de transporte de hidrógeno establecerán una cooperación regional dentro de la REGRH para contribuir a las tareas indicadas en el artículo 59.
2. Los gestores de redes de transporte de hidrógeno promoverán acuerdos operacionales a fin de asegurar la gestión óptima de la red y garantizarán la interoperabilidad del sistema de hidrógeno de la Unión interconectado para facilitar la cooperación comercial y operacional entre gestores de redes de transporte de hidrógeno adyacentes.

*Artículo 66***Requisitos de transparencia aplicables a los gestores de redes de hidrógeno**

1. El gestor de redes de hidrógeno hará pública información detallada sobre los servicios que ofrece y las condiciones pertinentes aplicadas, junto con la información técnica necesaria para que los usuarios de la red de hidrógeno puedan acceder de forma efectiva a la red.
2. Con objeto de garantizar unas tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias, y de facilitar una utilización eficaz de la red de hidrógeno, a partir del 1 de enero de 2031 los gestores de redes de hidrógeno o las autoridades reguladoras competentes publicarán información completa sobre el origen, la metodología y la estructura de las tarifas.
3. Los gestores de redes de hidrógeno harán pública información detallada sobre la calidad del hidrógeno transportado en sus respectivas redes, que podría afectar a los usuarios de la red.
4. Las autoridades competentes aprobarán, previa consulta a los usuarios de la red de hidrógeno, los puntos relevantes de una red de hidrógeno sobre los que haya de publicarse información.
5. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán siempre la información exigida en el presente Reglamento de un modo comprensible, cuantificable, claro, fácilmente accesible, y no discriminatorio.
6. Los gestores de redes de hidrógeno harán pública la información sobre la oferta y la demanda *ex ante* y *ex post*, incluidas una previsión periódica y la información registrada. La autoridad reguladora garantizará que se publique toda esa información. El grado de detalle de la información publicada corresponderá a la información en poder del gestor de redes de hidrógeno.
7. Los participantes en el mercado proporcionarán a los gestores de redes de hidrógeno los datos contemplados en el presente artículo.
8. Otros detalles necesarios para cumplir los requisitos de transparencia de los gestores de redes de hidrógeno, como los relativos al contenido, la frecuencia y el formato para el suministro de información por esos gestores de redes de hidrógeno, se fijarán en un código de red establecido de conformidad con el artículo 72, apartado 2.

*Artículo 67***Mantenimiento de registros en el sistema de hidrógeno**

Los gestores de redes de hidrógeno, gestores de almacenamiento de hidrógeno y gestores de terminales de hidrógeno mantendrán a disposición de las autoridades nacionales, incluidas las autoridades reguladoras, las autoridades nacionales de competencia y la Comisión, toda la información contemplada en los artículos 34 y 66 y en el anexo I, punto 4, durante un período de cinco años.

*Artículo 68***Presunción de conformidad de las prácticas con las normas armonizadas para el hidrógeno**

Se presumirá que las prácticas conformes a las normas o partes de normas armonizadas cuyas referencias se hayan publicado en el *Diario Oficial de la Unión Europea* son conformes con los requisitos establecidos en actos de ejecución adoptados en virtud del artículo 72, apartado 1, letra b).

*Artículo 69***Especificaciones comunes para el hidrógeno**

1. La Comisión podrá establecer especificaciones comunes en un código de red en virtud del artículo 72, apartado 1, letra b), del presente Reglamento o adoptar actos de ejecución por los que se establezcan especificaciones comunes para los requisitos establecidos en el artículo 50 de la Directiva (UE) 2024/1788, en los casos siguientes:

- a) esos requisitos no son objeto de las normas o partes de normas armonizadas cuyas referencias se hayan publicado en el *Diario Oficial de la Unión Europea*;

- b) la Comisión ha solicitado, en virtud del artículo 10, apartado 1, del Reglamento (UE) n.º 1025/2012, a una o varias organizaciones europeas de normalización que elaboren una norma armonizada para esos requisitos y se cumpla al menos una de las siguientes condiciones:
- i) ninguna de las organizaciones europeas de normalización haya aceptado la solicitud de la Comisión,
 - ii) la Comisión observe demoras indebidas en la adopción de las normas armonizadas solicitadas,
 - iii) una organización europea de normalización haya presentado una norma que no se corresponda enteramente con la solicitud de la Comisión, o
- c) la Comisión haya decidido, de conformidad con el procedimiento contemplado en el artículo 11, apartado 5, del Reglamento (UE) n.º 1025/2012, mantener con restricciones o retirar las referencias a normas o partes de normas armonizadas relativas a esos requisitos.

Los actos de ejecución a que se refiere el párrafo primero del presente apartado se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 81, apartado 3.

2. En la fase inicial de la preparación del proyecto de acto de ejecución por el que se establezcan las especificaciones comunes a que se refiere el apartado 1, la Comisión recabará los puntos de vista de los organismos o grupos de expertos pertinentes establecidos en el Derecho de la Unión sectorial aplicable y consultará debidamente a todas las partes interesadas pertinentes. Atendiendo a dicha consulta, la Comisión elaborará el proyecto de acto de ejecución.

3. Se presumirá que las prácticas conformes con especificaciones comunes o con parte de estas son conformes con los requisitos establecidos en los actos delegados adoptados en virtud del artículo 72, apartado 1, letra b), en la medida en que dichas especificaciones comunes o parte de estas prevean esos mismos requisitos.

4. Cuando un organismo europeo de normalización adopte una norma armonizada y la proponga a la Comisión con el fin de publicar su referencia en el *Diario Oficial de la Unión Europea*, la Comisión evaluará la norma armonizada de conformidad con el Reglamento (UE) n.º 1025/2012. Cuando la referencia de una norma armonizada se publique en el *Diario Oficial de la Unión Europea*, la Comisión derogará los actos de ejecución a que se refiere el apartado 1 del presente artículo, o partes de ellos, que establezcan los mismos requisitos a que se refiere el apartado 1 del presente artículo.

CAPÍTULO IV

CÓDIGOS DE RED Y DIRECTRICES

Artículo 70

Adopción de códigos de red y directrices

1. La Comisión podrá, sin perjuicio de las competencias establecidas en los artículos 71 a 74, adoptar actos delegados o actos de ejecución. Esos actos podrán ser adoptados bien como códigos de red sobre la base de propuestas de textos elaboradas por la REGRT de Gas o la REGRH, o bien, cuando así se establezca en la lista de prioridades establecida en el artículo 71, apartado 3, por la entidad de los GRD de la UE, cuando proceda en cooperación con la REGRT de Gas, la REGRH o la ACER, con arreglo al procedimiento establecido en virtud de los artículos 71, 72 y 73, o bien como directrices en virtud del procedimiento establecido en el artículo 74.

2. Los códigos de red y las directrices:

- a) ofrecerán el grado mínimo de armonización necesario para alcanzar los objetivos del presente Reglamento;
- b) tendrán en cuenta las especificidades regionales, si procede;
- c) no irán más allá de lo necesario a para alcanzar el objetivo de la letra a), y
- d) se aplicarán a todos los puntos de interconexión dentro de la Unión y a los puntos de entrada y los puntos de salida desde y hacia terceros países a partir del 5 de agosto de 2026.

3. Hasta el 5 de febrero de 2026, las autoridades reguladoras podrán presentar a la Comisión una solicitud de excepción a la aplicación de los códigos de red y directrices a que se refiere el apartado 1 en los puntos de entrada y salida de terceros países en virtud del apartado 2, letra d). La solicitud de excepción se presentará simultáneamente a la Comisión y a la ACER. En un plazo de tres meses desde la fecha de recepción de la solicitud de excepción, la ACER proporcionará un dictamen motivado a la Comisión.

La Comisión adoptará una decisión sobre la solicitud de excepción, teniendo en cuenta el dictamen motivado de la ACER y tras evaluar si la autoridad reguladora:

- a) ha demostrado que un código de red o directriz, o un elemento específico de dichos actos, no puede aplicarse de manera efectiva en los puntos de entrada y salida de terceros países; en el caso de los puntos de interconexión con terceros países que tengan la obligación de adaptarse al acervo de la Unión en materia de energía, incluido el presente Reglamento, en virtud de un acuerdo celebrado entre la Unión y dichos terceros países, pero cuando no se haya completado la aplicación o ejecución, la solicitud de excepción especificará qué disposiciones del presente Reglamento no se han aplicado o ejecutado efectivamente en el tercer país de que se trate, o qué normas técnicas o la falta de normas técnicas en el tercer país impiden la aplicación de las disposiciones específicas del código de red o directriz pertinente;
- b) ha explicado qué medidas se han adoptado para aliviar los obstáculos a la aplicación de las disposiciones específicas del código de red o directriz pertinente;
- c) ha demostrado que la excepción no va en detrimento del buen funcionamiento del mercado interior del gas natural ni de la seguridad del suministro de la Unión o de un Estado miembro.

La excepción se limitará a las disposiciones específicas que no puedan aplicarse efectivamente y se concederá por un período de tiempo limitado.

Artículo 71

Establecimiento de códigos de red para el gas natural

1. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 por los que se complete el presente Reglamento mediante el establecimiento de códigos de red en los ámbitos siguientes:

- a) normas de seguridad y fiabilidad de la red, incluidas normas para la seguridad operativa de la red, así como normas de fiabilidad que garanticen la calidad del servicio de la red;
- b) normas de conexión a la red, incluidas normas sobre la conexión de instalaciones de producción de gases renovables y gases hipocarbónicos y procedimientos para solicitudes de conexión;
- c) procedimientos operativos en caso de emergencia, incluidos planes de defensa de la red, planes de reposición, interacciones de mercado, intercambio de información y herramientas y equipos de comunicación;
- d) normas sobre transacciones relacionadas con la prestación técnica y operativa de servicios de acceso a la red y balance de la red;
- e) eficiencia energética de las redes de gas natural y los componentes, así como eficiencia energética en relación con la planificación de la red y las inversiones que permitan la solución de mayor eficiencia energética desde la perspectiva del sistema;
- f) aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de gas natural, incluidas normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, el seguimiento, la información y la gestión de crisis.

2. La Comisión podrá adoptar actos de ejecución que establezcan códigos de red en los ámbitos siguientes:

- a) normas de interoperabilidad del sistema de gas natural para la aplicación del artículo 21 del presente Reglamento y los artículos 10, 39 y 44 de la Directiva (UE) 2024/1788, también en relación con los acuerdos de interconexión, las normas para el control del flujo y los principios de medición de la cantidad de gas natural y la calidad del gas, las normas para la asignación y la casación, los conjuntos comunes de unidades, el intercambio de datos, la calidad del gas, incluidas normas para la gestión de las restricciones transfronterizas debidas a diferencias de calidad del gas o debidas a diferencias en las prácticas de odorización o debidas a diferencias en el volumen de hidrógeno mezclado en el sistema de gas natural, los análisis de costes y beneficios para eliminar las restricciones en los flujos transfronterizos, la clasificación del índice de Wobbe, las medidas de atenuación, los niveles mínimos de aceptación para parámetros de calidad del gas pertinentes a fin de garantizar el flujo transfronterizo de biometano libre de obstáculos, por ejemplo, el contenido de oxígeno, el seguimiento de la calidad del gas a corto y a largo plazo, el suministro de información y la cooperación entre los participantes pertinentes en el mercado, los informes sobre la calidad del gas, la transparencia y los procedimientos de comunicación, incluso en caso de circunstancias excepcionales;

- b) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión para la aplicación de los artículos 8 a 11 del presente Reglamento y el artículo 31 de la Directiva (UE) 2024/1788, incluidas normas sobre la cooperación en los procedimientos de mantenimiento y de cálculo de la capacidad que afecten a la asignación de capacidad, la normalización de los productos y unidades de capacidad incluida la agrupación, la metodología de asignación incluidos los algoritmos de subasta, la secuencia y el procedimiento de la capacidad existente, incremental, firme e interrumpible, las plataformas de reserva de capacidad, los regímenes de sobresuscripción y readquisición, los mecanismos de utilización o pérdida a corto y a largo plazo o cualquier otro régimen de gestión de la congestión que evite el acaparamiento de capacidad;
- c) normas de balance, incluidas las normas relativas a la red con respecto a los procedimientos de nominación, a las tarifas de balance, a los procesos de liquidación ligados a la tarifa de balance diario y al balance operativo entre las redes de los gestores de redes de transporte para la aplicación de los artículos 8 a 11 del presente Reglamento y el artículo 39, apartado 5, de la Directiva (UE) 2024/1788;
- d) normas sobre las estructuras tarifarias de transporte armonizadas para la aplicación de los artículos 17 y 18 del presente Reglamento y el artículo 78, apartado 7, de la Directiva (UE) 2024/1788, incluidas normas sobre la aplicación de una metodología de precio de referencia, los requisitos conexos de consulta y publicación, también para los ingresos autorizados o los ingresos objetivo, así como el cálculo de precios de reserva para productos estándar de capacidad, descuentos para las terminales de GNL y almacenamiento, procedimientos para la aplicación de un descuento a los gases renovables y gases hipocarbónicos, incluidos los principios comunes para los mecanismos de compensación entre gestores de redes de transporte, en virtud del artículo 17, apartado 4, y del artículo 18 del presente Reglamento, cuando proceda;
- e) normas para determinar el valor de los activos transferidos y el cargo específico.

Los actos de ejecución a que se refiere el párrafo primero del presente apartado se adoptarán de conformidad con el procedimiento de examen a que se refiere el artículo 81, apartado 3.

3. Previa consulta a la ACER, a la REGRT de Gas, a la REGRH, a la entidad de los GRD de la UE y a otros interesados pertinentes, la Comisión establecerá, cada tres años, una lista de prioridades en la que señalará los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2 que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red.

Si el objeto del código de red está relacionado directamente con la explotación del sistema de distribución y no concierne principalmente al sistema de transporte, la Comisión podrá pedir a la entidad de los GRD de la UE, en cooperación con la REGRT de Gas, que convoque un comité de redacción y presente a la ACER una propuesta de código de red.

4. La Comisión instará a la ACER a que le transmita, en un plazo razonable que no superará los seis meses desde la fecha de recepción de tal solicitud, directrices marco no vinculantes en las que se establezcan principios claros y objetivos para el desarrollo de códigos de red relativos a los ámbitos señalados en la lista de prioridades. La solicitud de la Comisión podrá incluir las condiciones que deberán abordar las directrices marco. Dichas directrices marco contribuirán a la integración del mercado, a la no discriminación, a la competencia efectiva y al buen funcionamiento del mercado. Previa solicitud motivada de la ACER, la Comisión podrá ampliar el plazo para la presentación de las directrices marco.

5. La ACER consultará a la REGRT de Gas, a la REGRH, a la entidad de los GRD de la UE y a las demás partes interesadas correspondientes acerca de las directrices marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.

6. La ACER presentará las directrices marco a la Comisión cuando así se le solicite con arreglo al apartado 4.

7. En caso de que la Comisión estime que las directrices marco no contribuyen a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el buen funcionamiento del mercado, podrá solicitar a la ACER que revise las directrices marco en un plazo razonable y vuelva a transmitir las directrices marco a la Comisión.

8. Si la ACER no transmitiera o no volviera a transmitir las directrices marco en el plazo establecido por la Comisión con arreglo a los apartados 4 o 7, la Comisión se encargará de la elaboración de dichas directrices marco.

9. La Comisión invitará a la REGRT de Gas o, si así se establece en la lista de prioridades a que se refiere el apartado 3, a la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRT de Gas, a que transmita a la ACER, en un plazo razonable que no superará los 12 meses a partir de la recepción de la solicitud de la Comisión, una propuesta de código de red de conformidad con las directrices marco pertinentes.

10. La REGRT de Gas o, si así se establece en la lista de prioridades a que se refiere el apartado 3, la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRT de Gas, convocará un comité de redacción para que le preste asistencia en el proceso de desarrollo del código de red. El comité de redacción estará compuesto por representantes de la ACER, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE, si procede, y un número limitado de las principales partes interesadas afectadas. Previa solicitud formulada por la Comisión en virtud del apartado 9, la REGRT de Gas o, si así se establece en la lista de prioridades a que se refiere el apartado 3, la entidad de los GRD de la UE en cooperación con la REGRT de Gas, elaborará propuestas de códigos de red en los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2.

11. La ACER revisará la propuesta de código de red para asegurarse de que se ajusta a las directrices marco pertinentes y contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el buen funcionamiento del mercado, y transmitirá el código de red revisado a la Comisión en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la propuesta. En la propuesta presentada a la Comisión, la ACER tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la redacción de la propuesta de código de red bajo la dirección de la REGRT de Gas o de la entidad de los GRD de la UE y consultará a las partes interesadas pertinentes sobre la versión revisada de la propuesta de código de red que deba presentarse a la Comisión.

12. En caso de que la REGRT de Gas o la entidad de los GRD de la UE no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado 9, la Comisión podrá invitar a la ACER a que elabore un proyecto de código de red con arreglo a las directrices marco correspondientes. La ACER podrá poner en marcha una nueva consulta con el fin de elaborar un proyecto de código de red en virtud del presente apartado. La ACER transmitirá a la Comisión un proyecto de código de red elaborado con arreglo al presente apartado y podrá recomendar que sea adoptado.

13. Si la REGRT de Gas o la entidad de los GRD de la UE no hubieran desarrollado un código de red, o si la ACER no hubiera elaborado un proyecto de código de red según se indica en el apartado 12, la Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia o a propuesta de la ACER en virtud del apartado 11, uno o más códigos de red en los ámbitos contemplados en los apartados 1 y 2.

14. Cuando la Comisión proponga la adopción de un código de red por propia iniciativa según se contempla en el apartado 13, la Comisión consultará a la ACER, a la REGRT de Gas y a todas las partes interesadas pertinentes acerca del proyecto de código de red durante un período de al menos dos meses.

15. El presente artículo se entenderá sin perjuicio del derecho de la Comisión a adoptar y modificar las directrices con arreglo a lo establecido en el artículo 74. No afectará a la posibilidad de que la REGRT de Gas desarrolle directrices no vinculantes en los ámbitos contemplados en los apartados 1 y 2 del presente artículo, cuando dichas directrices no estén relacionadas con ámbitos cubiertos por una solicitud que haya dirigido la Comisión a la REGRT de Gas. La REGRT de Gas presentará esas directrices a la ACER para que dictamine al respecto y tendrá debidamente en consideración dicho dictamen.

Artículo 72

Establecimiento de códigos de red para el hidrógeno

1. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 por los que se complete el presente Reglamento mediante el establecimiento de códigos de red en los ámbitos siguientes:

- a) eficiencia energética de las redes de hidrógeno y los componentes, así como eficiencia energética en relación con la planificación de la red y las inversiones que permitan la solución de mayor eficiencia energética desde la perspectiva de la red;
- b) normas de interoperabilidad para la red de hidrógeno, también en relación con los acuerdos de interconexión, las unidades, el intercambio de datos, la transparencia, la comunicación, el suministro de información y la cooperación entre los participantes pertinentes en el mercado, así como la calidad del hidrógeno, incluidas especificaciones comunes en puntos de interconexión y la normalización, la odorización, los análisis de costes y beneficios para eliminar restricciones en los flujos transfronterizos debidas a diferencias en la calidad del hidrógeno, y la información sobre la calidad del hidrógeno;
- c) normas para el sistema de compensación financiera para la infraestructura de hidrógeno transfronteriza a que se refiere el artículo 59 de la Directiva (UE) 2024/1788;
- d) normas de asignación de capacidad y gestión de la congestión, incluidas normas sobre la cooperación de los procedimientos de mantenimiento y de cálculo de la capacidad que afecten a la asignación de capacidad, la normalización de los productos y unidades de capacidad incluida la agrupación, la metodología de asignación incluidos los algoritmos de subasta, la secuencia y el procedimiento de la capacidad existente, incremental, firme e interrumpible, las plataformas de reserva de capacidad, los regímenes de sobresuscripción y readquisición, los mecanismos de utilización o pérdida a corto y a largo plazo o cualquier otro régimen de gestión de la congestión que evite el acaparamiento de capacidad;

- e) normas relativas a estructuras tarifarias armonizadas para el acceso a la red de hidrógeno, también sobre las tarifas en los puntos de interconexión a que se refiere el artículo 7, apartado 8, normas sobre la aplicación de una metodología de precio de referencia, los requisitos conexos de consulta y publicación, también para los ingresos autorizados u objetivo, así como el cálculo de precios de reserva para productos estándar de capacidad y los ingresos autorizados;
- f) normas para determinar el valor de los activos transferidos y el cargo específico;
- g) normas para determinar la asignación intertemporal de costes;
- h) normas de balance, incluidas las normas relativas a la red sobre los procedimientos de nominación, sobre las tarifas de balance y sobre el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de hidrógeno, las tarifas de balance, los procesos de liquidación ligados a la tarifa de balance diario y el balance operativo entre las redes de los gestores de redes de hidrógeno;
- i) aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de hidrógeno, incluidas normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, el seguimiento, la información y la gestión de crisis.

