

I. DISPOSICIONES GENERALES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

19341 Orden TED/1062/2025, de 25 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2026.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 octubre, del sector de hidrocarburos, introduciendo el concepto de cargo del sistema gasista destinado a cubrir costes regulados no asociados al uso de las instalaciones.

Asimismo, dicho real decreto-ley añadió los apartados «e» y «f» al artículo 3.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, atribuyendo al Gobierno la competencia para determinar la metodología, los parámetros, la base de activos y las cuantías de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como la metodología de cálculo y estructura de los cánones de acceso a dichos almacenamientos, así como de los cargos.

De acuerdo con lo anterior, el Gobierno aprobó el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

Asimismo, y conforme lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la presente orden se determina para el año de gas 2026 el coste diferencial del suministro de gas manufacturado en territorios insulares que no disponen de instalaciones para el suministro de gas natural, así como la retribución en concepto de suministro a tarifa. Dicho suministro actualmente se desarrolla únicamente en la isla de Tenerife.

La orden va acompañada de dos anexos, el primero de los cuales publica los cargos unitarios, junto con los parámetros empleados en su cálculo, mientras que el segundo publica la retribución regulada de los almacenamientos subterráneos básicos en vigor, en ambos casos, para el año de gas 2026.

Por lo tanto, la orden se dicta ante la necesidad de determinar cuestiones esenciales del régimen económico del sector regulado gasista para el año de gas 2026, competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

La orden no impone cargas desproporcionadas a ningún agente, ya que tanto los cargos como las retribuciones y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos han sido calculados mediante fórmulas tasadas y objetivas, previamente aprobadas en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, que proporcionan unos datos predecibles y replicables por terceros.

Esta orden es coherente con el resto del ordenamiento jurídico, nacional y de la Unión Europea, y responde a la existencia de un marco normativo estable, predecible, integrado, claro y de certidumbre, lo que facilita su conocimiento y comprensión y, en consecuencia, la actuación y toma de decisiones de las personas y empresas, dotando así a estas de la suficiente seguridad jurídica en el ámbito de sus actuaciones.

Por otra parte, la tramitación de la orden ha seguido un proceso transparente, llevándose a cabo el correspondiente trámite de audiencia que ha proporcionado la oportunidad a los agentes de presentar alegaciones.

En resumen, la concepción y tramitación de esta orden ha respetado los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, transparencia, eficiencia y seguridad jurídica recogidos en artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del procedimiento administrativo común de las administraciones públicas.

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente. Por otro lado, la orden ministerial se adecua al orden competencial, al dictarse al amparo de las competencias de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, establecidas en artículo 92.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en el artículo 63.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, así como en el artículo 2, apartado 1, letra d, del Real Decreto 503/2024, de 21 de mayo, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y se modifica el Real Decreto 1009/2023, de 5 de diciembre, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales.

Conforme lo dispuesto en el artículo 26 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno, la propuesta de orden fue sometida al procedimiento de audiencia e información pública previa en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

La propuesta de orden fue objeto del informe IPN/CNMC/023/25 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobado por su Consejo en Pleno en la sesión del 17 de septiembre de 2025, para cuya elaboración se tuvieron en cuenta las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos. El Consejo Consultivo de Hidrocarburos sigue ejerciendo sus funciones hasta la constitución del Consejo Consultivo de Energía de acuerdo con lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Mediante Acuerdo de 22 de septiembre de 2025, la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos ha autorizado a la Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar la orden.

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dispongo:

Artículo 1. *Objeto.*

1. El objeto de la orden es aprobar para el periodo comprendido entre el 1 octubre de 2025 y el 30 de septiembre de 2026, en adelante año de gas 2026, los cargos unitarios del sistema gasista destinados a financiar costes regulados no asociados al uso de las instalaciones, así como la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos.

2. Asimismo, la orden determina para dicho período el coste diferencial del suministro de gas manufacturado de las redes de distribución de territorios insulares no conectados a la red de gasoductos, conforme lo establecido en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

Artículo 2. *Cargos del sistema gasista.*

1. Los valores de los cargos unitarios en vigor para el año de gas 2026 son los publicados en el anexo I de esta orden, que incluye además los parámetros y escenarios de demanda empleados en su cálculo. Dichos cargos se destinarán a cubrir los

conceptos referidos en el artículo 59.4.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

2. Estos cargos unitarios han sido calculados mediante la aplicación de la metodología establecida en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso, incluyendo como partidas del presupuesto la anualidad del pago del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, el coste estimado del operador del mercado organizado de gas y el coste diferencial del suministro de gas manufacturado en territorios insulares no conectados a la red de gasoductos.

3. De acuerdo con lo dispuesto en el apartado I.4.1.segundo.e del anexo de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), la tasa de la CNMC será de 0,140 por ciento de la facturación de peajes, cánones y cargos.