2. La Comisión podrá adoptar actos de ejecución a fin de establecer códigos de red en el ámbito de las normas de transparencia para el cumplimiento del artículo 66, incluidos otros detalles relativos al contenido, la frecuencia y el formato para el suministro de información por los gestores de redes de hidrógeno, y para el cumplimiento del anexo I, punto 4, incluidos detalles sobre la forma y el contenido de la información necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva a la red, la información que debe publicarse en los puntos relevantes y los detalles sobre los plazos previstos.

Los actos de ejecución a que se refiere el párrafo primero del presente apartado se adoptarán de conformidad con el procedimiento consultivo a que se refiere el artículo 81, apartado 2.

3. Previa consulta a la ACER, a la REGRH y, cuando proceda, a la REGRT de Gas o a la entidad de los GRD de la UE, así como a las demás partes interesadas correspondientes, la Comisión establecerá, cada tres años, una lista de prioridades en la que señalará los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2 del presente artículo que habrán de incluirse en el desarrollo de los códigos de red. La Comisión establecerá la primera lista de prioridades para el desarrollo de códigos de red de hidrógeno en el plazo de un año a partir del establecimiento de la REGRH como se establece en el artículo 57 del presente Reglamento.

4. La Comisión instará a la ACER a que le transmita, en un plazo razonable que no superará los seis meses desde la fecha de recepción de tal solicitud, directrices marco no vinculantes en las que se establezcan principios claros y objetivos para el desarrollo de códigos de red relativos a los ámbitos señalados en la lista de prioridades. La solicitud de la Comisión podrá incluir las condiciones que deberán abordar las directrices marco. Dichas directrices marco contribuirán a la integración del mercado, a la no discriminación, a la competencia efectiva y al buen funcionamiento del mercado. Previa solicitud motivada de la ACER, la Comisión podrá ampliar el plazo para la presentación de las directrices marco.

5. La ACER consultará a la REGRH y, cuando proceda, a la REGRT de Gas, así como a las demás partes interesadas correspondientes, acerca de las directrices marco, durante un período no inferior a dos meses, de manera abierta y transparente.

6. La ACER presentará las directrices marco a la Comisión cuando así se le solicite de conformidad con el apartado 4.

7. En caso de que la Comisión estime que las directrices marco no contribuyen a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el buen funcionamiento del mercado, podrá solicitar a la ACER que revise las directrices marco en un plazo razonable y vuelva a transmitir las directrices marco a la Comisión.

8. Si la ACER no transmitiera o no volviera a transmitir las directrices marco en el plazo establecido por la Comisión en virtud de los apartados 4 o 7, la Comisión se encargará de la elaboración de dichas directrices marco.

9. La Comisión invitará a la REGRH a que transmita a la ACER, en un plazo razonable que no superará los 12 meses a partir de la recepción de la solicitud de la Comisión, una propuesta de código de red de conformidad con las directrices marco pertinentes.

10. La REGRH convocará un comité de redacción para que le preste asistencia en el proceso de desarrollo del código de red. El comité de redacción estará compuesto por representantes de la ACER, la REGRT de Gas, la REGRT de Electricidad y la entidad de los GRD de la UE, si procede, y un número limitado de las principales partes interesadas afectadas. La REGRH elaborará propuestas de códigos de red en los ámbitos mencionados en los apartados 1 y 2 si así lo solicita la Comisión en virtud del apartado 9.

11. La ACER revisará la propuesta de código de red para asegurarse de que se ajusta a las directrices marco pertinentes y contribuye a la integración del mercado, la no discriminación, la competencia efectiva y el buen funcionamiento del mercado, y transmitirá el código de red revisado a la Comisión en un plazo de seis meses a partir de la recepción de la propuesta. En la propuesta que se presente a la Comisión, la ACER tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la redacción de la propuesta de código de red bajo la dirección de la REGRH y consultará a las partes interesadas pertinentes sobre la versión revisada de la propuesta de código de red que deba presentarse a la Comisión.

12. En caso de que la REGRH no haya desarrollado un código de red en el plazo establecido por la Comisión en virtud del apartado 9, la Comisión podrá invitar a la ACER a que elabore un proyecto de código de red sobre la base de las directrices marco correspondientes. La ACER podrá poner en marcha una nueva consulta con el fin de elaborar un proyecto de código de red en virtud del presente apartado. La ACER transmitirá a la Comisión un proyecto de código de red elaborado en virtud del presente apartado y podrá recomendar su adopción.

13. La Comisión podrá adoptar, por iniciativa propia si la REGRH no hubiera desarrollado un código de red o la ACER no hubiera desarrollado un proyecto de código de red según se indica en el apartado 12, o previa recomendación de la ACER en virtud del apartado 11, uno o más códigos de red en los ámbitos enumerados en los apartados 1 y 2.

14. Cuando la Comisión proponga la adopción de un código de red por propia iniciativa a que se refiere el apartado 13, consultará a la ACER, a la REGRH, a la REGRT de Gas y a todas las partes interesadas pertinentes acerca del proyecto de código de red durante un período de al menos dos meses.

15. El presente artículo se entenderá sin perjuicio del derecho de la Comisión a adoptar y modificar las directrices con arreglo a lo establecido en el artículo 74. No afectará a la posibilidad de que la REGRH desarrolle directrices no vinculantes en los ámbitos contemplados en los apartados 1 y 2 del presente artículo, cuando dichas directrices no estén relacionadas con ámbitos cubiertos por una solicitud que haya dirigido la Comisión a la REGRH. La REGRH presentará esas directrices a la ACER para que dictamine al respecto y tendrá debidamente en consideración dicho dictamen.

Artículo 73

Modificación de códigos de red

1. La Comisión estará facultada para modificar los códigos de red en los ámbitos enumerados en el artículo 71, apartados 1 y 2, y en el artículo 72, apartados 1 y 2, de conformidad con el procedimiento correspondiente establecido en esos mismos artículos.

2. Las personas que puedan tener intereses respecto de cualquier código de red adoptado en virtud de los artículos 70, 71, 72 y del presente artículo, incluidos la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE, las autoridades reguladoras, los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución y los usuarios del sistema y los consumidores, podrán proponer a la ACER proyectos de modificación de dicho código de red. La ACER también podrá proponer modificaciones por propia iniciativa.

3. La ACER podrá formular a la Comisión propuestas motivadas de modificación, con la explicación sobre la coherencia de las propuestas con los objetivos de los códigos de red establecidos en el artículo 70 del presente Reglamento. Si considera admisible una propuesta de modificación y cuando proponga modificaciones por su propia iniciativa, la ACER consultará a todas las partes interesadas pertinentes de conformidad con el artículo 14 del Reglamento (UE) 2019/942.

Artículo 74

Directrices

1. La Comisión estará facultada para adoptar directrices vinculantes en los ámbitos que se enumeran en el presente artículo.

2. La Comisión estará facultada para adoptar directrices en los ámbitos en los que tales actos podrían también desarrollarse según el procedimiento relativo a los códigos de red en virtud de los artículos 71 y 72. Dichas directrices se adoptarán mediante actos delegados o actos de ejecución, en función de la correspondiente delegación de competencias prevista en el presente Reglamento.

3. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 por los que se complete el presente Reglamento mediante el establecimiento de directrices en los ámbitos siguientes:

- a) los servicios de acceso de terceros, de manera detallada, incluida la naturaleza, duración y otros requisitos de estos servicios, de conformidad con los artículos 6, 7 y 8;
- b) los principios detallados que rigen los mecanismos de asignación de capacidad y la aplicación de los procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual, de conformidad con los artículos 10 y 11;

- c) datos detallados sobre la aportación de información y la definición de la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva al sistema, así como la definición de todos los puntos relevantes para los requisitos de transparencia, incluida la información que debe publicarse en todos los puntos relevantes y los plazos previstos para la publicación de esta información, de conformidad con los artículos 33 y 34;
 - d) datos detallados sobre metodología de tarifas en relación con el comercio transfronterizo de gas natural, de conformidad con los artículos 17 y 18.
4. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 por los que se modifiquen las directrices establecidas en el anexo I, con el fin de especificar lo siguiente:
- a) los detalles de la información que debe publicarse sobre la metodología utilizada para fijar los ingresos regulados del gestor de la red de transporte, de conformidad con los artículos 33 y 34;
 - b) los detalles de los principios que rigen los mecanismos de asignación de capacidad y los procedimientos de gestión de la congestión, en aplicación de los artículos 10 y 11;
 - c) los detalles de la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva al sistema de gas natural, en aplicación del artículo 33, apartado 1;
 - d) los detalles de la definición de todos los puntos relevantes, la información que deberá publicarse y los plazos previstos para los requisitos de transparencia, en aplicación del artículo 33;
 - e) los detalles del formato y el contenido de la información técnica sobre el acceso a la red que deben publicar los gestores de redes de hidrógeno, en aplicación del artículo 66.
5. Cuando modifique las directrices, la Comisión consultará:
- a) a la ACER, a la REGRT de Gas y a la entidad de los GRD de la UE, así como, si procede, a otras partes interesadas, para las directrices relativas al gas natural;
 - b) a la ACER, a la REGRH y a la entidad de los GRD de la UE, así como, si procede, a otras partes interesadas, para las directrices relativas al hidrógeno.

Artículo 75

Derecho de los Estados miembros a establecer medidas más detalladas

El presente Reglamento se entiende sin perjuicio de los derechos de los Estados miembros de mantener o introducir medidas que contengan disposiciones más detalladas que las contenidas en él, en las directrices a que se refiere el artículo 74 o en los códigos de red contemplados en los artículos 70 a 73, siempre y cuando tales medidas sean conformes con el Derecho de la Unión.

Artículo 76

Suministro de información y confidencialidad

1. Los Estados miembros y las autoridades reguladoras suministrarán a la Comisión, a instancia de esta, la información necesaria a efectos de hacer cumplir el presente Reglamento, incluyendo las directrices y los códigos de red adoptados en virtud del mismo.
2. La Comisión fijará un plazo razonable para que se facilite la información, teniendo en cuenta la complejidad y la urgencia de la información necesaria.
3. Cuando el Estado miembro o la autoridad reguladora interesada no faciliten la información en el plazo fijado por la Comisión, esta podrá solicitar toda la información necesaria a efectos de hacer cumplir el presente Reglamento directamente de las empresas en cuestión.

Cuando la Comisión envíe una solicitud de información a una empresa, enviará simultáneamente una copia de esta al Estado miembro o a la autoridad reguladora interesada del Estado miembro en el que esté ubicada la sede de la empresa.

4. En su solicitud de información, la Comisión indicará la base jurídica, el plazo en el cual deberá facilitarse la información y el objeto de la solicitud, así como las sanciones previstas en el artículo 77, apartado 2, para el caso en que se le proporcione información inexacta, incompleta o engañosa.

5. Estarán obligados a facilitar la información solicitada los propietarios de las empresas o sus representantes y, en el caso de personas jurídicas, las personas físicas autorizadas para representarlas de acuerdo con la ley o con su escritura de constitución. En el caso de que abogados debidamente autorizados por sus clientes para representarles faciliten la información, los clientes serán plenamente responsables si la información facilitada es incompleta, inexacta o engañosa.

6. Si una empresa no facilitase la información requerida en el plazo fijado por la Comisión, o la proporcionase de manera incompleta, la Comisión podrá pedirla mediante decisión. En esta se precisará la información solicitada, se fijará un plazo razonable en el que deberá facilitarse la información y se indicarán las sanciones previstas en el artículo 77, apartado 2. Asimismo, se indicará el derecho a someter la decisión a revisión por el Tribunal de Justicia de la Unión Europea.

La Comisión enviará simultáneamente una copia de su decisión al Estado miembro en el que resida la persona o esté situada la sede de la empresa, o a la autoridad reguladora de dicho Estado miembro.

7. La información contemplada en los apartados 1 y 2 se utilizará solo a efectos de hacer cumplir lo dispuesto en el presente Reglamento.

La Comisión no podrá divulgar la información obtenida en virtud del presente Reglamento cuando la información esté protegida por la obligación de secreto profesional.

Artículo 77

Sanciones

1. Los Estados miembros establecerán el régimen de sanciones aplicables a cualquier infracción del presente Reglamento, de los códigos de red y de las directrices adoptados en virtud de los artículos 70 a 74 y de las directrices establecidas en el anexo I, y adoptarán todas las medidas necesarias para garantizar su ejecución. Tales sanciones serán efectivas, proporcionadas y disuasorias. Los Estados miembros comunicarán a la Comisión el régimen establecido y las medidas adoptadas, sin demora, y le notificarán sin demora toda modificación posterior.

2. La Comisión, mediante decisión, podrá imponer a las empresas multas de una cuantía no superior al 1 % del volumen de negocios del ejercicio anterior, cuando estas, deliberadamente o por negligencia, faciliten información incorrecta, incompleta o engañosa en respuesta a una solicitud de información presentada en virtud del artículo 76, apartado 4, o no proporcionen la información en el plazo fijado por la decisión adoptada en virtud del artículo 76, apartado 6, párrafo primero. Al fijar la cuantía de la multa, la Comisión tendrá en cuenta la gravedad del incumplimiento por parte de la empresa de los códigos de red y de las directrices adoptadas en virtud de los artículos 70 a 74 y de las directrices previstas en el anexo I.

3. El régimen de sanciones adoptado en virtud del apartado 1 y cualquier decisión adoptada en virtud del apartado 2 no serán de carácter penal.

CAPÍTULO V

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 78

Nuevas infraestructuras de gas natural y de hidrógeno

1. Previa solicitud, las grandes infraestructuras de gas natural nuevas, a saber, los interconectores, las instalaciones de GNL y las instalaciones de almacenamiento de gas natural, podrán quedar exentas, durante un período establecido, de la aplicación de las disposiciones del presente Reglamento, salvo el artículo 34, apartados 5 y 6, y de la aplicación del artículo 31, apartado 1, el artículo 32, el artículo 33, el artículo 60, el artículo 78, apartados 7 y 9, y el artículo 79, apartado 1, de la Directiva (UE) 2024/1788.

Previa solicitud, las grandes infraestructuras de hidrógeno nuevas, a saber, los interconectores, las terminales de hidrógeno y las instalaciones de almacenamiento subterráneo de hidrógeno, podrán quedar exentas, durante un período establecido, de la aplicación de las disposiciones del presente Reglamento, salvo el artículo 34, apartados 5 y 6, y de la aplicación de los artículos 35, 36, 37 y 68 de la Directiva (UE) 2024/1788.

Toda exención de este tipo cumplirá todas las condiciones siguientes:

a) la inversión refuerza la competencia en el suministro de gas natural o en el suministro de hidrógeno y potencia la seguridad del suministro;

- b) la inversión contribuye a la descarbonización y al cumplimiento de los objetivos climáticos y energéticos de la Unión y se decidió aplicando el principio de «primero, la eficiencia energética»;
- c) el nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que esta no se llevaría a cabo de no concederse una exención;
- d) la infraestructura es propiedad de una persona física o jurídica distinta, por lo menos en su personalidad jurídica, de los gestores de redes en cuyas redes vaya a construirse;
- e) se cobran cánones a los usuarios de la infraestructura;
- f) la exención no va en detrimento de la competencia en los mercados pertinentes que probablemente se vean afectados por la inversión, del buen funcionamiento del mercado integrado interior del gas natural o el hidrógeno, del buen funcionamiento de las redes reguladas en cuestión, de la descarbonización ni de la seguridad del suministro de la Unión;
- g) la infraestructura no ha recibido apoyo financiero de la Unión para obras con arreglo al Reglamento (UE) 2021/1153 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁴⁰⁾.

Las condiciones contempladas en el párrafo tercero se evaluarán teniendo en cuenta el principio de solidaridad energética. Las autoridades nacionales competentes tendrán en cuenta la situación en otros Estados miembros afectados y ponderar los posibles efectos negativos respecto a los efectos beneficiosos en su territorio.

2. La exención contemplada en el apartado 1 se aplicará también a los aumentos significativos de capacidad en las infraestructuras ya existentes, así como a las modificaciones de dichas infraestructuras que permitan el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas renovable y gas hipocarbónico.

3. La autoridad reguladora podrá decidir, en función de cada caso particular, sobre las exenciones previstas en los apartados 1 y 2.

Antes de adoptar una decisión sobre la exención, la autoridad reguladora o, cuando proceda, otra autoridad competente del Estado miembro afectado, consultará a:

- a) las autoridades reguladoras de los Estados miembros cuyos mercados es probable que se vean afectados por las nuevas infraestructuras, y
- b) las autoridades pertinentes de los terceros países, cuando la infraestructura de que se trate esté conectada con la red de la Unión sometida a la jurisdicción de un Estado miembro y comience o termine en uno o varios terceros países.

En caso de que las autoridades de terceros países consultadas no respondan a la consulta en un período razonable o en un plazo establecido que no supere los tres meses, la autoridad reguladora interesada podrá adoptar la decisión necesaria.

4. Cuando la infraestructura de que se trate se encuentre ubicada en el territorio de más de un Estado miembro, la ACER podrá presentar un dictamen consultivo a las autoridades reguladoras de los Estados miembros afectados en el plazo de dos meses a partir de la fecha en que la última de esas autoridades reguladoras haya recibido la solicitud de exención. Dicho dictamen consultivo podrá servir de base para la decisión de las autoridades reguladoras.

Si todas las autoridades reguladoras interesadas alcanzan un acuerdo sobre la solicitud de exención en el plazo de seis meses a partir de la fecha en que la última de las autoridades reguladoras la haya recibido, informarán a la ACER de su decisión. Cuando la infraestructura de que se trate sea una línea de transporte entre un Estado miembro y un tercer país, la autoridad reguladora o, cuando proceda, otra autoridad competente del Estado miembro donde se encuentre ubicado el primer punto de interconexión con la red del Estado miembro, podrá consultar, antes de adoptar una decisión sobre la exención, a la autoridad pertinente de ese tercer país con el fin de garantizar, en relación con la infraestructura correspondiente, la aplicación coherente del presente Reglamento en el territorio y, cuando proceda, en el mar territorial de dicho Estado miembro. En caso de que la autoridad del tercer país consultada no responda a la consulta en un período razonable o en un plazo establecido que no supere los tres meses, la autoridad reguladora interesada podrá adoptar la decisión necesaria.

⁽⁴⁰⁾ Reglamento (UE) 2021/1153 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 7 de julio de 2021, por el que se establece el Mecanismo «Conectar Europa» y se derogan los Reglamentos (UE) n.º 1316/2013 y (UE) n.º 283/2014 (DO L 249 de 14.7.2021, p. 38).

La ACER desempeñará, de conformidad con el artículo 10 del Reglamento (UE) 2019/942, las tareas asignadas, en virtud del presente artículo, a las autoridades reguladoras de los Estados miembros de que se trate:

- a) cuando las autoridades reguladoras interesadas no hayan podido llegar a un acuerdo en un plazo de seis meses desde la fecha en que en que la última de esas autoridades reguladoras haya recibido la solicitud de exención, o
- b) previa solicitud conjunta de las autoridades reguladoras interesadas.

Todas las autoridades reguladoras interesadas podrán pedir conjuntamente que el plazo mencionado en la letra a) del párrafo tercero se amplíe en un máximo de tres meses.

5. Antes de adoptar una decisión, la ACER consultará a las autoridades reguladoras pertinentes y a los solicitantes.

6. La exención podrá referirse a la totalidad o a parte de la capacidad de la nueva infraestructura o de la infraestructura existente cuya capacidad se aumenta significativamente.

Al decidir conceder una exención, se estudiará caso por caso la necesidad de imponer condiciones sobre la duración de la exención y el acceso no discriminatorio a la infraestructura. Al decidir sobre estas condiciones se tendrán en cuenta, en particular, la capacidad adicional que vaya a construirse o la modificación de la capacidad existente, el plazo previsto del proyecto y las circunstancias nacionales.

Antes de conceder una exención, la autoridad reguladora decidirá las normas y mecanismos de gestión y asignación de la capacidad. Estas normas establecerán que todos los posibles usuarios de la infraestructura han de ser invitados a manifestar su interés por contratar capacidad antes de que se efectúe la asignación de capacidad en la nueva infraestructura, incluida la capacidad para uso propio. La autoridad reguladora exigirá que las normas de gestión de la congestión incluyan la obligación de ofrecer capacidad no utilizada en el mercado y, asimismo, que los usuarios de la infraestructura tengan derecho a vender su capacidad contratada en el mercado secundario. En su evaluación de los criterios mencionados en el apartado 1, letras a), c) y f), la autoridad reguladora tendrá en cuenta los resultados del procedimiento de asignación de capacidad.

La decisión de exención, acompañada de las posibles condiciones mencionadas en el párrafo segundo, se motivará debidamente y se publicará.

7. Al analizar si se prevé que una gran infraestructura nueva mejore la seguridad del suministro de conformidad con el apartado 1, letra a), del presente artículo, la autoridad competente tendrá en cuenta hasta qué punto la nueva infraestructura mejorará previsiblemente el cumplimiento por los Estados miembros de sus obligaciones en virtud del Reglamento (UE) 2017/1938, tanto a nivel regional como nacional.

8. Cuando la adopción de la decisión de exención corresponda a una autoridad que no sea la autoridad reguladora, los Estados miembros podrán disponer que la autoridad reguladora o la ACER, según los casos, transmita un dictamen sobre la solicitud de exención a la autoridad competente del Estado miembro correspondiente, antes de que se adopte formalmente la decisión de exención. Ese dictamen se publicará junto con la decisión.

9. La autoridad competente remitirá a la Comisión sin demora una copia de cada solicitud de exención tras su recepción. La autoridad competente notificará sin demora a la Comisión la decisión de exención, junto con toda la información pertinente. Esta información podrá remitirse a la Comisión de forma agregada, de manera que la Comisión pueda evaluar la decisión de exención e incluirá, en particular, los siguientes elementos:

- a) las razones detalladas por las cuales la autoridad reguladora o el Estado miembro ha concedido o denegado la exención, junto con una referencia a la letra o letras pertinentes del apartado 1 que fije las condiciones en las que se base tal decisión, incluida la información financiera que justifique su necesidad;
- b) el análisis realizado acerca de las repercusiones que la concesión de la exención tiene en la competencia y en el buen funcionamiento del mercado interior;
- c) los motivos para la duración de la exención y la parte de la capacidad total de la infraestructura para la cual se concede la exención;
- d) en caso de que la exención se refiera a un interconector, el resultado de la consulta con las autoridades reguladoras interesadas;
- e) la contribución de la infraestructura a la diversificación del suministro.

10. En un plazo de 50 días hábiles a partir de la recepción de la notificación contemplada en el apartado 9, la Comisión podrá adoptar una decisión en la que solicite a los organismos notificantes que modifiquen o revoquen la decisión de conceder de una exención. Antes de adoptar la decisión sobre la exención, la Comisión podrá solicitar el dictamen del Consejo Científico Consultivo Europeo sobre Cambio Climático creado con arreglo al artículo 10 bis del Reglamento (CE) n.º 401/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo ⁽⁴¹⁾ sobre si la exención contribuye a la consecución de los objetivos de la Unión en materia de clima y energía. Dicho plazo podrá prorrogarse en otros 50 días hábiles si la Comisión solicita información adicional. El plazo adicional comenzará a contar a partir del día siguiente a la recepción de la información completa. El plazo inicial también podrá prorrogarse con el consentimiento tanto de la Comisión como de los organismos notificantes.

La notificación se considerará retirada cuando la información solicitada no se facilite en el plazo establecido en la solicitud, salvo que, antes de la expiración del plazo, este se haya prorrogado con el consentimiento tanto de la Comisión como de la autoridad reguladora, o bien la autoridad reguladora haya comunicado a la Comisión, mediante una declaración debidamente motivada, que considera que la notificación está completa.

La autoridad reguladora dará cumplimiento a la decisión de la Comisión por la que deba modificarse o revocarse la decisión de exención en un plazo de un mes e informará a la Comisión en consecuencia.

La Comisión mantendrá la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.

Cuando la Comisión apruebe una decisión de exención, esta aprobación dejará de surtir efecto:

- a) a los dos años de su adopción si, para entonces, no se hubiese iniciado la construcción de la infraestructura;
- b) a los cinco años de su adopción si, para entonces, la infraestructura todavía no estuviera operativa, a menos que la Comisión decida que los retrasos están motivados por obstáculos importantes que escapan al control de la persona a la que se ha concedido la exención.

11. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 80 por los que se complete el presente Reglamento estableciendo directrices para la aplicación de las condiciones indicadas en el apartado 1 del presente artículo y para el procedimiento que ha de seguirse en la aplicación de los apartados 3, 6, 8 y 9 del presente artículo.

Artículo 79

Excepciones

El presente Reglamento no se aplicará a las redes de transporte de gas natural situadas en los Estados miembros mientras sean de aplicación las excepciones establecidas en virtud del artículo 86 de la Directiva (UE) 2024/1788.

Artículo 80

Ejercicio de la delegación

1. Se otorgan a la Comisión los poderes para adoptar actos delegados en las condiciones establecidas en el presente artículo.
2. Los poderes para adoptar actos delegados mencionados en el artículo 14, apartado 5, el artículo 18, apartado 3, el artículo 31, apartado 3, el artículo 71, apartado 1, el artículo 72, apartado 1, el artículo 74, apartados 3 y 4, y el artículo 78, apartado 11, se otorgan a la Comisión por un período de tiempo indefinido a partir del 4 de agosto de 2024.
3. La delegación de poderes mencionada en el artículo 14, apartado 5, el artículo 18, apartado 3, el artículo 31, apartado 3, el artículo 71, apartado 1, el artículo 72, apartado 1, el artículo 74, apartados 3 y 4, y el artículo 78, apartado 11, podrá ser revocada en cualquier momento por el Parlamento Europeo o por el Consejo. La decisión de revocación pondrá término a la delegación de los poderes que en ella se especifiquen. La decisión surtirá efecto el día siguiente al de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea* o en una fecha posterior indicada en ella. No afectará a la validez de los actos delegados que ya estén en vigor.
4. Antes de la adopción de un acto delegado, la Comisión consultará a los expertos designados por cada Estado miembro de conformidad con los principios establecidos en el Acuerdo interinstitucional de 13 de abril de 2016 sobre la mejora de la legislación.
5. Tan pronto como la Comisión adopte un acto delegado lo notificará simultáneamente al Parlamento Europeo y al Consejo.

⁽⁴¹⁾ Reglamento (CE) n.º 401/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativo a la Agencia Europea de Medio Ambiente y a la Red Europea de Información y de Observación sobre el Medio Ambiente (DO L 126 de 21.5.2009, p. 13).

6. Los actos delegados adoptados en virtud del artículo 14, apartado 5, el artículo 18, apartado 3, el artículo 31, apartado 3, el artículo 71, apartado 1, el artículo 72, apartado 1, el artículo 74, apartados 3 y 4, o el artículo 78, apartado 11, entrarán en vigor únicamente si, en un plazo de dos meses a partir de su notificación al Parlamento Europeo y al Consejo, ninguna de estas instituciones formula objeciones o si, antes del vencimiento de dicho plazo, ambas informan a la Comisión de que no las formularán. El plazo se prorrogará dos meses a iniciativa del Parlamento Europeo o del Consejo.

Artículo 81

Procedimiento de comité

1. La Comisión estará asistida por el comité establecido en el artículo 91 de la Directiva (UE) 2024/1788. Dicho comité será un comité en el sentido del Reglamento (UE) n.º 182/2011.
2. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, se aplicará el artículo 4 del Reglamento (UE) n.º 182/2011.
3. En los casos en que se haga referencia al presente apartado, se aplicará el artículo 5 del Reglamento (UE) n.º 182/2011.

Artículo 82

Reexamen e informes

1. A más tardar el 31 de diciembre de 2030, la Comisión procederá al reexamen del presente Reglamento y presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo, acompañado, si procede, de propuestas legislativas.
2. A más tardar el 5 de agosto de 2029, la Comisión podrá elaborar un informe en el que se evalúe la forma de hacer posible una mayor integración de la red y aprovechar nuevas sinergias entre los sectores del hidrógeno, la electricidad y el gas natural, incluida la posibilidad de reforzar la cooperación entre la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH, o de integrar todas ellas. Dicho informe irá acompañado, si procede, de propuestas legislativas.

Artículo 83

Modificaciones del Reglamento (UE) n.º 1227/2011

El Reglamento (UE) n.º 1227/2011 se modifica como sigue:

- 1) en el artículo 2, punto 1, letra b), y puntos 4 y 5, el artículo 3, apartado 3, y apartado 4, letra c), el artículo 4, apartado 1, y el artículo 8, apartado 5, el término «electricidad o gas natural» se sustituye por el término «electricidad, hidrógeno o gas natural»;
- 2) en el artículo 6, apartado 2, el término «mercados de la electricidad y el gas» se sustituye por el término «mercados de la electricidad, el hidrógeno y el gas natural».

Artículo 84

Modificaciones del Reglamento (UE) 2017/1938

El Reglamento (UE) 2017/1938 se modifica como sigue:

- 1) El artículo 1 se sustituye por el texto siguiente:

«Artículo 1

Objeto

El presente Reglamento establece disposiciones destinadas a garantizar la seguridad del suministro de gas en la Unión mediante el funcionamiento adecuado y continuo del mercado interior del gas, permitiendo la aplicación de medidas excepcionales cuando el mercado no pueda seguir aportando los suministros de gas necesarios, incluidas medidas de solidaridad de último recurso, y estableciendo una definición y una atribución claras de las responsabilidades entre las compañías de gas natural, los Estados miembros y la Unión, tanto en lo relativo a las actuaciones preventivas como a la reacción ante interrupciones concretas en el suministro de gas. El presente Reglamento también establece, en un espíritu de solidaridad, mecanismos transparentes relativos a la coordinación de la planificación de medidas y la respuesta ante situaciones de emergencia a escala nacional, regional y de la Unión.».

2) El artículo 2 se modifica como sigue:

a) se suprime el punto 1;

b) se añade el punto siguiente:

«32) “gas”: gas natural tal como se define en el artículo 2, punto 1, de la Directiva (UE) 2024/1788 (*).

(*) 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 (DO L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>).».

3) El artículo 7 se modifica como sigue:

a) el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. A más tardar el 1 de noviembre de 2026, la REGRT de Gas llevará a cabo una simulación a escala de la Unión de supuestos de interrupción del suministro de gas e indisponibilidad de las infraestructuras, incluidos los supuestos de una interrupción prolongada de una única fuente de suministro. La simulación incluirá la identificación y la evaluación de los corredores de suministro de gas de emergencia y determinará también los Estados miembros que pueden dar una solución a los riesgos determinados, incluido en relación con el almacenamiento de gas y el GNL, así como supuestos que examinen los efectos de una reducción de la demanda de gas a través de medidas de ahorro de energía o de eficiencia energética. La REGRT de Gas elaborará esos supuestos de interrupción del suministro de gas e indisponibilidad de las infraestructuras y la metodología para la simulación en cooperación con el GCG. La REGRT de Gas debe garantizar un nivel adecuado de transparencia y acceso a las hipótesis de modelización utilizadas en sus supuestos. La simulación a escala de la Unión de supuestos de interrupción del suministro de gas e indisponibilidad de las infraestructuras se repetirá cada cuatro años hasta que las circunstancias exijan actualizaciones con mayor frecuencia.»;

b) en el apartado 4, la letra e) se sustituye por el texto siguiente:

«e) se tomarán en consideración los riesgos relacionados con el control de la infraestructura relevante para la seguridad del suministro de gas en la medida en que puedan implicar, entre otros, riesgos de inversión insuficiente, debilitamiento de la diversificación, uso indebido de las infraestructuras existentes, incluido el acaparamiento de la capacidad de almacenamiento, o violación de la legislación de la Unión;».

4) El artículo 8 se modifica como sigue:

a) se suprime el apartado 1;

b) en el apartado 3, el párrafo tercero se sustituye por el texto siguiente:

«Los capítulos regionales contendrán medidas transfronterizas apropiadas y eficaces, incluso en relación con el almacenamiento de gas y el GNL, supeditadas al acuerdo entre los Estados miembros que apliquen las medidas del mismo o de diferentes grupos de riesgo afectados por la medida basándose en la simulación a que se refiere el artículo 7, apartado 1, y la evaluación común de riesgos.».

5) Se inserta el artículo siguiente:

«Artículo 8 bis

Medidas sobre ciberseguridad

1. Al establecer los planes de acción preventivos y los planes de emergencia, los Estados miembros tendrán en cuenta las medidas apropiadas relacionadas con la ciberseguridad.

2. La Comisión estará facultada para adoptar actos delegados con arreglo al artículo 19 por los que se complete el presente Reglamento estableciendo normas específicas para el sector del gas sobre aspectos relativos a la ciberseguridad de los flujos transfronterizos de gas, incluidas normas sobre los requisitos mínimos comunes, la planificación, el seguimiento, la información y la gestión de crisis.

3. A efectos de la preparación de los actos delegados a que se refiere el apartado 2 del presente artículo, la Comisión colaborará estrechamente con la Agencia, la Agencia de la Unión Europea para la Ciberseguridad (ENISA), la REGRT de Gas y un número limitado de las principales partes interesadas en cuestión, así como con entidades que tengan competencias existentes en materia de ciberseguridad en el marco de su propio mandato, como los centros de operaciones de seguridad pertinentes para las entidades reguladas, y los equipos de respuesta a incidentes de seguridad informática (CSIRT), como se contempla en el artículo 10 de la Directiva (UE) 2022/2555 del Parlamento Europeo y del Consejo (*).

(* Directiva (UE) 2022/2555 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de diciembre de 2022, relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de ciberseguridad en toda la Unión, por la que se modifican el Reglamento (UE) n.º 910/2014 y la Directiva (UE) 2018/1972 y por la que se deroga la Directiva (UE) 2016/1148 (Directiva SRI 2) (DO L 333 de 27.12.2022, p. 80).».

6) El artículo 9, apartado 1, se modifica como sigue:

a) la letra e) se sustituye por el texto siguiente:

«e) las demás medidas preventivas concebidas para hacer frente a los riesgos determinados en la evaluación de riesgos, como las relativas a la necesidad de mejorar las interconexiones entre Estados miembros vecinos, seguir aumentando la eficiencia energética, prevenir el acaparamiento de capacidad, reducir la demanda de gas y la posibilidad de diversificar las rutas y fuentes de suministro de gas y la utilización regional de las capacidades de almacenamiento y GNL existentes, si procede, con vistas a mantener el suministro de gas a todos los clientes en la medida de lo posible;»;

b) se añade la letra siguiente:

«l) información sobre las medidas relacionadas con la ciberseguridad contempladas en el artículo 8 bis.».

7) En el artículo 11, se añade el apartado siguiente:

«7 bis. Como excepción a lo dispuesto en el artículo 6, apartados 1, 2 y 3, en el artículo 6 *ter*, apartado 1, párrafo tercero, letra a), en el artículo 6 *quater*, apartado 2, párrafo segundo, letra b), y en el artículo 10, apartado 1, letra l), los Estados miembros podrán decidir, con carácter excepcional, adoptar medidas temporales para reducir el consumo de gas no esencial de los clientes protegidos, en particular cuando se declare uno de los niveles de crisis en virtud del apartado 1 del presente artículo o una emergencia a escala regional o de la Unión en virtud del artículo 12. Dichas medidas temporales se limitarán al consumo de gas no esencial y tendrán en cuenta los siguientes elementos:

a) el efecto de una perturbación en cadenas de suministro que sean fundamentales para la sociedad;

b) los posibles efectos negativos en otros Estados miembros, en particular en cadenas de suministro de sectores transformadores que sean fundamentales para la sociedad;

c) los posibles daños duraderos a instalaciones industriales;

d) las posibilidades de reducir el consumo y utilizar productos sustitutivos en la Unión.

Estas medidas excepcionales solo podrán adoptarse una vez que las autoridades competentes hayan evaluado las condiciones para determinar dichos volúmenes de gas no esenciales.

Como consecuencia de las medidas a que se refiere el párrafo primero del presente apartado, se evitará la reducción del consumo de gas no esencial de los clientes vulnerables, según la definición de los Estados miembros de conformidad con el artículo 26 de la Directiva (UE) 2024/1788.».

8) En el artículo 12, apartado 6, el párrafo segundo se sustituye por el texto siguiente:

«En un plazo de tres días a partir de la notificación de la solicitud de la Comisión, el Estado miembro o la autoridad competente modificará su actuación y lo notificará a la Comisión o le informará de las razones por las que no está de acuerdo con la solicitud. En tal caso, la Comisión, en un plazo de tres días a partir de que se le haya informado, podrá

modificar o retirar su solicitud o convocar al Estado miembro o a la autoridad competente y, si la Comisión lo considera necesario, al GCG para examinar el asunto. La Comisión expondrá pormenorizadamente sus razones para solicitar toda modificación de la actuación. El Estado miembro o la autoridad competente modificarán su actuación o adoptarán medidas para garantizar el cumplimiento de lo dispuesto en el apartado 5 en la medida en que sea técnicamente posible y seguro para la integridad de la red de gas. El Estado miembro o la autoridad competente informarán a la Comisión de las medidas adoptadas.».

9) El artículo 13 se modifica como sigue:

a) los apartados 3, 4 y 5 se sustituyen por el texto siguiente:

«3. Las medidas de solidaridad se tomarán como último recurso y se aplicarán si el Estado miembro solicitante:

a) ha declarado una situación de emergencia con arreglo al artículo 11;

b) no ha sido capaz de cubrir el déficit de suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad pese a la aplicación de la medida a que se refiere el artículo 11, apartado 3, o, cuando un Estado miembro haya adoptado medidas temporales para reducir el consumo de gas no esencial de los clientes protegidos de conformidad con el artículo 11, apartado 7 bis, los volúmenes esenciales de consumo de gas para sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad;

c) ha agotado todas las medidas basadas en el mercado (medidas voluntarias), todas las medidas no basadas en el mercado (medidas obligatorias) y las demás medidas previstas en su plan de emergencia;

d) ha comunicado una petición expresa a la Comisión y a las autoridades competentes de todos los Estados miembros con los que está conectado directamente o, en virtud del apartado 2, a través de un tercer país, acompañada de una descripción de las medidas aplicadas mencionadas en la letra c) del presente apartado.

3 bis. Los Estados miembros que estén obligados a proporcionar solidaridad en virtud del apartado 1 tendrán derecho a deducir de la oferta de solidaridad los suministros de gas a sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, o, cuando un Estado miembro haya adoptado medidas temporales para reducir el consumo de gas no esencial de los clientes protegidos de conformidad con el artículo 11, apartado 7 bis, los suministros de los volúmenes esenciales de consumo de gas para sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad.

4. Los Estados miembros que reciban una solicitud de solidaridad deben presentar ofertas basadas en medidas voluntarias que incidan todo lo posible y durante todo el tiempo posible en la demanda, antes de recurrir a medidas no basadas en el mercado.

Cuando las medidas basadas en el mercado resulten insuficientes para el Estado miembro que proporciona su solidaridad para cubrir el déficit de suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad en el Estado miembro solicitante, el Estado miembro que proporciona su solidaridad podrá introducir medidas no basadas en el mercado para cumplir las obligaciones establecidas en los apartados 1 y 2.

5. Si hubiera más de un Estado miembro que pudiera proporcionar solidaridad a un Estado miembro solicitante, este deberá, previa consulta a todos los Estados miembros a que se haya solicitado que proporcionen solidaridad, buscar la oferta más ventajosa sobre la base de los costes, la rapidez de entrega, la fiabilidad y la diversificación de los suministros de gas. Cuando las ofertas disponibles basadas en el mercado resulten insuficientes para cubrir el déficit de suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad en el Estado miembro solicitante o, cuando este haya adoptado medidas temporales para reducir el consumo de gas no esencial de los clientes protegidos de conformidad con el artículo 11, apartado 7 bis, el déficit de suministro de gas de los volúmenes esenciales de consumo de gas a sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, los Estados miembros a los que se haya solicitado solidaridad estarán obligados a activar medidas no basadas en el mercado.»;

b) el apartado 8 se modifica como sigue:

i) en el párrafo primero, la parte introductoria se sustituye por el texto siguiente:

«La solidaridad según el presente Reglamento se proporcionará sobre la base de compensaciones. El Estado miembro que solicite medidas de solidaridad pagará rápidamente una compensación justa, o garantizará su pronto pago, al Estado miembro que las proporcione.

Cuando dos Estados miembros hayan acordado las disposiciones técnicas y jurídicas necesarias en virtud del apartado 10 (en lo sucesivo, “acuerdo de solidaridad”), dicha compensación justa abarcará al menos lo siguiente:».

ii) los párrafos segundo y tercero se sustituyen por el texto siguiente:

«La compensación justa en virtud de los párrafos primero y segundo incluirá, entre otras cosas, todos los costes razonables derivados de la obligación de pagar una compensación en virtud de los derechos fundamentales garantizados por el Derecho de la Unión y de las obligaciones internacionales aplicables al ejecutar el presente artículo en que incurra el Estado miembro que proporcione solidaridad así como los costes razonables en que incurra a raíz del pago de compensaciones de conformidad con la normativa nacional en materia de compensaciones.

Los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias, en particular los acuerdos técnicos, jurídicos y financieros en virtud del apartado 10, para aplicar los párrafos primero, segundo y tercero del presente apartado. Dichas medidas podrán establecer las disposiciones prácticas para el pronto pago.»

c) se insertan los apartados siguientes:

«8 bis. Cuando dos Estados miembros no hayan celebrado los acuerdos técnicos, jurídicos y financieros necesarios en virtud del apartado 10 a través de un acuerdo de solidaridad, el suministro de gas en virtud de la obligación establecida en el apartado 1 en caso de emergencia estará sometido a las condiciones establecidas en el presente apartado.

La compensación por la medida de solidaridad no superará los costes razonables. A menos que tanto el Estado miembro que solicite solidaridad como el Estado miembro que la proporcione acuerden algo distinto, la compensación incluirá:

- a) el precio del gas en el Estado miembro que proporcione solidaridad;
- b) los costes de almacenamiento y transporte;
- c) los costes de los procedimientos judiciales o de arbitraje conexos en los que sea parte el Estado miembro que proporcione solidaridad;
- d) otros costes indirectos que no estén cubiertos por el precio del gas, como el reembolso de los daños financieros o de otro tipo derivados de la restricción de carga firme obligatoria de los clientes, relacionados con la prestación de solidaridad.

A menos que el Estado miembro que solicite solidaridad y el Estado miembro que proporcione solidaridad acuerden otro precio, el precio del gas suministrado al Estado miembro que solicite solidaridad corresponderá al precio del mercado diario en el Estado miembro que proporcione solidaridad durante el día anterior a la solicitud de solidaridad, o al precio del mercado diario en la bolsa accesible más cercana, en el punto de intercambio virtual accesible más cercano, o en un nudo gasístico acordado durante el día anterior a la solicitud de solidaridad. La compensación por los volúmenes de gas entregados en el contexto de una solicitud de solidaridad será abonada directamente por el Estado miembro que solicite solidaridad al Estado miembro que proporcione solidaridad o a la entidad que ambos Estados miembros indiquen en su respuesta a la solicitud de solidaridad y la confirmación de la recepción y del volumen que debe tomarse.

El Estado miembro al que se dirija la solicitud de una medida de solidaridad tomará las medidas de solidaridad lo antes posible y, a más tardar, en el plazo de entrega indicado para la solicitud. Un Estado miembro solo podrá negarse a proporcionar solidaridad a un Estado miembro que la solicite si el Estado miembro solicitado demuestra que:

- a) no dispone de suficiente gas para los volúmenes que debe suministrar a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad, o
- b) no tiene suficiente capacidad de interconexión disponible, con arreglo al artículo 13, apartado 7, o los flujos de gas a través de un tercer país están restringidos.

Dicha denegación se limitará estrictamente a los volúmenes de gas afectados por una de las limitaciones contempladas en el párrafo cuarto, o ambas.

Además de las normas por defecto previstas en el presente apartado, los Estados miembros podrán acordar las disposiciones técnicas y la coordinación de la prestación de solidaridad. El presente apartado se entenderá sin perjuicio de las disposiciones existentes para el funcionamiento seguro y fiable de la red de gas.

8 ter. Cuando dos Estados miembros no hayan celebrado los acuerdos técnicos, jurídicos y financieros necesarios en virtud del apartado 10 a través de un acuerdo de solidaridad, el Estado miembro que solicite la aplicación de las medidas de solidaridad enviará una solicitud de solidaridad a otro Estado miembro, indicando al menos la siguiente información:

- a) los datos de contacto de la autoridad competente del Estado miembro;
- b) si procede, los datos de contacto de los gestores de la red de transporte pertinentes del Estado miembro;
- c) si procede, los datos de contacto del tercero que actúa en nombre del Estado miembro;
- d) el plazo de entrega, incluido el calendario de la primera entrega posible y la duración prevista de las entregas;
- e) los puntos de entrega e interconexión;
- f) el volumen de gas en kWh para cada punto de interconexión;
- g) la calidad del gas.

La solicitud de solidaridad se enviará simultáneamente a los Estados miembros que pudieran proporcionar medidas de solidaridad, a la Comisión y a los gestores de crisis designados en virtud del artículo 10, apartado 1, letra g).

Los Estados miembros que reciban una solicitud de solidaridad enviarán una respuesta en la que se indiquen los datos de contacto a que se refiere el párrafo primero, letras a), b) y c), y el volumen y la calidad que puedan suministrarse a los puntos de interconexión en el momento solicitado a que se refiere el párrafo primero, letras d) a g). Si el volumen que puede suministrarse mediante medidas voluntarias es insuficiente, la respuesta indicará el volumen resultante de posibles restricciones, de la liberación de reservas estratégicas o de la aplicación de otras medidas.

Las solicitudes de solidaridad se presentarán al menos 48 horas antes del plazo de entrega indicado.

La respuesta a las solicitudes de solidaridad será efectiva en un plazo de 18 horas. La confirmación del volumen tomado por el Estado miembro que solicite solidaridad se efectuará en un plazo de seis horas a partir de la recepción de la oferta de solidaridad y al menos 24 horas antes del plazo indicado de entrega del gas. La solicitud podrá presentarse para un período de un día o de varios días, y la respuesta coincidirá con la duración solicitada. Cuando haya varios Estados miembros que proporcionen solidaridad y existan acuerdos bilaterales de solidaridad con uno o varios de ellos, dichos acuerdos prevalecerán entre los Estados miembros que hayan llegado a acuerdos bilateralmente. Las normas por defecto previstas en el presente apartado solo serán aplicables en relación con los demás Estados miembros que proporcionen solidaridad.

La Comisión podrá facilitar la ejecución de medidas de solidaridad, en particular mediante una plantilla accesible a través de una plataforma en línea segura que permita la transmisión de solicitudes y ofertas en tiempo real.

8 quater. Cuando se haya proporcionado una medida de solidaridad de conformidad con los apartados 1 y 2, el importe final de la compensación justa que haya sido abonada por el Estado miembro solicitante estará sometido a un control *ex post* por las autoridades reguladoras nacionales del Estado miembro proveedor y del Estado miembro solicitante en un plazo de tres meses a partir de que finalice la emergencia.

Cuando las autoridades reguladoras nacionales no hayan alcanzado un acuerdo sobre el cálculo del importe final de la compensación justa, informarán sin demora a las autoridades competentes pertinentes, a la Comisión y a la Agencia. En tal caso, o a petición conjunta de las autoridades reguladoras nacionales, la Agencia calculará el nivel adecuado de compensación justa por los costes indirectos que se hayan producido como consecuencia de la medida de solidaridad y presentará un dictamen basado en hechos en un plazo de tres meses a partir de la fecha de remisión a la Agencia. Antes de presentar su dictamen basado en hechos, la Agencia consultará a las autoridades reguladoras nacionales y a las autoridades competentes pertinentes.

El plazo de tres meses a que se hace referencia en el párrafo segundo podrá prorrogarse dos meses más si la Agencia solicita información adicional. Ese plazo adicional comenzará a contar a partir del día siguiente al de la recepción de la información completa. El Estado miembro solicitante será consultado y dará su opinión sobre las conclusiones del control *ex post*. Tras consultar al Estado miembro solicitante, la autoridad encargada del control *ex post* tendrá derecho a exigir una rectificación del importe de la compensación, teniendo en cuenta la opinión de dicho Estado miembro. Las conclusiones del control *ex post* se transmitirán a la Comisión, que las tendrá en consideración en su informe sobre la emergencia elaborado en virtud del artículo 14, apartado 3.º;

d) los apartados 10 y 11 se sustituyen por el texto siguiente:

«10. Los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para garantizar el suministro de gas a los clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad en el Estado miembro solicitante, de conformidad con los apartados 1 y 2, y harán todo lo posible por celebrar acuerdos técnicos, jurídicos y financieros. Dichos acuerdos técnicos, jurídicos y financieros se celebrarán entre los Estados miembros que estén conectados directamente o, de conformidad con el apartado 2, conectados a través de un tercer país, y se describirán en sus respectivos planes de emergencia. Esos acuerdos podrán abarcar, entre otros, los siguientes elementos:

- a) la seguridad operacional de las redes;
- b) los precios del gas que se aplicarán y la metodología para fijarlos, teniendo en cuenta los efectos sobre el funcionamiento del mercado;
- c) el uso de interconexiones, incluida la capacidad bidireccional y el almacenamiento subterráneo de gas;
- d) los volúmenes de gas o la metodología para fijarlos;
- e) las categorías de costes que tendrán que quedar cubiertos mediante una compensación justa y rápida, lo que podrá incluir los perjuicios causados por la restricción de suministro a la industria;
- f) una indicación del método de cálculo de la compensación justa.

El acuerdo financiero acordado entre Estados miembros antes de la solicitud de medidas de solidaridad contendrá disposiciones que permitan el cálculo de la compensación justa de al menos todos los costes pertinentes y razonables en que se incurra cuando se proporcione solidaridad y un compromiso de que se pagará dicha compensación.

Todo mecanismo de compensación contendrá incentivos para participar en soluciones basadas en el mercado, tales como subastas y mecanismos de respuesta a la demanda. No creará incentivos perversos, tampoco en términos financieros, que hagan que los participantes en el mercado pospongan su intervención hasta que se apliquen medidas no basadas en el mercado. Los planes de emergencia contendrán todos los mecanismos de compensación o al menos su resumen.

Cuando surjan costes razonables nuevos y significativos que deban incluirse en la compensación justa como consecuencia de un procedimiento judicial en virtud del apartado 8, párrafo segundo, letra c), tras la conclusión del control *ex post*, el Estado miembro proveedor informará inmediatamente al Estado miembro solicitante. Las autoridades reguladoras nacionales y, si procede, la Agencia llevarán a cabo un nuevo control *ex post* en virtud del apartado 8 *quater*. El resultado de este nuevo control *ex post* se entiende sin perjuicio de la obligación de un Estado miembro proveedor de compensar los daños y perjuicios a los clientes en virtud del Derecho nacional y de su derecho a recibir una compensación justa.

11. Siempre que un Estado miembro pueda cubrir el consumo de gas de sus clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad a partir de su propia producción, no se considerará necesario celebrar acuerdos técnicos, jurídicos y financieros con Estados miembros con los que esté conectado directamente o, de conformidad con el apartado 2, a través de un tercer país, con el fin de recibir solidaridad. Ello no afectará a la obligación del Estado miembro pertinente de proporcionar solidaridad a otros Estados miembros en virtud del presente artículo.»;

e) se suprimen los apartados 12, 13 y 14;

f) el apartado 15 se sustituye por el texto siguiente:

«15. Las obligaciones detalladas en los apartados 1 y 2 del presente artículo dejarán de aplicarse de inmediato después de la declaración del fin de una emergencia o cuando la Comisión concluya, de conformidad con el artículo 11, apartado 8, párrafo primero, que la declaración de emergencia no está justificada, o ha dejado de estarlo.».

10) Se inserta el artículo siguiente:

«Artículo 13 bis

Cooperación entre Estados miembros conectados indirectamente a través de medidas basadas en el mercado (medidas voluntarias)

1. Sin perjuicio del principio de solidaridad energética, el presente artículo se aplicará cuando los Estados miembros que estén conectados indirectamente a través de otro Estado miembro y hayan recibido una solicitud de contribución voluntaria con arreglo al apartado 2 del presente artículo contribuyan a proporcionar los volúmenes de gas solicitados en virtud del artículo 13, apartados 1 o 2, utilizando las medidas voluntarias a que se refiere el artículo 13, apartado 3, letra c).

2. El Estado miembro que solicite solidaridad con arreglo al artículo 13 podrá enviar simultáneamente una solicitud de contribución voluntaria a través de medidas basadas en el mercado a otro u otros Estados miembros indirectamente conectados con el fin de buscar la oferta o combinación de ofertas más ventajosa, en función del coste, la rapidez de entrega, la fiabilidad y la diversificación del suministro de gas en virtud del artículo 13, apartado 4.

Las solicitudes en virtud del párrafo primero del presente artículo se presentarán a los Estados miembros indirectamente conectados que puedan suministrar volúmenes de gas a través de medidas voluntarias, a la Comisión y a los gestores de crisis designados en virtud del artículo 10, apartado 1, letra g), al menos 48 horas antes del plazo de entrega indicado para el gas. Dichas solicitudes incluirán al menos la información mencionada en el artículo 13, apartado 8 *ter*, párrafo primero.

Los Estados miembros que reciban la solicitud en virtud del párrafo primero del presente artículo responderán al Estado miembro solicitante e informarán a la Comisión y a los gestores de crisis designados en virtud del artículo 10, apartado 1, letra g), en un plazo de 18 horas, indicando si pueden realizar una oferta de volúmenes de gas a través de medidas voluntarias. La respuesta incluirá al menos la información mencionada en el artículo 13, apartado 8 *bis*. Los Estados miembros podrán responder indicando su incapacidad para contribuir a través de medidas basadas en el mercado.

3. Cuando la suma de los volúmenes de gas resultantes de las ofertas recibidas en virtud del artículo 13, apartados 1 y 2, y de las ofertas recibidas en virtud del presente artículo no alcance los volúmenes requeridos, se seleccionarán automáticamente las ofertas recibidas con en virtud del presente artículo.

Cuando la suma de los volúmenes de gas resultantes de las ofertas recibidas en virtud del artículo 13, apartados 1 y 2, y de las ofertas recibidas con arreglo al presente artículo supere los volúmenes requeridos, las ofertas recibidas en virtud del presente artículo se tendrán en cuenta en el proceso de selección de ofertas en virtud del artículo 13, apartado 4, y el Estado miembro solicitante, previa consulta a todos los Estados miembros afectados, buscará la oferta o la combinación de ofertas más ventajosa entre las ofertas recibidas en virtud del artículo 13 o del presente artículo, en función del coste, la rapidez de entrega, la fiabilidad y la diversificación. Cuando los Estados miembros solicitantes seleccionen contribuciones en virtud del presente artículo, la solicitud realizada en virtud del artículo 13, apartados 1 y 2, se reducirá en consecuencia.

El Estado miembro solicitante notificará a los Estados miembros afectados los volúmenes seleccionados en un plazo de seis horas a partir de la recepción de la oferta y al menos 24 horas antes del plazo de entrega del gas indicado.

4. Cuando un Estado miembro indirectamente conectado proporcione al Estado miembro solicitante una contribución voluntaria a través de medidas basadas en el mercado en virtud de los apartados 1 y 2 del presente artículo, la compensación justa no superará los costes razonables y podrá incluir los costes contemplados en el artículo 13, apartado 8 *bis*, párrafo segundo. El importe final de la compensación justa estará sometido al mecanismo de control *ex post* descrito en el artículo 13, apartado 8 *quater*.

5. Los gestores de las redes de transporte de los Estados miembros afectados cooperarán e intercambiarán información utilizando el SCRG establecido por la REGRT de Gas en virtud del artículo 3, apartado 6, a fin de determinar las capacidades de interconexión disponibles en un plazo de seis horas a partir de una solicitud de un Estado miembro o de la Comisión. La REGRT de Gas informará en consecuencia a la Comisión y a las autoridades competentes de los Estados miembros afectados.».

11) En el artículo 14, apartado 3, el párrafo primero se sustituye por el texto siguiente:

«Tras una emergencia, con la mayor prontitud y a más tardar seis semanas después de que finalice la emergencia, la autoridad competente mencionada en el apartado 1 facilitará a la Comisión una evaluación detallada de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas que incluirá una evaluación del impacto económico de la emergencia, la repercusión en el sector de la electricidad y la asistencia que haya prestado o se haya recibido de la Unión y sus Estados

miembros. Cuando proceda, dicha evaluación incluirá una descripción detallada de las circunstancias que dieron lugar a la activación del mecanismo contemplado en el artículo 13 y las condiciones en que se recibieron los suministros de gas deficitarios, como el precio y la compensación financiera abonada, y, en su caso, los motivos por los cuales no se aceptaron las ofertas de solidaridad o no se suministró el gas. Dicha evaluación se pondrá a disposición del GCG y se reflejará en las actualizaciones de los planes de acción preventivos y de los planes de emergencia.»

12) En el artículo 17 *bis*, se añade el apartado siguiente:

«2. El informe que debe presentar la Comisión a más tardar el 28 de febrero de 2025 incluirá también una evaluación general de la aplicación de los artículos 6 *bis* a 6 *quinquies*, el artículo 7, apartado 1, y apartado 4, letra g), el artículo 13, el artículo 13 *bis*, el artículo 16, apartado 3, el artículo 17 *bis*, el artículo 18 *bis* y el artículo 20, apartado 4, así como de los anexos I *bis* y I *ter*. El informe irá acompañado, si procede, de una propuesta legislativa de modificación del presente Reglamento.»

13) El artículo 19 se modifica como sigue:

a) en el apartado 2, se inserta la frase siguiente después de la primera frase:

«Los poderes para adoptar actos delegados mencionados en el artículo 8 *bis*, apartado 2, se otorgan a la Comisión por un período de cinco años a partir del 4 de agosto de 2024.»

b) en el apartado 3, la primera frase se sustituye por el texto siguiente:

«3. La delegación de poderes mencionada en el artículo 3, apartado 8, en el artículo 7, apartado 5, en el artículo 8, apartado 5, y en el artículo 8 *bis*, apartado 2, podrá ser revocada en cualquier momento por el Parlamento Europeo o por el Consejo.»

c) en el apartado 6, la primera frase se sustituye por el texto siguiente:

«6. Los actos delegados adoptados en virtud del artículo 3, apartado 8, del artículo 7, apartado 5, del artículo 8, apartado 5, o del artículo 8 *bis*, apartado 2, entrarán en vigor únicamente si, en un plazo de dos meses a partir de su notificación al Parlamento Europeo y al Consejo, ninguna de estas instituciones formula objeciones o si, antes del vencimiento de dicho plazo, ambas informan a la Comisión de que no las formularán.»

14) El anexo VI se modifica como sigue:

a) en la sección 5, párrafo primero, letra a), párrafo segundo, se inserta el inciso siguiente después del inciso segundo «medidas para diversificar las rutas y fuentes de suministro de gas,»:

«— medidas para evitar el acaparamiento de capacidad,»;

b) en la sección 11.3, párrafo primero, letra a), párrafo segundo, se inserta el inciso siguiente después del inciso segundo «medidas para diversificar las rutas y fuentes de suministro de gas,»:

«— medidas para evitar el acaparamiento de capacidad,».

Artículo 85

Modificaciones del Reglamento (UE) 2019/942

El Reglamento (UE) 2019/942 se modifica como sigue:

1) En el artículo 2, la letra a) se sustituye por el texto siguiente:

«a) emitir dictámenes y recomendaciones dirigidos a los gestores de redes de transporte, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH), la entidad de los GRD de la UE, los centros de coordinación regionales, los operadores designados del mercado de la electricidad y las entidades establecidas por los gestores de redes de transporte para el gas natural, los gestores de la red de GNL, los gestores de almacenamiento de gas natural o gestores de almacenamiento de hidrógeno, o los gestores de redes de hidrógeno;».

2) En el artículo 3, apartado 2, el párrafo primero se sustituye por el texto siguiente:

«A instancia de la ACER, las autoridades reguladoras, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, los centros de coordinación regionales, la entidad de los GRD de la UE, los gestores de redes de transporte de gas natural, los gestores de la red de hidrógeno, los operadores designados del mercado de la electricidad y las entidades establecidas por los gestores de redes de transporte para el gas natural, los gestores de la red de GNL, los gestores de almacenamiento de gas natural o gestores de almacenamiento de hidrógeno, o los gestores de terminales de hidrógeno le facilitarán la información necesaria para llevar a cabo sus tareas en virtud del presente Reglamento, a menos que la ACER ya haya solicitado y obtenido dicha información.»

3) El artículo 4 se modifica como sigue:

a) los apartados 1, 2 y 3 se sustituyen por el texto siguiente:

«1. La ACER emitirá un dictamen dirigido a la Comisión sobre el proyecto de estatutos, la lista de miembros y el proyecto de reglamento interno de la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 29, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943 y sobre los de la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 25, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo (*) y sobre los de la REGRH, de conformidad con el artículo 57, apartado 9, del Reglamento (UE) 2024/1789 y los de la entidad de los GRD de la UE, de conformidad con el artículo 53, apartado 3, del Reglamento (UE) 2019/943 y con el artículo 40, apartado 4, del Reglamento (UE) 2024/1789.

2. La ACER realizará un seguimiento de la ejecución de las tareas de la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 32 del Reglamento (UE) 2019/943, de la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 27 del Reglamento (UE) 2024/1789, de la REGRH, de conformidad con el artículo 64 del Reglamento (UE) 2024/1789, y de la entidad de los GRD de la UE, establecida en el artículo 55 del Reglamento (UE) 2019/943 y en el artículo 41 del Reglamento (UE) 2024/1789.

3. La ACER podrá emitir un dictamen dirigido:

a) a la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 30, apartado 1, letra a), del Reglamento (UE) 2019/943, a la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 26, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/1789, y a la REGRH, de conformidad con el artículo 59, apartado 1, de dicho Reglamento, sobre los códigos de red;

b) a la REGRT de Electricidad, de conformidad con el artículo 32, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943, a la REGRT de Gas, de conformidad con el artículo 26, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/1789, y a la REGRH, de conformidad con el artículo 60, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/1789, sobre el proyecto de plan de desarrollo de la red a escala de la Unión y sobre otros documentos pertinentes a que se refieren el artículo 30, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943, y el artículo 26, apartado 3, y el artículo 59, apartado 1, del Reglamento (UE) 2024/1789, teniendo en cuenta los objetivos de no discriminación, competencia efectiva y funcionamiento adecuado y seguro de los mercados interiores de la electricidad, del hidrógeno y del gas natural;

c) a la entidad de los GRD de la UE sobre el proyecto de programa anual de trabajo y otros documentos pertinentes a que se refieren el artículo 55, apartado 2, del Reglamento (UE) 2019/943, y el artículo 41, apartado 3, del Reglamento (UE) 2024/1789, teniendo en cuenta los objetivos de no discriminación, competencia efectiva y funcionamiento adecuado y seguro del mercado interior de la electricidad, del hidrógeno y del gas natural.

(*) 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) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 y (UE) 2022/869 y la Decisión (UE) 2017/684 y se deroga el Reglamento (CE) n.º 715/2009 (DO L, 2024/1789, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1789/oj>).»;

b) los apartados 6, 7 y 8 se sustituyen por el texto siguiente:

«6. Las autoridades reguladoras pertinentes coordinarán y determinarán conjuntamente si la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE y los centros de coordinación regionales incumplen sus obligaciones en virtud del Derecho de la Unión y adoptarán las medidas oportunas de conformidad con el artículo 59, apartado 1, letra c), y el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, o con el artículo 78, apartado 1, letra e), de la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo (**).

A instancia de una o varias autoridades reguladoras o por propia iniciativa, la ACER emitirá un dictamen motivado, así como una recomendación a la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE o los centros de coordinación regionales en lo que respecta al cumplimiento de sus obligaciones.

7. Cuando en un dictamen motivado de la ACER se constate un caso de posible incumplimiento por la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE o un centro de coordinación regional de sus obligaciones respectivas, las autoridades reguladoras interesadas adoptarán por unanimidad decisiones coordinadas que determinen si existe un incumplimiento de las obligaciones pertinentes y, en su caso, determinarán las medidas que han de adoptar la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE o el centro de coordinación regional para subsanar dicho incumplimiento. Si las autoridades reguladoras no llegan a un acuerdo para adoptar por unanimidad dichas decisiones coordinadas en un plazo de cuatro meses a partir de la fecha de recepción del dictamen motivado de la ACER, se remitirá el asunto a la ACER para que adopte una decisión, en virtud del artículo 6, apartado 10.

8. Si el incumplimiento por parte de la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE o el centro de coordinación regional, determinado en virtud del apartado 6 o 7 del presente artículo, no se ha subsanado en un plazo de tres meses, o si la autoridad reguladora del Estado miembro en el que tiene su sede la entidad no ha adoptado medidas para garantizar el cumplimiento, la ACER formulará una recomendación dirigida a la autoridad reguladora para que adopte medidas, de conformidad con el artículo 59, apartado 1, letra c), y el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, o con el artículo 78, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2024/1788, con el fin de garantizar que la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, la entidad de los GRD de la UE o los centros de coordinación regionales cumplen sus obligaciones, e informará a la Comisión al respecto.

(**) 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 (DO L, 2024/1788, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/dir/2024/1788/oj>).».

4) En el artículo 5, el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. La ACER participará en el desarrollo de los códigos de red, de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2019/943 y los artículos 71 y 72 del Reglamento (UE) 2024/1789, y de las directrices, de conformidad con el artículo 61, apartado 6, del Reglamento (UE) 2019/943 y el artículo 74, apartado 5, del Reglamento (UE) 2024/1789. En particular:

- a) presentará a la Comisión directrices marco no vinculantes cuando así se le solicite de conformidad con el artículo 59, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943 o con el artículo 71, apartado 4, o el artículo 72, apartado 4, del Reglamento (UE) 2024/1789. La ACER revisará las directrices marco y volverá a presentarlas a la Comisión cuando así se le solicite, de conformidad con el artículo 59, apartado 7, del Reglamento (UE) 2019/943 o con el artículo 71, apartado 7, o el artículo 72, apartado 7, del Reglamento (UE) 2024/1789;
- b) revisará el código de red de conformidad con el artículo 59, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 o con el artículo 71, apartado 11, o el artículo 72, apartado 11, del Reglamento (UE) 2024/1789. En su revisión, la ACER tendrá en cuenta las opiniones manifestadas por todas las partes implicadas durante la elaboración de los códigos de red revisados bajo la dirección de la REGRT de Electricidad, de la REGRT de Gas, de la REGRH o de la entidad de los GRD de la UE, y consultará oficialmente a las partes interesadas pertinentes sobre la versión que deba presentarse a la Comisión. Para ello, la ACER podrá recurrir al comité de redacción establecido con arreglo a los códigos de red, si procede; posteriormente, informará a la Comisión del resultado de las consultas. A continuación, la ACER presentará el código de red revisado a la Comisión de conformidad con el artículo 59, apartado 11, del Reglamento (UE) 2019/943 o con el artículo 71, apartado 11, o el artículo 72, apartado 11, del Reglamento (UE) 2024/1789. Si la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH o la entidad de los GRD de la UE no han desarrollado un código de red, la ACER elaborará y presentará un proyecto de código de red a la Comisión cuando así se le solicite, con arreglo al artículo 59, apartado 12, del Reglamento (UE) 2019/943 o el artículo 71, apartado 12, o el artículo 72, apartado 12, del Reglamento (UE) 2024/1789;
- c) presentará a la Comisión un dictamen debidamente motivado, de conformidad con el artículo 32, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943 o el artículo 27, apartado 1 o el artículo 64, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/1789, cuando la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH o la entidad de los GRD de la UE no hayan aplicado un código de red elaborado de conformidad con el artículo 30, apartado 1, letra a), del Reglamento (UE) 2019/943 o el artículo 26, apartado 1, o el artículo 59, apartado 1, letra a), del Reglamento (UE) 2024/1789 o un código de red que se haya establecido de conformidad con el artículo 59, apartados 3 a 12, del Reglamento (UE) 2019/943 o el artículo 71, apartado 3, o el artículo 72, apartados 3 a 12, del Reglamento (UE) 2024/1789 pero que no haya sido adoptado por la Comisión con arreglo al artículo 59, apartado 13, del Reglamento (UE) 2019/943 o el artículo 71, apartado 13, o el artículo 72, apartado 13, del Reglamento (UE) 2024/1789;
- d) realizará un seguimiento y analizará la aplicación de los códigos de red adoptados por la Comisión de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2019/943 y los artículos 71 y 72 del Reglamento (UE) 2024/1789 y de las directrices adoptadas de conformidad con el artículo 61 del Reglamento (UE) 2019/943, y el artículo 74 del Reglamento (UE) 2024/1789, y sus efectos en la armonización de las normas aplicables destinadas a facilitar la integración del mercado, así como sobre la no discriminación, la competencia efectiva y el buen funcionamiento del mercado, e informará a la Comisión.».

5) El artículo 6 se modifica como sigue:

a) el apartado 3 se sustituye por el texto siguiente:

«3. A más tardar el 5 de julio de 2022, y posteriormente cada cuatro años, la Comisión presentará al Parlamento Europeo y al Consejo un informe sobre la independencia de las autoridades reguladoras en virtud del artículo 57, apartado 7, de la Directiva (UE) 2019/944 y del artículo 76, apartado 6 de la Directiva (UE) 2024/1788.»;

b) el apartado 5 se sustituye por el texto siguiente:

«5. A instancia de una o varias autoridades reguladoras o de la Comisión, la ACER emitirá un dictamen, basado en hechos, respecto a la conformidad de cualquier decisión tomada por una autoridad reguladora con los códigos de red y las directrices mencionadas en el Reglamento (UE) 2019/943, el Reglamento (UE) 2024/1789, la Directiva (UE) 2019/944, o la Directiva 2024/1788, o con otras disposiciones pertinentes de dichos Reglamentos o Directivas, o con el artículo 13 del Reglamento (UE) 2017/1938.»;

c) se insertan los apartados siguientes:

«9 bis. La ACER formulará recomendaciones a los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución, los gestores de redes de hidrógeno y las autoridades reguladoras en relación con las metodologías para establecer la asignación intertemporal de costes en virtud del artículo 5, apartado 6, párrafo primero, del Reglamento (UE) 2024/1789.

La ACER podrá formular recomendaciones a los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución, los gestores de redes de hidrógeno y las autoridades reguladoras en relación con las bases de activos regulados en virtud del artículo 5, apartado 6, párrafo tercero, del Reglamento (UE) 2024/1789.

9 ter. La ACER podrá formular recomendaciones dirigidas a las autoridades reguladoras sobre la asignación de costes de las soluciones para las restricciones en los flujos transfronterizos debidas a diferencias en la calidad del gas en virtud del artículo 21, apartado 11, del Reglamento (UE) 2024/1789.

9 quater. La ACER podrá formular recomendaciones dirigidas a las autoridades reguladoras sobre la asignación de costes de las soluciones para las restricciones en los flujos transfronterizos debidas a diferencias en la calidad del hidrógeno en virtud del artículo 55, apartado 8, del Reglamento (UE) 2024/1789.

9 quinquies. La ACER publicará informes de seguimiento sobre la congestión en los puntos de interconexión en virtud del anexo I, punto 2.2.1, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/1789.»;

d) el apartado 10 se modifica como sigue:

i) el párrafo primero se sustituye por el texto siguiente:

«La ACER tendrá competencias para adoptar decisiones individuales sobre cuestiones de regulación que tengan repercusiones en el comercio transfronterizo o en la seguridad de los sistemas transfronterizos y que requieran una decisión conjunta de al menos dos autoridades reguladoras, cuando tales competencias hayan sido atribuidas a las autoridades reguladoras con arreglo a uno de los siguientes actos jurídicos:

a) un acto legislativo de la Unión adoptado por el procedimiento legislativo ordinario;

b) códigos de red o directrices contemplados en los artículos 59 a 61 del Reglamento (UE) 2019/943 adoptados antes del 4 de julio de 2019, incluidas posteriores revisiones de dichos códigos de red y directrices;

c) códigos de red o directrices contemplados en los artículos 59 a 61 del Reglamento (UE) 2019/943 adoptados como actos de ejecución en virtud del artículo 5 del Reglamento (UE) n.º 182/2011;

d) directrices en virtud del anexo I del Reglamento (UE) 2024/1789, o

e) códigos de red o directrices contemplados en los artículos 71 a 74 del Reglamento (UE) 2024/1789.»;

ii) en el párrafo segundo, la letra a) se sustituye por el texto siguiente:

«a) cuando las autoridades reguladoras competentes no hayan conseguido llegar a un acuerdo sobre el régimen regulador adecuado dentro de los seis meses siguientes a la fecha en que el caso se haya remitido a la última de dichas autoridades reguladoras, o en un plazo de cuatro meses en los casos con arreglo al artículo 4, apartado 7, del presente Reglamento o al artículo 59, apartado 1, letra c), o el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, o al artículo 78, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2024/1788.»

iii) los párrafos tercero y cuarto se sustituyen por el texto siguiente:

«Las autoridades reguladoras competentes podrán solicitar conjuntamente que el plazo a que se refiere la letra a) del párrafo segundo del presente apartado se prorrogue seis meses como máximo, excepto en los casos con arreglo al artículo 4, apartado 7, del presente Reglamento o al artículo 59, apartado 1, letra c), o el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, o al artículo 78, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2024/1788.»

Cuando se hayan atribuido a las autoridades reguladoras, en nuevos códigos de red y directrices contemplados en los artículos 59 a 61 del Reglamento (UE) 2019/943, adoptados como actos delegados después del 4 de julio de 2019, las competencias para adoptar decisiones sobre cuestiones transfronterizas contempladas en el párrafo primero del presente apartado, la ACER solo será competente de forma voluntaria, en virtud del párrafo segundo, letra b), del presente apartado, previa petición, por parte de al menos el 60 % de las autoridades reguladoras competentes. Cuando solo estén involucradas dos autoridades reguladoras, cualquiera de ellas podrá remitir el caso a la ACER.»;

e) en el apartado 12, la letra a) se sustituye por el texto siguiente:

«a) emitirá una decisión al respecto en un plazo máximo de seis meses a partir de la fecha de remisión, o en un plazo de cuatro meses en los casos en virtud del artículo 4, apartado 7, del presente Reglamento o el artículo 59, apartado 1, letra c), o el artículo 62, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2019/944, o el artículo 78, apartado 1, letra f), de la Directiva (UE) 2024/1788.»

6) En el artículo 14, el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. Al ejecutar sus tareas, en particular durante el proceso de desarrollo de las directrices marco, de conformidad con el artículo 59 del Reglamento (UE) 2019/943 o los artículos 71 y 72 del Reglamento (UE) 2024/1789, así como durante el proceso de propuestas de modificación de los códigos de red, con arreglo al artículo 60 del Reglamento (UE) 2019/943 o al artículo 73 del Reglamento (UE) 2024/1789, la ACER consultará de forma exhaustiva y en una fase temprana a los participantes en el mercado, los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de transporte de hidrógeno, los consumidores, los usuarios finales y, cuando proceda, las autoridades de la competencia, sin perjuicio de sus atribuciones respectivas, de forma abierta y transparente, especialmente cuando sus tareas afecten a los gestores de redes de transporte y a los gestores de redes de transporte de hidrógeno.»

7) El artículo 15 se modifica como sigue:

a) el apartado 1 se sustituye por el texto siguiente:

«1. La ACER, en estrecha colaboración con la Comisión, los Estados miembros y las autoridades nacionales pertinentes, incluidas las autoridades reguladoras, y sin perjuicio de las competencias de las autoridades responsables de la competencia, llevará a cabo un seguimiento de los mercados mayoristas y minoristas de la electricidad y el gas natural, en particular los niveles de los precios mayoristas y al por menor y de la formación de estos, para facilitar que las autoridades competentes puedan detectar potenciales conductas contrarias a la competencia, desleales o poco transparentes por parte de los operadores del mercado, y en lo que concierne al respeto de los derechos del consumidor reconocidos en la Directiva (UE) 2019/944 y la Directiva (UE) 2024/1788, la repercusión de la evolución del mercado en los clientes domésticos, el acceso a las redes, incluido el acceso a la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, los avances en materia de interconexiones, las barreras potenciales al comercio transfronterizo, incluida la repercusión de la mezcla de hidrógeno en el sistema de gas natural y los obstáculos a los flujos transfronterizos de biometano, las barreras reglamentarias a los nuevos participantes en el mercado o los participantes de menor tamaño, incluidas las comunidades de energía de ciudadanos y las comunidades de energías renovables, las intervenciones estatales que impidan que los precios reflejen la escasez real, tal y como se establecen en el artículo 10, apartado 4, del Reglamento (UE) 2019/943, la eficacia de los Estados miembros en el ámbito de la seguridad del suministro de electricidad, con base en los resultados del análisis europeo de cobertura, contemplado en el artículo 23 de dicho Reglamento, teniendo en cuenta en particular, la evaluación *ex post* a que se refiere el artículo 17 del Reglamento (UE) 2019/941.»

La ACER, en estrecha colaboración con la Comisión, los Estados miembros y las autoridades nacionales pertinentes, incluidas las autoridades reguladoras, y sin perjuicio de las competencias de las autoridades responsables de la competencia, llevará a cabo un seguimiento de los mercados de hidrógeno, en particular la repercusión de la evolución del mercado en los clientes de hidrógeno, el acceso a las redes de hidrógeno, incluido el acceso a la red de hidrógeno producido a partir de fuentes de energía renovables, los avances en materia de interconexiones y las barreras potenciales al comercio transfronterizo.»;

b) el apartado 2 se sustituye por el texto siguiente:

«2. La ACER publicará un informe anual sobre los resultados de sus actividades de supervisión mencionadas en el apartado 1. En dicho informe, identificará cualquier posible obstáculo a la realización de los mercados interiores de la electricidad, del gas natural y del hidrógeno.»;

c) se insertan los apartados siguientes:

«6. La ACER publicará estudios comparativos de la eficiencia de los costes de los gestores de redes de transporte de la Unión en virtud del artículo 19, apartado 2, del Reglamento (UE) 2024/1789.

7. La ACER emitirá dictámenes en los que establecerá un formato armonizado para la publicación de información técnica sobre el acceso a las redes de transporte de hidrógeno y publicará un informe de seguimiento sobre la congestión en los puntos de interconexión en virtud de las directrices indicadas en el anexo I del Reglamento (UE) 2024/1789.».

Artículo 86

Modificaciones del Reglamento (UE) 2022/869

El Reglamento (UE) 2022/869 se modifica como sigue:

1) Los artículos 11, 12 y 13 se sustituyen por el texto siguiente:

«Artículo 11

Análisis de costes y beneficios de todo el sistema energético

1. La REGRT de Electricidad y la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (REGRH) a que se refiere el artículo 57 del Reglamento (UE) 2024/1789 del Parlamento Europeo y del Consejo (*) elaborarán proyectos de metodologías coherentes para cada sector, incluido el modelo de red y de mercado de la energía a que se refiere el apartado 10 del presente artículo, a efectos de un análisis armonizado de la relación entre costes y beneficios de todo el sistema energético de la Unión para los proyectos en la lista de la Unión incluidos en las categorías de infraestructuras energéticas establecidas en el anexo II, punto 1, letras a), b), d) y f), y punto 3 del anexo II del presente Reglamento.

Las metodologías a que se refiere el párrafo primero del presente apartado se elaborarán en consonancia con los principios establecidos en el anexo V, se basarán en hipótesis comunes que permitirán la comparación de proyectos y serán coherentes con los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima y a su objetivo de neutralidad climática para 2050, así como con las normas y los indicadores previstos en el anexo IV.

Las metodologías a que se refiere el párrafo primero del presente apartado se aplicarán a la preparación de cada plan decenal de desarrollo de la red a escala de la Unión ulterior elaborado por la REGRT de Electricidad en virtud del artículo 30 del Reglamento (CE) 2019/943 o la REGRH en virtud del artículo 60 del Reglamento (UE) 2024/1789.

A más tardar el 24 de abril de 2023, la REGRT de Electricidad publicará y presentará a los Estados miembros, a la Comisión y a la Agencia sus proyectos de metodología coherente para cada sector, después de recabar las aportaciones de las partes interesadas pertinentes durante el proceso de consulta mencionado en el apartado 2 del presente artículo. Toda metodología para un análisis de costes y beneficios del hidrógeno en todo el sistema energético desarrollado por la REGRT de Gas a más tardar el 1 de septiembre de 2024 se aprobará de conformidad con el proceso establecido en el presente artículo. A más tardar el 1 de diciembre de 2025, la REGRH publicará y presentará a los Estados miembros, la Comisión y la Agencia sus proyectos de metodología coherente para cada sector, después de recabar las aportaciones de las partes interesadas pertinentes durante el proceso de consulta en virtud del artículo 61, apartado 3, letra d), del Reglamento (UE) 2024/1789.

2. Antes de presentar sus respectivos proyectos de metodologías a los Estados miembros, la Comisión y la Agencia, de conformidad con el apartado 1, la REGRT de Electricidad y la REGRH publicarán proyectos preliminares de metodologías, llevarán a cabo un amplio procedimiento de consulta y pedirán recomendaciones a los Estados miembros y, como mínimo, a las organizaciones representantes de todas las partes interesadas pertinentes, incluida la entidad europea de los gestores de redes de distribución creada en virtud del artículo 52, apartado 1, del Reglamento (UE) 2019/943 (en lo sucesivo, “entidad de los GRD de la UE”), las asociaciones que participan en los mercados de la electricidad, del gas natural y del hidrógeno, las partes interesadas en los ámbitos de la calefacción y el refrigerado, la captura y el almacenamiento de carbono, la captura y la utilización de carbono, los agregadores independientes, los operadores de la gestión de la demanda, las organizaciones que participan en las soluciones de eficiencia energética, las asociaciones de consumidores de energía, los representantes de la sociedad civil y, si se considera oportuno, las autoridades reguladoras nacionales y otras autoridades nacionales.

En el plazo de tres meses tras la publicación del proyecto preliminar de metodologías con arreglo al párrafo primero, cualquiera de las partes interesadas a que se refiere dicho párrafo podrá presentar una recomendación.

El Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático, creado con arreglo al artículo 10 bis del Reglamento (CE) n.º 401/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (**), podrá, por propia iniciativa, presentar un dictamen sobre los proyectos de metodologías.

Cuando proceda, los Estados miembros y las partes interesadas a que se refiere el párrafo primero presentarán y pondrán a disposición del público sus recomendaciones, y el Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático presentará y pondrá a disposición del público su dictamen a la Agencia y, en su caso, a la REGRT de Electricidad o la REGRH.

El proceso de consulta será abierto, oportuno y transparente. La REGRT de Electricidad y la REGRH elaborarán y publicarán un informe sobre el proceso de consulta.

La REGRT de Electricidad y la REGRH harán constar los motivos por los que no hayan tenido en cuenta, o solo de forma parcial, las recomendaciones de los Estados miembros o de las partes interesadas, así como de las autoridades nacionales, o el dictamen del Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático.

3. En el plazo de tres meses tras la recepción de los proyectos de metodologías junto con los comentarios obtenidos del proceso de consulta y el informe sobre la consulta, la Agencia remitirá un dictamen a la REGRT de Electricidad y la REGRH. La Agencia transmitirá su dictamen a la REGRT de Electricidad, la REGRH, los Estados miembros y la Comisión, y la publicará en su sitio web.

4. En el plazo de tres meses tras la recepción del proyecto de las metodologías, los Estados miembros podrán hacer llegar sus dictámenes a la REGRT de Electricidad, la REGRH y la Comisión. Para facilitar la consulta, la Comisión podrá organizar reuniones específicas de los Grupos para debatir los proyectos de metodologías.

5. En el plazo de tres meses tras la recepción de los dictámenes de la Agencia y de los Estados miembros, tal y como se especifica en los apartados 3 y 4, la REGRT de Electricidad y la REGRH modificarán sus respectivas metodologías para tener plenamente en cuenta los dictámenes de la Agencia y de los Estados miembros y los presentarán, junto con el dictamen de la Agencia, a la Comisión para su aprobación. La Comisión emitirá su decisión en un plazo de tres meses desde la presentación de las metodologías por parte de la REGRT de Electricidad y la REGRH, respectivamente.

6. En el plazo de dos semanas tras la aprobación por parte de la Comisión, de conformidad con el apartado 5, la REGRT de Electricidad y la REGRH publicarán sus respectivas metodologías en sus páginas web. Publicarán las correspondientes series de datos de entrada y otros datos relevantes sobre la red, el flujo de carga y el mercado en una forma suficientemente precisa, sin perjuicio de las restricciones en el marco del Derecho nacional y los acuerdos de confidencialidad pertinentes. La Comisión y la Agencia velarán por que los datos recibidos sean tratados con carácter confidencial, tanto por ellas como por cualquier parte que realice un trabajo analítico basado en esos datos en su nombre.

7. Las metodologías se actualizarán y mejorarán regularmente de conformidad con el procedimiento previsto en los apartados 1 a 6. En particular, se modificarán tras la presentación del modelo de red y de mercado de la energía a que se refiere el apartado 10. La Agencia, por propia iniciativa o sobre la base de una solicitud debidamente motivada de las autoridades reguladoras nacionales o de las partes interesadas, y previa consulta oficial a las organizaciones que representen a todas las partes interesadas mencionadas en el apartado 2, párrafo primero, y a la Comisión, podrá solicitar motivadamente dichas actualizaciones y mejoras, facilitando un calendario. La Agencia publicará las peticiones de las autoridades reguladoras nacionales o de las partes interesadas y todos los documentos no sensibles desde un punto de vista comercial que hayan suscitado una solicitud de actualización o mejora por parte de la Agencia.

8. En cuanto a los proyectos que se inscriban en las categorías de infraestructuras energéticas contempladas en el anexo II, punto 1, letras c) y e), y en los puntos 2, 4 y 5, la Comisión garantizará el desarrollo de metodologías para un análisis armonizado de costes y beneficios de todo el sistema energético a escala de la Unión. Dichas metodologías serán compatibles, en términos de beneficios y costes, con las metodologías desarrolladas por la REGRT de Electricidad y la REGRH. La Agencia, con el apoyo de las autoridades reguladoras nacionales, promoverá la coherencia de esas metodologías con las desarrolladas por la REGRT de Electricidad y la REGRH. Las metodologías se desarrollarán de manera transparente, lo que comprende también consultar ampliamente a los Estados miembros y a todas las partes interesadas pertinentes.

9. Cada tres años, la Agencia fijará y publicará una serie de indicadores y los valores de referencia correspondientes para comparar los costes unitarios de inversión de proyectos comparables de las categorías de infraestructuras energéticas contempladas en el anexo II. Los promotores de proyectos facilitarán los datos solicitados a las autoridades reguladoras nacionales y a la Agencia.

La Agencia publicará los primeros indicadores para las categorías de infraestructuras contempladas en el anexo II, puntos 1, 2 y 3, a más tardar el 24 de abril de 2023, en la medida en que se disponga de datos para calcular indicadores y valores de referencia sólidos. La REGRT de Electricidad y la REGRH podrán emplear dichos valores de referencia para los análisis de costes y beneficios realizados para los ulteriores planes decenales de desarrollo de la red a escala de la Unión.

La Agencia publicará los primeros indicadores para las categorías de infraestructuras energéticas establecidas en el anexo II, puntos 4 y 5, a más tardar el 24 de abril de 2025.

10. A más tardar el 31 de octubre de 2025, tras un amplio proceso de consulta de las partes interesadas a que se refiere el apartado 2, párrafo primero, la REGRT de Electricidad y la REGRH presentarán conjuntamente a la Comisión y a la Agencia un modelo coherente y progresivamente integrado que proporcione coherencia entre las metodologías de cada sector basadas en hipótesis comunes, que incluya la infraestructura de transporte de la electricidad, el gas natural y el hidrógeno, así como el almacenamiento del gas natural, el gas natural licuado y los electrolizadores, que cubra los corredores y áreas prioritarios de infraestructura energética definidos en el anexo I, elaborado en consonancia con los principios previstos en el anexo V.

11. El modelo al que hace referencia el apartado 10 abarcará, como mínimo, las interconexiones de los sectores pertinentes en todas las etapas de la planificación de infraestructuras, en concreto los modelos hipotéticos, las tecnologías y la resolución espacial, la detección de lagunas en las infraestructuras, en particular, en relación con las capacidades transfronterizas, y la evaluación de proyectos.

12. Después de que la Comisión apruebe el modelo mencionado en el apartado 10 de conformidad con el procedimiento previsto en los apartados 1 a 5, el modelo se incluirá en las metodologías a las que hace referencia el apartado 1, que se modificarán en consecuencia.

13. Al menos cada cinco años a partir de su aprobación de conformidad con el apartado 10, y con mayor frecuencia cuando sea necesario, el modelo y las metodologías coherentes en materia de costes y beneficios para cada sector se actualizarán de conformidad con el procedimiento a que se refiere el apartado 7.

14. Hasta el 1 de enero de 2027, el presente artículo se aplicará supeditado a las disposiciones transitorias establecidas en el artículo 61 del Reglamento (UE) 2024/1789.

Artículo 12

Supuestos para los planes decenales de desarrollo de la red

1. A más tardar el 24 de enero de 2023, la Agencia, después de llevar a cabo un proceso de consulta exhaustiva en el que participen la Comisión, los Estados miembros, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la entidad de los GRD de la UE y, al menos, las organizaciones que representan a las asociaciones que participan en los mercados de la electricidad, del gas natural y del hidrógeno, las partes interesadas en los ámbitos de la calefacción y el refrigerado, la captura y el almacenamiento de carbono, la captura y la utilización de carbono, los agregadores independientes, los operadores de la gestión de la demanda, las organizaciones que participan en las soluciones de eficiencia energética, las asociaciones de consumidores de energía y los representantes de la sociedad civil, publicará las directrices marco para los modelos hipotéticos conjuntos que desarrollarán la REGRT de Electricidad y la REGRH. Tales directrices marco se actualizarán periódicamente, conforme sea necesario. El proceso de consulta para cualquier actualización de las directrices también permitirá la participación de la REGRH.

Las directrices marco a que se refiere el párrafo primero establecerán criterios para un desarrollo transparente, no discriminatorio y sólido de los modelos hipotéticos teniendo en cuenta las mejores prácticas en el ámbito de la evaluación de infraestructuras y la planificación del desarrollo de la red. Las directrices marco también tendrán por objeto garantizar que los supuestos subyacentes desarrollados por la REGRT de Electricidad y de la REGRT de Gas y la REGRH estén totalmente en consonancia con el principio de “primero, la eficiencia energética” y con los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima y su objetivo de neutralidad climática para 2050, y tendrán en cuenta los últimos modelos hipotéticos disponibles de la Comisión, así como, cuando proceda, los planes nacionales de energía y clima.

El Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático podrá, por iniciativa propia, aportar información sobre la manera de garantizar que los modelos hipotéticos cumplan los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima y su objetivo de neutralidad climática para 2050. La Agencia tendrá debidamente en cuenta dicha contribución en las directrices marco que figuran en el párrafo primero.

La Agencia motivará aquellos casos en que no haya tenido en cuenta las recomendaciones de los Estados miembros, las partes interesadas y el Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático, o solo las haya tenido en cuenta de forma parcial.

2. La REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH seguirán las directrices marco de la Agencia a la hora de elaborar los modelos hipotéticos conjuntos que se emplearán en los planes decenales de desarrollo de la red a escala de la Unión.

Los modelos hipotéticos conjuntos también incluirán una perspectiva a largo plazo hasta 2050 y pasos intermedios, según proceda.

3. La REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH invitarán a las organizaciones que representan a todas las partes interesadas pertinentes, incluidas la entidad de los GRD de la UE, las asociaciones que participan en los mercados de la electricidad, del gas natural y del hidrógeno, las partes interesadas en los ámbitos de la calefacción y el refrigerado, la captura y el almacenamiento de carbono, la captura y la utilización de carbono, los agregadores independientes, los operadores de la gestión de la demanda, las organizaciones que participan en las soluciones de eficiencia energética, las asociaciones de consumidores de energía y los representantes de la sociedad civil, a participar en el proceso de desarrollo de modelos hipotéticos, en particular sobre elementos clave, como las hipótesis y el modo en que se reflejan en los datos de los modelos hipotéticos.

4. La REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH publicarán y presentarán el borrador del informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos a la Agencia, a los Estados miembros y a la Comisión para obtener sus respectivos dictámenes.

El Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático podrá, por propia iniciativa, emitir un dictamen sobre el informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos.

5. En un plazo de tres meses tras recibir el borrador del informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos, junto con los comentarios obtenidos del proceso de consulta y un informe sobre la manera en que se tuvieron en cuenta, la Agencia emitirá un dictamen sobre la conformidad de los modelos hipotéticos con las directrices marco contempladas en el apartado 1, párrafo primero, en particular posibles recomendaciones de modificaciones, a la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas, la REGRH, a los Estados miembros y a la Comisión.

En el mismo plazo, el Consejo Científico Consultivo Europeo sobre el Cambio Climático podrá, por propia iniciativa, emitir un dictamen sobre la compatibilidad de los modelos hipotéticos con los objetivos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima y su objetivo de neutralidad climática para 2050.

6. En un plazo de tres meses tras recibir el dictamen mencionado en el apartado 5, la Comisión, teniendo en cuenta los dictámenes de la Agencia y de los Estados miembros, aprobará el borrador del informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos o solicitará a la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH que lo modifiquen.

La REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH motivarán el modo en el que se ha atendido cualquier solicitud de modificación por parte de la Comisión.

En caso de que la Comisión no apruebe el informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos, presentará un dictamen motivado a la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH.

7. En el plazo de dos semanas a partir de la aprobación del informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos de acuerdo con el apartado 6, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH publicarán dicho informe en sus respectivas páginas web. Por otro lado, publicarán los datos de entrada y salida correspondientes de manera lo bastante clara y precisa como para que un tercero pueda reproducir los resultados, teniendo en cuenta la normativa nacional y los acuerdos de confidencialidad pertinentes, así como la información sensible.

8. Hasta el 1 de enero de 2027, el presente artículo se aplicará supeditado a las disposiciones transitorias establecidas en el artículo 61 del Reglamento (UE) 2024/1789.

Artículo 13

Detección de lagunas en las infraestructuras

1. En el plazo de seis meses desde la aprobación del informe sobre los modelos hipotéticos conjuntos, en virtud del artículo 12, apartado 6, y posteriormente cada dos años, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH publicarán los informes sobre lagunas en las infraestructuras elaborados en el marco de los planes decenales de desarrollo de la red a escala de la Unión.

Al evaluar las lagunas en las infraestructuras, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH basarán sus análisis en los modelos hipotéticos creados con arreglo al artículo 12, aplicarán el principio de “primero, la eficiencia energética” y examinarán con carácter prioritario todas las soluciones pertinentes que no requieran de nuevas infraestructuras. Al examinar soluciones que conlleven infraestructuras nuevas, la evaluación de las lagunas en las infraestructuras tendrá en cuenta todos los costes pertinentes, incluidos los refuerzos de la red.

La evaluación de las lagunas en las infraestructuras se centrará, en particular, en aquellas lagunas que puedan afectar a la consecución de los objetivos climáticos de la Unión para 2030 y su objetivo de neutralidad climática para 2050.

Antes de publicar sus respectivos informes, la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH llevarán a cabo un amplio procedimiento de consulta en el que deberán participar todas las partes interesadas pertinentes, incluidas la entidad de los GRD de la UE, las asociaciones que participan en los mercados de la electricidad, del gas natural y del hidrógeno, las partes interesadas en los ámbitos de la calefacción y el refrigerado, la captura y el almacenamiento de carbono, la captura y la utilización de carbono, los agregadores independientes, los operadores de la gestión de la demanda, las organizaciones que participan en las soluciones de eficiencia energética, las asociaciones de consumidores de energía, los representantes de la sociedad civil, la Agencia y los representantes de todos los Estados miembros que formen parte de los corredores prioritarios de infraestructura energética pertinentes que figuran en el anexo I.

2. La REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH presentarán los borradores de informes sobre las lagunas en las infraestructuras a la Agencia, la Comisión y los Estados miembros para obtener sus respectivos dictámenes.

3. En el plazo de tres meses tras recibir el informe sobre lagunas en las infraestructuras junto con los comentarios obtenidos del proceso de consulta y un informe sobre la manera en que se tuvieron en cuenta, la Agencia presentará su dictamen ante la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas o la REGRH, y ante la Comisión y los Estados miembros y lo hará público.

4. La Comisión, en el plazo de tres meses tras recibir el dictamen de la Agencia mencionado en el apartado 3, elaborará y presentará su dictamen a la REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas o la REGRH teniendo en cuenta el dictamen de la Agencia y los comentarios de los Estados miembros.

5. La REGRT de Electricidad, la REGRT de Gas y la REGRH adaptarán sus informes sobre lagunas en las infraestructuras teniendo debidamente en cuenta el dictamen de la Agencia y en consonancia con los dictámenes de la Comisión y de los Estados miembros, y los harán públicos.

6. Hasta el 1 de enero de 2027, el presente artículo se aplicará supeditado a las disposiciones transitorias establecidas en el artículo 61 del Reglamento (UE) 2024/1789.

(*) 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) n.º 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 y (UE) 2022/869 y la Decisión (UE) 2017/684 y se deroga el Reglamento (CE) n.º 715/2009 (DO L, 2024/1789, 15.7.2024, ELI: <http://data.europa.eu/eli/reg/2024/1789/oj>).

(**) Reglamento (CE) n.º 401/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativo a la Agencia Europea de Medio Ambiente y a la Red Europea de Información y de Observación sobre el Medio Ambiente (DO L 126 de 21.5.2009, p. 13).».

2) En el artículo 31, se inserta el párrafo siguiente:

«5. En los anexos del presente Reglamento, toda referencia a la “REGRT de Gas” se entenderá hecha a “la REGRT de Gas y la REGRH” a efectos de las disposiciones transitorias en virtud del artículo 61 del Reglamento (UE) 2024/1789. A partir del 1 de enero de 2027, toda referencia a la “REGRT de Gas” se entenderá hecha a la REGRH.».

Artículo 87

Modificación de la Decisión (UE) 2017/684

Se entenderá que las obligaciones de notificación con respecto a los acuerdos intergubernamentales en el ámbito de la energía relativos al gas natural establecidas en la Decisión (UE) 2017/684 incluyen los acuerdos intergubernamentales relativos al hidrógeno, incluidos los componentes del hidrógeno como el amoníaco y portadores de hidrógeno orgánico líquido.

Artículo 88

Derogación

Queda derogado el Reglamento (CE) n.º 715/2009. Las referencias al Reglamento derogado se entenderán hechas al presente Reglamento y se leerán con arreglo a la tabla de correspondencias que figura en el anexo III del presente Reglamento.

*Artículo 89***Entrada en vigor**

1. El presente Reglamento entrará en vigor a los veinte días de su publicación en el *Diario Oficial de la Unión Europea*. Será aplicable a partir del 5 de febrero de 2025.
2. Como excepción a lo dispuesto en el apartado 1 del presente artículo:
 - a) el artículo 11, apartado 3, letra b), el artículo 34, apartado 6, y el artículo 84 serán aplicables a partir del 1 de enero de 2025;
 - b) la sección 5 será aplicable a partir del 1 de enero de 2025, a excepción de los artículos 42, 43, 44, 52, 53 y 54, que serán aplicables a partir del 4 de agosto de 2024.

El presente Reglamento será obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

Hecho en Bruselas, el 13 de junio de 2024.

Por el Parlamento Europeo

La Presidenta

R. METSOLA

Por el Consejo

La Presidenta

H. LAHBIB

ANEXO I

Diretrizes

1. Información que debe publicarse sobre la metodología utilizada para fijar los ingresos regulados del gestor de la red de transporte

La autoridad reguladora o el gestor de la red de transporte, según lo decida la autoridad reguladora, publicarán la información a que se refieren los puntos 1 a 5 antes del período tarifario.

Dicha información se facilitará por separado para las actividades de transporte cuando el gestor de la red de transporte forme parte de una entidad comercial o sociedad de cartera de mayor tamaño.

1. La entidad responsable de calcular, fijar y aprobar los diferentes componentes de la metodología.
2. Una descripción de la metodología que incluya, como mínimo, una presentación de:
 - a) la metodología general, como el límite máximo de ingresos, o la evaluación comparativa híbrida, del coste incrementado o de tarifas;
 - b) la metodología para establecer la base de activos regulados, incluyendo:
 - i) la metodología para determinar el valor inicial (de apertura) de los activos aplicado al inicio del período regulatorio de que se trate y al incorporar nuevos activos a la base de activos regulados,
 - ii) la metodología para reevaluar los activos,
 - iii) explicaciones sobre la evolución del valor de los activos,
 - iv) el tratamiento de los activos retirados del servicio,
 - v) la metodología de depreciación aplicada a la base de activos regulados, incluido cualquier cambio aplicado a los valores;
 - c) la metodología para determinar el coste del capital;
 - d) la metodología para determinar el gasto total (TOTEX) o, si procede, los gastos operacionales (OPEX) y los gastos de capital (CAPEX);
 - e) la metodología para determinar la eficiencia del coste, si procede;
 - f) la metodología aplicada para fijar la inflación;
 - g) la metodología para determinar primas e incentivos, si procede;
 - h) los costes no controlables;
 - i) los servicios prestados dentro de la sociedad de cartera, si procede.
3. Los valores de los parámetros utilizados en la metodología:
 - a) valores detallados de los parámetros que forman parte del coste de los fondos propios y del coste de la deuda o del coste medio ponderado del capital, expresados en porcentajes;
 - b) períodos de depreciación en años, aplicables por separado a gasoductos y compresores;
 - c) cambios en el período de depreciación o en la aceleración de la depreciación aplicada a los activos;
 - d) objetivos de eficiencia, en porcentaje;

- e) índices de inflación;
 - f) primas e incentivos.
4. Los valores de los costes y gastos que se utilizan para fijar los ingresos autorizados u objetivo, en moneda local y en euros, de:
- a) la base de activos regulados por tipo de activo, detallados por año hasta su depreciación completa, incluyendo:
 - i) la inversión añadida a la base de activos regulados, por tipo de activo,
 - ii) la depreciación por tipo de activo, hasta la depreciación total de los activos;
 - b) el coste del capital, incluidos el coste de los fondos propios y el coste de la deuda;
 - c) los gastos operacionales;
 - d) las primas y los incentivos, detallados por separado por partida.
5. Los indicadores financieros que deben facilitarse para el gestor de la red de transporte. En caso de que el gestor de la red de transporte forme parte de una empresa o sociedad de cartera mayor, estos valores se indicarán por separado para el gestor de la red de transporte, e incluirán los siguientes:
- a) beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA);
 - b) beneficios antes de intereses e impuestos (EBIT);
 - c) rendimiento de los activos I (ROA) = EBITDA/RAB;
 - d) rendimiento de los activos II (ROA) = EBIT/RAB;
 - e) rentabilidad de los recursos propios (ROE) = beneficios/capital:
 - i) rendimiento del capital empleado (RoCE),
 - ii) ratio de apalancamiento,
 - iii) deuda neta/(deuda neta + capital),
 - iv) deuda neta/EBITDA.

La autoridad reguladora o el gestor de la red de transporte facilitarán un modelo tarifario simplificado que incluya los parámetros y valores desagregados de la metodología y que permita replicar el cálculo de los ingresos autorizados u objetivo del gestor de la red de transporte.

6. Los gestores de redes de transporte llevarán un registro diario del mantenimiento efectivo y de las perturbaciones de flujos que se produzcan, que pondrán a disposición de la autoridad reguladora competente, cuando esta lo solicite. Los consumidores afectados por la perturbación también recibirán información cuando así lo soliciten.
2. Principios que rigen los mecanismos de asignación de capacidad y los procedimientos de gestión de la congestión relativos a los gestores de redes de transporte y aplicación de estos principios en caso de congestión contractual
- 2.1. Principios que rigen los mecanismos de asignación de capacidad y los procedimientos de gestión de la congestión aplicables a los gestores de redes de transporte
- 1. Los mecanismos de asignación de capacidad y los procedimientos de gestión de la congestión favorecerán el desarrollo de la competencia y el comercio fluido de capacidad y serán compatibles con los mecanismos de mercado, incluidos los mercados al contado (*spot market*) y los grandes centros de intercambio. Serán flexibles y adaptables a la evolución del mercado.
 - 2. Estos mecanismos y procedimientos tendrán en cuenta la integridad del sistema de que se trate y la seguridad del suministro.

3. Estos mecanismos y procedimientos no dificultarán la entrada de nuevos participantes ni crearán obstáculos indebidos para la entrada en el mercado. Tampoco impedirán la competencia real entre los nuevos participantes en el mercado, incluidos los nuevos participantes y las empresas con cuotas de mercado reducidas.
4. Estos mecanismos y procedimientos suministrarán las señales económicas adecuadas para un uso eficiente y máximo de la capacidad técnica y facilitarán las inversiones en nuevas infraestructuras.
5. Se advertirá a los usuarios de la red sobre el tipo de circunstancias que podrían afectar a la disponibilidad de la capacidad contratada. La información sobre interrupciones estará en consonancia con el nivel de información de que dispone el gestor de la red de transporte.
6. En caso de que surjan dificultades para cumplir con las obligaciones contractuales de suministro, debido a razones de integridad de la red, los gestores de redes de transporte informarán a los usuarios de la red y buscar sin demora una solución no discriminatoria.

Los gestores de redes de transporte consultarán a los usuarios de la red acerca de los procedimientos antes de su aplicación y acordarán dichos procedimientos con la autoridad reguladora.

2.2. Procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual

2.2.1. Disposiciones generales

1. El presente punto se aplicará a los puntos de interconexión entre los sistemas de entrada-salida adyacentes, independientemente de que sean físicos o virtuales, entre dos o más Estados miembros o en el mismo Estado miembro, siempre que los puntos se sometan a procedimientos de reserva por los usuarios. El presente punto se puede aplicar a los puntos de entrada y salida desde y hacia terceros países, previa decisión de la autoridad reguladora correspondiente. No se aplicará el presente punto a los puntos de salida a los consumidores finales y las redes de distribución, los puntos de entrada desde las terminales y las instalaciones de producción de gas natural y los puntos de entrada-salida desde y hacia las instalaciones de almacenamiento.
2. Sobre la base de los datos publicados por los gestores de la red de transporte en virtud de la sección 3 del presente anexo y, si procede, validados por las autoridades reguladoras, la ACER publicará un informe de seguimiento sobre la congestión en los puntos de interconexión en relación con los productos de capacidad firme vendidos durante el año anterior, teniendo en cuenta en la medida de lo posible el comercio de capacidad en el mercado secundario y el uso de la capacidad interrumpible.

El informe de seguimiento se publicará cada dos años. La ACER publicará informes adicionales, previa solicitud motivada de la Comisión como máximo una vez al año.

3. El gestor o gestores de la red de transporte de que se trate ofrecerán en el proceso normal de asignación cualquier capacidad adicional disponible gracias a la aplicación de uno de los procedimientos de gestión de la congestión, tal como se establece en los puntos 2.2.2 a 2.2.5.

2.2.2. Aumento de la capacidad mediante un régimen de sobresuscripción y readquisición

1. Los gestores de la red de transporte deberán proponer y, previa aprobación por parte de la autoridad reguladora, aplicar un régimen de sobresuscripción y readquisición basado en incentivos para ofrecer capacidad adicional en firme. Antes de aplicarlo, la autoridad reguladora consultará a las autoridades reguladoras de los Estados miembros adyacentes y tendrá en cuenta los dictámenes de las autoridades reguladoras adyacentes. La capacidad adicional se refiere a la capacidad firme ofrecida de forma adicional a la capacidad técnica de un punto de interconexión calculada en virtud del artículo 6, apartado 1, del presente Reglamento.
2. El régimen de sobresuscripción y readquisición facilitará a los gestores de redes de transporte un estímulo para ofrecer capacidad adicional, teniendo en cuenta las condiciones técnicas, tales como el valor calorífico, la temperatura y el consumo previsto del sistema de entrada-salida correspondiente y las capacidades de las redes adyacentes. Los gestores de redes de transporte aplicarán un planteamiento dinámico en relación con el nuevo cálculo de la capacidad técnica o adicional del sistema de entrada-salida.
3. El régimen de sobresuscripción y readquisición se basará en un régimen de incentivos que refleje los riesgos incurridos por los gestores de redes de transporte al ofrecer capacidad adicional. Dicho régimen se estructurará de tal forma que los ingresos procedentes de la venta de capacidad adicional y los costes incurridos en concepto del régimen de readquisición o medidas en virtud del punto 6 se compartan entre los gestores de las redes de transporte y los usuarios de la red. Las autoridades reguladoras podrán decidir qué porcentaje de los ingresos y costes deberán soportar el gestor de la red de transporte y el usuario de la red, respectivamente.

4. A efectos de determinar los ingresos de los gestores de redes de transporte, la capacidad técnica, especialmente la capacidad entregada y, cuando corresponda, la capacidad derivada de la aplicación de mecanismos de utilización o pérdida con un día de antelación en firme y de utilización o pérdida a largo plazo, se considerará asignada antes de cualquier capacidad adicional.
5. Al determinar la capacidad adicional, el gestor de la red de transporte tendrá en cuenta las hipótesis estadísticas relativas a la cantidad probable de capacidad físicamente sin usar en un momento dado en puntos de interconexión determinados. También tendrá en cuenta un perfil del riesgo para ofrecer capacidad adicional que no dé lugar a una obligación de readquisición excesiva. El régimen de sobresuscripción y readquisición también estimará la probabilidad y los costes de readquirir capacidad en el mercado y lo reflejará en la cantidad de capacidad adicional que se facilitará.
6. Cuando resulte necesario para mantener la integridad de la red, los gestores de redes de transporte aplicarán un procedimiento de readquisición de mercado en que los usuarios de la red pueden ofrecer capacidad. Los usuarios de la red serán informados del procedimiento aplicable de readquisición. Los procedimientos de readquisición se aplicarán sin perjuicio de las medidas de urgencia aplicables.
7. Antes de aplicar un procedimiento de readquisición, los gestores de redes de transporte comprobarán si medidas técnicas y comerciales alternativas pueden preservar la integridad de la red de forma más rentable.
8. Al proponer el régimen de sobresuscripción y readquisición, el gestor de la red de transporte facilitará todos los datos, estimaciones y modelos pertinentes a la autoridad reguladora para que esta evalúe el régimen. El gestor de la red de transporte informará periódicamente a la autoridad reguladora acerca del funcionamiento del régimen y, a petición de la autoridad reguladora, facilitará todos los datos pertinentes. La autoridad reguladora podrá solicitar al gestor de la red de transporte que revise el régimen.

2.2.3. Mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme

1. Las autoridades reguladoras exigirán a los gestores de redes de transporte que apliquen, como mínimo, las normas dispuestas en el punto 3 por cada usuario de la red en los puntos de interconexión con respecto a la alteración de la nominación inicial si, sobre la base del informe de seguimiento anual de la ACER al que se refiere el punto 2.2.1, apartado 2, se observa que, en los puntos de interconexión, la demanda fue superior a la oferta, al precio de reserva cuando se recurra a subastas, en el curso de los procedimientos de asignación de capacidad durante el año a que se refiera el informe de seguimiento en el caso de los productos de uso previsto ese año o en uno de los dos ejercicios siguientes:
 - a) para un mínimo de tres productos de capacidad firme de una duración de un mes;
 - b) para un mínimo de dos productos de capacidad firme de una duración de un trimestre;
 - c) para un mínimo de un producto de capacidad firme de una duración de un año o más, o
 - d) cuando, durante al menos seis meses, no se haya ofrecido ningún producto de capacidad firme de una duración de un mes o más.
2. Si, sobre la base del informe anual de seguimiento de la ACER a que se refiere el punto 2.2.1, apartado 2, se observa que una situación como la descrita en el punto 1 no es probable que vaya a volverse a producir en los tres años siguientes, por ejemplo, como resultado de la disponibilidad de mayor capacidad gracias a la expansión de la red o a la resolución de contratos a largo plazo, las autoridades reguladoras correspondientes podrán decidir poner fin al mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme.
3. La renominación firme está autorizada hasta el 90 % con un mínimo del 10 % de la capacidad contratada por el usuario de la red en el punto de interconexión. No obstante, si la nominación supera el 80 % de la capacidad contratada, la mitad del volumen sin nominar se renominará hacia arriba. Si la nominación no es superior al 20 % de la capacidad contratada, la mitad del volumen nominado se podrá renominar hacia abajo. La aplicación de este punto se entenderá sin perjuicio de las medidas de urgencia aplicables.
4. El titular original de la capacidad contratada podrá renominar la parte restringida de su capacidad firme contratada en condiciones interrumpibles.

5. El punto 3 no se aplicará a los usuarios de la red [personas o empresas y las empresas que controlan en el sentido del artículo 3 del Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo ⁽¹⁾] que posean menos del 10 % de la capacidad técnica media del año anterior en el punto de interconexión.
6. En los puntos de interconexión en que se aplique un mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme de conformidad con el punto 3, la autoridad reguladora procederá a una evaluación de la relación con el régimen de sobresuscripción y readquisición en virtud del punto 2.2.2, lo que podrá traducirse en una decisión de la autoridad reguladora de no aplicar el punto 2.2.2 en esos puntos de interconexión. Tal decisión se notificará sin demora a la ACER y a la Comisión.
7. La autoridad reguladora podrá decidir aplicar en un punto de interconexión un mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme en virtud del punto 3. Antes de adoptar su decisión, la autoridad reguladora consultará a las autoridades reguladoras de los Estados miembros limítrofes. Al adoptar su decisión, la autoridad reguladora tendrá en cuenta la opinión de las autoridades reguladoras de los Estados miembros limítrofes.

2.2.4. Entrega de capacidad contratada

Los gestores de redes de transporte deberán aceptar cualquier entrega de capacidad firme que contrate el usuario de la red en un punto de interconexión, excepto los productos de capacidad cuya duración sea un período de un día o menos. El usuario de la red conservará sus derechos y obligaciones en virtud del contrato de capacidad hasta que el gestor de la red de transporte reasigne la capacidad y en la medida en que el gestor de la red de transporte no lo haga. La capacidad entregada se considerará reasignada únicamente después de que se haya asignado toda la capacidad disponible. El gestor de la red de transporte informará sin demora al usuario de la red de cualquier reasignación de su capacidad entregada. Las condiciones específicas de la entrega de capacidad, especialmente cuando varios usuarios de la red entreguen su capacidad, deberán ser aprobadas por la autoridad reguladora.

2.2.5. Mecanismo de utilización o pérdida a largo plazo

1. Las autoridades reguladoras exigirán a los gestores de redes de transporte que retiren parcial o totalmente la capacidad contratada infrautilizada de forma sistemática en un punto de interconexión por parte de un usuario de la red si este no ha vendido u ofrecido en circunstancias realistas su capacidad no utilizada y si otros usuarios de la red solicitan capacidad firme. La capacidad contratada se infrautiliza de forma sistemática en los supuestos siguientes:
 - a) el usuario de la red utiliza menos de una media del 80 % de su capacidad contratada entre el 1 de abril y el 30 de septiembre, y entre el 1 de octubre y el 31 de marzo por un período contractual real de más de un año, sin que se hayan presentado las razones oportunas, o
 - b) el usuario de la red nomina de forma sistemática casi el 100 % de su capacidad contratada y la renomina hacia abajo con la intención de eludir las normas dispuestas en el punto 2.2.3, apartado 3.
 2. La aplicación de un mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme no se podrá considerar justificación para que no se aplique lo dispuesto en el punto 1.
 3. Una retirada se traducirá en la pérdida por el usuario de la red de su capacidad contratada parcial o completamente por un período determinado o por el período contractual real restante. El usuario de la red conservará sus derechos y obligaciones con arreglo al contrato de capacidad hasta que el gestor de la red de transporte reasigne la capacidad y en la medida en que el gestor de la red de transporte no lo haga.
 4. Los gestores de redes de transporte facilitarán periódicamente a las autoridades reguladoras todos los datos necesarios para el seguimiento del grado de utilización de las capacidades contratadas por un período contractual real de más de un año o por trimestres periódicos durante un mínimo de dos años.
3. Definición de la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva al sistema de gas natural, definición de todos los puntos relevantes a efectos de los requisitos de transparencia y la información que deberá publicarse en todos los puntos relevantes y el calendario para su publicación
 - 3.1. Definición de la información técnica necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva al sistema

⁽¹⁾ Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas («Reglamento comunitario de concentraciones») (DO L 24 de 29.1.2004, p. 1).

3.1.1. Forma de publicación

1. Los gestores de redes de transporte proporcionarán toda la información a que se refieren los puntos 3.1.2 y 3.3, apartados 1 a 5, ajustándose a lo siguiente:
 - a) en un sitio de Internet accesible al público de forma gratuita y sin necesidad de registrarse o inscribirse de ninguna otra forma ante el gestor de la red de transporte;
 - b) de forma periódica/continua; la frecuencia dependerá de los cambios que se produzcan y de la duración del servicio;
 - c) de una manera sencilla;
 - d) de un modo significativo, cuantificable, claro, fácilmente accesible y no discriminatorio;
 - e) en un formato descargable que haya sido acordado entre los gestores de redes de transporte y las autoridades reguladoras (en función de un dictamen sobre un formato armonizado que proporcionará la ACER) y que permita realizar análisis cuantitativos y comparativos;
 - f) en unidades coherentes, en particular kWh (con una temperatura de combustión de referencia de 298,15 K) para el contenido de energía, y m³ (a 273,15 K y 1,01325 bares) para el volumen; debe indicarse el factor constante de conversión a contenido de energía; además del formato indicado más arriba, es posible también la publicación en otras unidades;
 - g) en las lenguas oficiales del Estado miembro y en inglés;
 - h) todos los datos estarán disponibles en una plataforma central para toda la Unión, creada por la REGRT de Gas con un criterio de eficiencia económica.
2. Los gestores de redes de transporte describirán los cambios ya introducidos en toda la información a que se refieren los puntos 3.1.2 y 3.3, apartados 1 a 5, de manera oportuna en cuanto tengan conocimiento de ellos.

3.1.2. Contenido de la publicación

1. Los gestores de redes de transporte publicarán, como mínimo, la siguiente información acerca de sus redes y servicios:
 - a) una descripción completa y detallada de los diferentes servicios ofrecidos y sus correspondientes tarifas;
 - b) los diferentes tipos de contratos de transporte disponibles para esos servicios;
 - c) el código de red o las condiciones tipo que contengan los derechos y obligaciones de todos los usuarios de la red, incluido lo siguiente:
 - i) los contratos de transporte armonizados y demás documentos pertinentes,
 - ii) si resulta pertinente para el acceso a la red, una especificación de los parámetros pertinentes relativos a la calidad del gas para todos los puntos relevantes, según la definición del punto 3.2 del presente anexo, incluidos, por lo menos, el poder calorífico bruto, el índice de Wobbe y el contenido de oxígeno, así como la responsabilidad o los costes de conversión para los usuarios de la red si el gas no corresponde a esas especificaciones,
 - iii) si procede para el acceso al sistema, información sobre los requisitos de presión en relación con todos los puntos relevantes,
 - iv) el procedimiento aplicable en caso de interrupción de la capacidad interrumpible, incluidos, cuando proceda, el calendario, la magnitud y la clasificación de cada interrupción, por ejemplo, prorata o impuestas primero a los últimos en haberse conectado;
 - d) los procedimientos armonizados que se aplican al utilizar la red de transporte, con las definiciones de los términos clave;
 - e) las disposiciones sobre la asignación de capacidad, la gestión de la congestión, los procedimientos de reutilización y los procedimientos contra el acaparamiento;

- f) las normas aplicables a los intercambios de capacidad en el mercado secundario con respecto al gestor de la red de transporte;
- g) las normas sobre balance y la metodología para el cálculo de las tarifas de balance;
- h) en su caso, los niveles de flexibilidad y tolerancia de los servicios de transporte y otros que no ocasionan gastos aparte, así como cualquiera otra flexibilidad que se ofrezca y su correspondiente coste;
- i) una descripción detallada del sistema de gas natural del gestor de redes de transporte con todos sus puntos relevantes de interconexión, según la definición del punto 3.2, así como los nombres de los gestores de las instalaciones o redes interconectadas;
- j) las normas aplicables para la conexión al sistema de gas natural operado por el gestor correspondiente;
- k) información sobre los mecanismos de emergencia, en la medida en que sean responsabilidad del gestor de la red de transporte, como las medidas que pueden provocar la desconexión de grupos de clientes y otras normas generales de responsabilidad aplicables al gestor de la red de transporte;
- l) cualquier procedimiento acordado por gestores de redes de transporte en los puntos de interconexión, que sea pertinente para el acceso de los usuarios de la red a los sistemas de transporte, en relación con la interoperabilidad de la red, los procedimientos acordados de nominación y casación y otros procedimientos acordados que establezcan disposiciones en relación con las asignaciones de flujos de gas y con el balance, incluidos los métodos utilizados;
- m) los gestores de redes de transporte publicarán una descripción detallada y exhaustiva de la metodología y los procedimientos utilizados para calcular la capacidad técnica, y, en particular, información sobre los parámetros empleados y las principales hipótesis.

3.2. Definición de todos los puntos relevantes a efectos de los requisitos de transparencia

1. Los puntos relevantes incluirán, como mínimo:

- a) todos los puntos de entrada y salida de una red de transporte operada por un gestor de red de transporte, excepto los puntos de salida conectados a un único consumidor final y los puntos de entrada directamente relacionados con una instalación de producción de un único productor establecido en la Unión;
- b) todos los puntos de entrada y salida que conecten las zonas de balance de los gestores de redes de transporte;
- c) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de transporte con una terminal de GNL, con los grandes centros físicos de intercambio de gas natural y con instalaciones de almacenamiento y producción, a menos que esas instalaciones de producción estén exentas con arreglo a la letra a);
- d) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de transporte determinado con la infraestructura necesaria para prestar servicios auxiliares.

2. La información destinada a los consumidores finales únicos y a las instalaciones de producción, que se excluye de la definición de puntos relevantes como se describe en el punto 3.2, apartado 1, letra a), se publicará en forma agregada, al menos por zona de balance. A los efectos de la aplicación del presente anexo, la información agregada de los consumidores finales únicos y de las instalaciones de producción, excluida de la definición de puntos relevantes como se describe en el punto 3.2, apartado 1, letra a), se considerará un punto pertinente.

3. Cuando los puntos entre dos o más gestores de transporte los gestionen exclusivamente los gestores de transporte considerados, sin participación contractual ni operativa de los usuarios de los sistemas, o cuando los puntos conecten un sistema de transporte con un sistema de distribución y no exista una congestión contractual en esos puntos, los gestores de redes de transporte quedarán exentos en lo relativo a esos puntos de la obligación de publicar lo indicado en el punto 3.3. La autoridad reguladora podrá exigir a los gestores de redes de transporte que publiquen los requisitos indicados en el punto 3.3 en relación con grupos de puntos exentos o con todos ellos. En tal caso, la información, si el gestor de red de transporte dispone de ella, se publicará en forma agregada a un nivel significativo, al menos por zona de balance. A efectos de la aplicación del presente anexo, esta agregación de estos puntos se considerará un punto pertinente.

3.3. Información que deberá publicarse en todos los puntos relevantes y calendario de su publicación

1. En todos los puntos relevantes, los gestores de redes de transporte publicarán la información enumerada en las letras a) a g) del párrafo segundo, en relación con todos los servicios prestados, incluidos los auxiliares, con datos, en particular, sobre las mezclas, el balastaje y la conversión. Esa información se publicará en valores numéricos por períodos diarios u horarios iguales al período de referencia más corto para la reserva de capacidad y la renominación y al período de liquidación más corto para el cual se calculan las tarifas de balance. Si el período de referencia más corto no es un período diario, la información a que se refiere el párrafo segundo, letras a) a g) se ofrecerá también respecto al período diario.

La siguiente información y sus actualizaciones se publicarán en cuanto estén a disposición del gestor de la red (en «tiempo casi real»):

- a) capacidad técnica de los flujos en ambas direcciones;
 - b) capacidad total firme e interrumpible contratada en ambas direcciones;
 - c) nominaciones y renominaciones en ambas direcciones;
 - d) capacidad disponible firme e interrumpible en ambas direcciones;
 - e) flujos físicos reales;
 - f) interrupción prevista y efectiva de la capacidad interrumpible;
 - g) interrupciones previstas e imprevistas de servicios firmes, así como información sobre el restablecimiento de los servicios firmes, en particular, el mantenimiento del sistema y la duración probable de toda interrupción por causa de mantenimiento; las interrupciones previstas se publicarán al menos con 42 días de antelación;
 - h) existencia de solicitudes válidas jurídicamente y denegadas de productos de capacidad firme con una duración de un mes o más, incluido el número y la cuantía de las solicitudes denegadas;
 - i) en caso de subastas, dónde y cuándo los productos de capacidad firme con una duración de un mes o más se han liquidado a precios más altos que el precio de reserva;
 - j) dónde y cuándo no se ha ofrecido ningún producto de capacidad firme con una duración de un mes o más en el proceso normal de asignación;
 - k) la capacidad total disponible gracias a la aplicación de los procedimientos de gestión de la congestión establecidos en los puntos 2.2.2 a 2.2.5 por procedimiento de gestión de la congestión aplicado.
2. En todos los puntos relevantes, la información a que se refiere el punto 3.3, apartado 1, letras a), b) y d), se publicará con una antelación de, al menos, 24 meses.
 3. En todos los puntos relevantes, los gestores de redes de transporte publicarán información histórica sobre los requisitos del punto 3.3, apartado 1, letras a) a g), en relación con los cinco años anteriores, de forma continua.
 4. Los gestores de redes de transporte publicarán diariamente los valores medidos del poder calorífico bruto, del índice de Wobbe, del contenido de hidrógeno mezclado en el sistema de gas natural, del contenido de metano y del contenido de oxígeno en todos los puntos relevantes. Las cifras preliminares se publicarán en el plazo máximo de tres días después del día respectivo. Las cifras definitivas se publicarán en el plazo de los tres meses siguientes al final del mes respectivo.
 5. Respecto a todos los puntos relevantes, los gestores de redes de transporte publicarán anualmente las capacidades disponibles, reservadas y técnicas, en todos los años en los que se contrate capacidad más un año adicional, y, al menos, en relación con los próximos diez años. Esa información se actualizará al menos cada mes, o con una frecuencia mayor si se dispone de nueva información. La publicación reflejará el período durante el cual se ofrece capacidad al mercado.

3.4. Información que deberá publicarse sobre la red de transporte y calendario de su publicación

1. Los gestores de redes de transporte garantizarán la publicación y actualización diarias de los volúmenes agregados de las capacidades ofrecidas y contratadas en el mercado secundario, es decir, vendidas por un usuario de la red a otro usuario, si el gestor de la red de transporte dispone de tal información. Esa información especificará lo siguiente:
 - a) el punto de interconexión donde se vende la capacidad;
 - b) el tipo de capacidad, es decir, de entrada, de salida, firme, interrumpible;
 - c) la cantidad y duración de los derechos de utilización de la capacidad;
 - d) el tipo de venta, por ejemplo, transferencia o atribución;
 - e) el número total de intercambios o transferencias;
 - f) cualquier otra condición que obre en conocimiento del gestor de la red de transporte a que se refiere el punto 3.3.

Si esa información la proporciona un tercero, los gestores de redes de transporte quedarán exentos del cumplimiento de esta disposición.

2. Los gestores de redes de transporte publicarán las condiciones armonizadas en las que aceptarán transacciones de capacidad, por ejemplo, transferencias y atribuciones. Esas condiciones deberán incluir, como mínimo:
 - a) una descripción de los productos tipo que pueden venderse en el mercado secundario;
 - b) los plazos para la aplicación/aceptación/registro de intercambios en el mercado secundario; deben publicarse las razones de los eventuales retrasos;
 - c) la notificación, por el vendedor o el tercero a que se refiere el punto 3.4, apartado 1, del nombre del vendedor y del comprador y de las especificaciones de capacidad descritas en el punto 3.4, apartado 1.

Si esa información la proporciona un tercero, los gestores de redes de transporte quedarán exentos del cumplimiento de esa disposición.

3. En relación con el servicio de balance de su red, cada gestor de redes de transporte comunicará a cada usuario de la red, respecto a cada período de balance, sus volúmenes específicos preliminares de desequilibrio y datos sobre los costes, por cada usuario de la red, a más tardar un mes después de haber concluido el período de balance. Los datos definitivos de los clientes abastecidos según perfiles de carga normalizados pueden suministrarse hasta 14 meses después. Si esa información la proporciona un tercero, los gestores de redes de transporte quedarán exentos del cumplimiento de esa disposición. En esa comunicación se respetará la confidencialidad de la información sensible a efectos comerciales.
4. Si se ofrece a terceros acceso a servicios de flexibilidad distintos de la tolerancia, los gestores de redes de transporte publicarán previsiones diarias, con un día de antelación, sobre el grado máximo de flexibilidad, el nivel de flexibilidad reservado y la disponibilidad del servicio de flexibilidad en el mercado para el día pertinente siguiente. El gestor de la red de transporte publicará, además, información *ex post* sobre la utilización agregada de cada servicio de flexibilidad al final de cada día pertinente. Si la autoridad reguladora considera que tal información puede dar pie a posibles abusos por parte de los usuarios de la red, podrá decidir eximir de esa obligación al gestor de la red de transporte.
5. Los gestores de redes de transporte publicarán, por zona de balance, el volumen de gas disponible en la red de transporte al principio de cada día pertinente y el volumen de gas natural que se prevé va a estar disponible en la red de transporte al final de cada día pertinente. El volumen de gas natural que se prevé va a estar disponible al final del día pertinente se actualizará cada hora durante todo ese día. Si las tarifas de balance se calculan por períodos horarios, el gestor de la red de transporte publicará cada hora el volumen de gas disponible en la red de transporte. Otra posibilidad es que los gestores de redes de transporte publiquen, por zona de balance, la situación de desequilibrio agregada de todos los usuarios al principio de cada período de balance, y la situación de desequilibrio agregada prevista de todos los usuarios al final de cada día pertinente. Si la autoridad reguladora considera que tal información puede dar pie a posibles abusos por parte de los usuarios de la red, podrá decidir eximir de esa obligación al gestor de la red de transporte.
6. Los gestores de redes de transporte proporcionarán instrumentos que permitan calcular las tarifas fácilmente.

7. Los gestores de redes de transporte mantendrán a disposición de las autoridades reguladoras nacionales competentes, durante al menos cinco años, los registros efectivos de todos los contratos de capacidad y cualquier otra información pertinente relacionada con el cálculo y la concesión de acceso a la capacidad disponible, en particular, cada nominación e interrupción. Los gestores de redes de transporte mantendrán durante al menos cinco años documentación sobre toda la información pertinente con arreglo al punto 3.3, apartados 4 y 5, y la pondrán a disposición de las autoridades reguladoras previa solicitud. Ambas partes respetarán la confidencialidad comercial.
 8. Los gestores de redes de transporte publicarán al menos una vez al año, dentro de una fecha límite fijada, todos los períodos de mantenimiento programados que puedan afectar a los derechos de los usuarios derivados de los contratos de transporte, y la información operativa correspondiente, con la suficiente antelación. Ello incluirá la publicación de forma inmediata y no discriminatoria de todos los cambios en los períodos de mantenimiento programados y la notificación del mantenimiento no programado, tan pronto como el gestor de red de transporte disponga de la información. Durante los períodos de mantenimiento, los gestores de redes de transporte publicarán regularmente información actualizada y detallada sobre la duración prevista y los efectos del mantenimiento.
4. Formato y contenido de la publicación de información técnica sobre el acceso a la red por los operadores de redes de hidrógeno e información que deberá publicarse en todos los puntos relevantes y calendario de su publicación
 - 4.1. Formato de la publicación de información técnica sobre el acceso a la red
 1. Los operadores de redes de hidrógeno proporcionarán toda la información necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva a la red a que se refieren los puntos 4.2 y 4.3, ajustándose a lo siguiente:
 - a) en un sitio de Internet accesible al público de forma gratuita y sin necesidad de registrarse o inscribirse de ninguna otra forma ante el gestor de la red de hidrógeno;
 - b) de forma periódica/continua; la frecuencia dependerá de los cambios que se produzcan y de la duración del servicio;
 - c) de una manera sencilla;
 - d) de un modo claro, cuantificable, fácilmente accesible y no discriminatorio;
 - e) en un formato descargable que haya sido acordado entre los gestores de redes de hidrógeno y las autoridades reguladoras (en función de un dictamen sobre un formato armonizado que proporcionará la ACER) y que permita realizar análisis cuantitativos;
 - f) en unidades coherentes, en particular kWh para el contenido de energía y m³ para el volumen; debe indicarse el factor constante de conversión en contenido de energía; además, es posible también la publicación en otras unidades;
 - g) en las lenguas oficiales del Estado miembro y en inglés;
 - h) todos los datos estarán disponibles desde el 1 de octubre de 2026 en una plataforma central para toda la Unión, creada por la REGRH con un criterio de eficiencia económica.
 2. Los gestores de redes de hidrógeno describirán los cambios ya introducidos en toda la información a que se refieren los puntos 4.2 y 4.3 de manera oportuna en cuanto tengan conocimiento de ellos.
 - 4.2. Contenido de la publicación de información técnica sobre el acceso a la red
 1. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán, como mínimo, la siguiente información acerca de sus sistemas y servicios:
 - a) una descripción completa y detallada de los diferentes servicios ofrecidos y sus tarifas;
 - b) los diferentes tipos de contratos de transporte disponibles para esos servicios;
 - c) los códigos de red o las condiciones tipo que contengan los derechos y obligaciones de todos los usuarios de la red, incluido lo siguiente:

- i) los contratos de transporte armonizados y demás documentos pertinentes,
- ii) si procede para el acceso a la red, una especificación de los parámetros pertinentes relativos a la calidad del hidrógeno, en relación con todos los puntos relevantes, así como la responsabilidad o los costes de conversión para los usuarios de la red si el hidrógeno no corresponde a esas especificaciones,
- iii) si procede para el acceso al sistema, información sobre los requisitos de presión en relación con todos los puntos relevantes;
- d) los procedimientos armonizados que se aplican al utilizar la red de hidrógeno, con las definiciones de los términos clave;
- e) en su caso, los niveles de flexibilidad y tolerancia de los servicios de transporte y otros que no ocasionan gastos aparte, así como cualquier otro servicio de flexibilidad que se ofrezca y su correspondiente coste;
- f) una descripción detallada de la red de hidrógeno de los gestores de redes de hidrógeno con todos sus puntos de interconexión pertinentes, según la definición del punto 2, así como los nombres de los gestores de las instalaciones o redes interconectadas;
- g) las normas aplicables para la conexión con la red operada por el gestor de red de hidrógeno correspondiente;
- h) información sobre los mecanismos de emergencia, en la medida en que sean responsabilidad del gestor de la red de hidrógeno, como las medidas que pueden provocar la desconexión de grupos de clientes y otras normas generales de responsabilidad aplicables al gestor de la red de hidrógeno;
- i) procedimientos acordados por los gestores de redes de hidrógeno en los puntos de interconexión, que sean pertinentes para el acceso de los usuarios de la red a la red de hidrógeno en cuestión, en relación con la interoperabilidad de la red.

2. Los puntos relevantes incluirán, como mínimo:

- a) todos los puntos de entrada y salida de una red de hidrógeno operada por un gestor de red de hidrógeno, excepto los puntos de salida conectados a un único consumidor final y los puntos de entrada directamente relacionados con una instalación de producción de un único productor establecido en la Unión;
- b) todos los puntos de entrada y salida que conecten las redes de los gestores de redes de hidrógeno;
- c) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de hidrógeno con una terminal de GNL, con terminales de hidrógeno, con los grandes centros físicos de intercambio de gas natural y con instalaciones de almacenamiento y producción, a menos que esas instalaciones de producción estén exentas en virtud de la letra a);
- d) todos los puntos que conecten la red de un gestor de red de hidrógeno determinado con la infraestructura necesaria para prestar servicios auxiliares.

3. La información destinada a los consumidores finales únicos y a las instalaciones de producción, que se excluye de la definición de puntos relevantes como se describe en el punto 2, letra a), se publicará en forma agregada y se considerará un punto relevante único.

4.3. Información que deberá publicarse en todos los puntos relevantes y calendario de su publicación

1. En todos los puntos relevantes, los gestores de redes de hidrógeno publicarán la información enumerada en el párrafo segundo, letras a) a g), para todos los servicios en valores numéricos por períodos horarios o diarios.

La siguiente información y sus actualizaciones se publicarán en «tiempo casi real»:

- a) capacidad técnica de los flujos en ambas direcciones;
- b) capacidad total contratada en ambas direcciones;
- c) nominaciones y renominaciones en ambas direcciones;
- d) capacidad disponible en ambas direcciones;

- e) flujos físicos reales;
 - f) interrupción prevista y efectiva de la capacidad;
 - g) interrupciones previstas e imprevistas de los servicios; las interrupciones previstas se publicarán al menos con 42 días de antelación.
2. En todos los puntos relevantes, la información a que se refiere el punto 1, letras a), b) y d), se publicará con una antelación de, al menos, 24 meses.
 3. En todos los puntos relevantes, los gestores de redes de hidrógeno publicarán información histórica sobre los requisitos del punto 1, letras a) a f), en relación con los cinco años anteriores, de forma continua.
 4. Los gestores de redes de hidrógeno publicarán diariamente los valores medidos de la pureza del hidrógeno y de los contaminantes en todos los puntos relevantes. Las cifras preliminares se publicarán en el plazo máximo de tres días. Las cifras definitivas se publicarán en el plazo de los tres meses siguientes al final del mes respectivo.
 5. Otros detalles necesarios para la aplicación de los puntos 4.1, 4.2 y 4.3, por ejemplo, los detalles sobre el formato y el contenido de la información necesaria para que los usuarios de la red puedan acceder de forma efectiva a esta, la información que deberá publicarse en los puntos relevantes y los detalles sobre el calendario de publicación, se indicarán en un código de red establecido en virtud del artículo 70.
-

ANEXO II

Reglamento derogado con la lista de sus sucesivas modificaciones

Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 211 de 14.8.2009, p. 36)	
Decisión 2010/685/UE de la Comisión (DO L 293 de 11.11.2010, p. 67)	
Decisión 2012/490/UE de la Comisión (DO L 231 de 28.8.2012, p. 16)	
Reglamento (UE) n.º 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 115 de 25.4.2013, p. 39)	(Solo el artículo 22)
Decisión (UE) 2015/715 de la Comisión (DO L 114 de 5.5.2015, p. 9)	
Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 328 de 21.12.2018, p. 1)	(Solo el artículo 50)
Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 152 de 3.6.2022, p. 45).	(Solo el artículo 25)
Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo (DO L 173 de 30.6.2022, p. 17)	(Solo el artículo 2)

ANEXO III

Tabla de correspondencias

Reglamento (CE) n.º 715/2009	Presente Reglamento
Artículo 1, párrafo primero, frase introductoria	Artículo 1, párrafo primero, frase introductoria
Artículo 1, párrafo primero, letra a)	Artículo 1, párrafo primero, letra a)
Artículo 1, párrafo primero, letra b)	—
Artículo 1, párrafo primero, letra c)	Artículo 1, párrafo primero, letra b)
Artículo 1, párrafos segundo, tercero y cuarto	Artículo 1, párrafos segundo, tercero y cuarto
Artículo 2, apartado 1, frase introductoria	Artículo 2, apartado 1, frase introductoria
—	Artículo 2, apartado 1, punto 1
Artículo 2, apartado 1, punto 1	Artículo 2, apartado 1, punto 2
Artículo 2, apartado 1, punto 2	Artículo 2, apartado 1, punto 3
Artículo 2, apartado 1, punto 3	Artículo 2, apartado 1, punto 4
Artículo 2, apartado 1, punto 4	Artículo 2, apartado 1, punto 5
Artículo 2, apartado 1, punto 5	Artículo 2, apartado 1, punto 6
Artículo 2, apartado 1, punto 6	Artículo 2, apartado 1, punto 7
Artículo 2, apartado 1, punto 7	Artículo 2, apartado 1, punto 8
Artículo 2, apartado 1, punto 8	Artículo 2, apartado 1, punto 9
Artículo 2, apartado 1, punto 9	Artículo 2, apartado 1, punto 10
Artículo 2, apartado 1, punto 10	Artículo 2, apartado 1, punto 11
Artículo 2, apartado 1, punto 11	Artículo 2, apartado 1, punto 12
Artículo 2, apartado 1, punto 12	Artículo 2, apartado 1, punto 13
Artículo 2, apartado 1, punto 13	Artículo 2, apartado 1, punto 14
Artículo 2, apartado 1, punto 14	Artículo 2, apartado 1, punto 15
Artículo 2, apartado 1, punto 15	Artículo 2, apartado 1, punto 16
Artículo 2, apartado 1, punto 16	Artículo 2, apartado 1, punto 17
Artículo 2, apartado 1, punto 17	Artículo 2, apartado 1, punto 18
Artículo 2, apartado 1, punto 18	Artículo 2, apartado 1, punto 19
Artículo 2, apartado 1, punto 19	Artículo 2, apartado 1, punto 20
Artículo 2, apartado 1, punto 20	Artículo 2, apartado 1, punto 21
Artículo 2, apartado 1, punto 21	Artículo 2, apartado 1, punto 22
Artículo 2, apartado 1, punto 22	Artículo 2, apartado 1, punto 23
Artículo 2, apartado 1, punto 23	Artículo 2, apartado 1, punto 24
Artículo 2, apartado 1, punto 24	Artículo 2, apartado 1, punto 25
Artículo 2, apartado 1, punto 25	Artículo 2, apartado 1, punto 26
Artículo 2, apartado 1, punto 26	Artículo 2, apartado 1, punto 27
Artículo 2, apartado 1, punto 27	Artículo 2, apartado 1, punto 28
Artículo 2, apartado 1, punto 28	Artículo 2, apartado 1, punto 29

Reglamento (CE) n.º 715/2009	Presente Reglamento
—	Artículo 2, apartado 1, puntos 30 a 83
Artículo 2, apartado 2	Artículo 2, apartado 2
—	Artículos 3, 4 y 5
Artículo 14, apartado 1	Artículo 6, apartado 1
—	Artículo 6, apartado 2
Artículo 14, apartado 2	Artículo 6, apartado 3
—	Artículo 6, apartado 4
Artículo 14, apartado 3	Artículo 6, apartado 5
—	Artículo 6, apartados 6 y 7
—	Artículo 7
Artículo 15, apartados 1 y 2	Artículo 8, apartados 1 y 2
—	Artículo 8, apartado 3
Artículo 15, apartado 3	Artículo 8, apartado 4
Artículo 15, apartado 4	Artículo 8, apartado 5
Artículo 15, apartado 5	Artículo 8, apartado 6
—	Artículo 8, apartado 7
—	Artículo 9
Artículo 16, apartados 1, 2 y 3	Artículo 10, apartados 1, 2 y 3
Artículo 16, apartado 5	Artículo 10, apartado 4
Artículo 16, apartado 4	—
Artículo 17	Artículo 11
Artículo 22	Artículo 12
Artículo 21	Artículo 13
Artículo 3	Artículo 14
Artículo 3 <i>bis</i>	Artículo 15
—	Artículo 16
Artículo 13	Artículo 17, apartados 1, 2 y 3
—	Artículo 17, apartados 4 y 5
—	Artículos 18 a 23
Artículo 4	Artículo 24
Artículo 5	Artículo 25
Artículo 8, apartados 1, 2 y 3	Artículo 26, apartados 1, 2 y 3, párrafo primero, letras a), b), c), e), f) y g)
—	Artículo 26, apartado 3, párrafo primero, letras d), h) e i)
—	Artículo 26, apartado 3, párrafo segundo
Artículo 8, apartado 4	Artículo 26, apartado 4, párrafo primero
—	Artículo 26, apartado 4, párrafos segundo y tercero
Artículo 8, apartados 5, 7, 8 y 9	Artículo 26, apartados 5 a 8

Reglamento (CE) n.º 715/2009	Presente Reglamento
Artículo 8, apartados 11 y 12	Artículo 26, apartados 9 y 10
—	Artículo 26, apartado 11
Artículo 9	Artículo 27
Artículo 24	Artículo 28
Artículo 10	Artículo 29
Artículo 11	Artículo 30
Artículo 12	Artículo 31
Artículo 8, apartado 10	Artículo 32
Artículo 18, apartados 1 a 6	Artículo 33, apartados 1 a 6
—	Artículo 33, apartado 7
Artículo 19, apartado 1	Artículo 34, apartado 1
—	Artículo 34, apartado 2
Artículo 19, apartados 2 a 5	Artículo 34, apartados 3 a 6, párrafo primero
—	Artículo 34, apartado 6, párrafo segundo
Artículo 20	Artículo 35
—	Artículo 36 a 70
Artículo 8, apartado 6, letras a), b), f), h) y l)	Artículo 71, apartado 1, letras a) a e)
—	Artículo 71, apartado 1, letras f)
Artículo 8, apartado 6, letras e), g), j) y k)	Artículo 71, apartado 2, letras a) a d)
—	Artículo 71, apartado 2, letra e)
Artículo 8, apartado 6, letras c), d) e i)	—
Artículo 6, apartados 1, 2 y 3	Artículo 71, apartados 3, 4 y 5
—	Artículo 71, apartado 6
Artículo 6, apartados 4, 5 y 6	Artículo 71, apartados 7, 8 y 9
—	Artículo 71, apartados 10
Artículo 6, apartados 7 y 8	—
Artículo 6, apartados 9 a 12	Artículo 71, apartados 11 a 14
—	Artículo 71, apartado 15
—	Artículo 72
Artículo 7	Artículo 73
Artículo 23	Artículo 74
Artículo 26	Artículo 75
Artículo 25	Artículo 76, apartados 1 y 2
—	Artículo 76, apartados 3 a 7
Artículo 27, apartados 1 y 2	Artículo 77, apartados 1 y 3
—	Artículo 77, apartado 2
—	Artículo 78
Artículo 30	Artículo 79

Reglamento (CE) n.º 715/2009	Presente Reglamento
—	Artículo 80
Artículo 28, apartado 1	Artículo 81, apartado 1
Artículo 28, apartado 2	—
—	Artículo 81, apartados 2 y 3
—	Artículos 82 a 87
Artículo 31	Artículo 88
Artículo 32	Artículo 89
Anexo I	Anexo I
—	Anexo II
Anexo III	Anexo III