Artículo 3. *Retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo básico.*

1. En el anexo II se incluye la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico para el año de gas 2026 calculada conforme a la metodología recogida en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

2. En virtud del artículo 17.7 y de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se aplica una tasa de retribución (TR) de 5,44 % y un coeficiente reductor de la retribución transitoria por continuidad de suministro (RCS) del año de gas 2026 de 0,2.

Artículo 4. *Cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos.*

1. Los cánones de acceso correspondientes a los servicios de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2026, calculados conforme a la metodología recogida en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, son los siguientes:

- Canon de almacenamiento: 0,002525 €/kWh/día/año.
- Canon de inyección: 0,141516 €/kWh/día/año.
- Canon de extracción: 0,101405 €/kWh/día/año.

2. Los multiplicadores aplicables a los contratos de acceso a los servicios de los almacenamientos subterráneos básicos son los recogidos en el artículo 3.2 de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021.

Artículo 5. *Retribución de las empresas distribuidoras de gas manufacturado en territorios insulares que no disponen de instalaciones para el suministro de gas natural, correspondiente al año de gas 2026.*

De conformidad con lo previsto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se reconocen 1.594.056,08 euros a Gasificadora Regional Canaria, SA, en concepto de coste diferencial por la distribución y suministro de gas manufacturado en territorios insulares que no disponen de instalaciones que permitan el abastecimiento de gas natural.

Esta cantidad incluye los siguientes conceptos:

a. Extracoste provisional para el año de gas 2026: 1.238.724,76 euros, conforme a la fórmula aprobada en la disposición adicional primera de la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022, empleando unas previsiones de suministro anual de gas natural de 53.211.410 kWh, de

coste de la materia prima de gas natural (término CN) de 0,0223552 €/kWh y de coste de adquisición de propano de 0,04516892 €/kWh.

b. Retribución provisional por el suministro a tarifa para el año de gas 2026: 135.019,70 euros, conforme la fórmula publicada en la citada disposición adicional primera de la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, aplicando la mencionada previsión de suministro.

c. Revisión del extracoste provisional del año de gas 2024: 221.381,35 euros. Esta cifra es la diferencia entre el valor definitivo de 1.214.706,51 euros y el provisional de 993.325,16 euros establecido en el artículo 5.a) de la Orden TED/1072/2023, de 26 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2024.

d. Revisión de la retribución provisional por suministro a tarifa del año de gas 2024: -1.069,73 euros. Esta cifra es la diferencia entre el valor definitivo de 126.823,12 euros y el valor provisional de 127.892,85 euros publicado en artículo 5.b de la Orden TED/1072/2023, de 26 de septiembre.

e. Incentivo a la eficiente gestión de compras de GLP en 2024 conforme lo dispuesto en el apartado sexto de la disposición adicional primera de la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre: 0 euros.

Disposición adicional única. *Aplicación de la orden.*

Por parte de la persona titular de la Secretaría de Estado de Energía se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas todas las disposiciones de igual o inferior rango en lo que se opongan a lo dispuesto en la orden.

Disposición final primera. *Modificación de la Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista de competencia ministerial.*

Se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista aprobadas por la Orden TED/181/2025, de 13 de febrero, que se especifican a continuación:

1. En el último párrafo del apartado 2.4. «Equipos de medida y de análisis de la calidad del gas» del capítulo 2: «Medición y Calidad, el término «sistemas de medida» se sustituye por «equipos de medida y de análisis».

2. El primer párrafo del apartado 2.4.5. «Características y especificaciones técnicas de los equipos de medida» del capítulo 2: «Medición y Calidad» queda redactado como sigue:

«El diseño de las estaciones de medida contemplará que los contadores estén dimensionados para trabajar entre el caudal mínimo (Q_{\min}) y el caudal máximo (Q_{\max}) y en las zonas de caudal donde se minimice el margen de error según clase del equipo, evitando operar en rangos por debajo el caudal de transición (Q_t), y de conformidad con la Norma UNE 60620-1 «Instalaciones receptoras de gas natural suministradas a una presión máxima de operación (MOP) superior a 5 bar», garantizando así una respuesta estable, predecible y eficiente, tanto en términos energéticos como metrológicos.»

3. Los párrafos quinto y sexto del apartado 5.3. «Información para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional» del capítulo 5: «Operación del sistema en situación excepcional» se sustituyen por los siguientes:

«En un plazo de seis meses desde la entrada en vigor de la orden original, los usuarios enviarán a los transportistas y distribuidores, a través de sus plataformas, la siguiente información relativa a cada uno de sus clientes clasificados por CUPS:

a) Código CNAE, nivel de criticidad, tiempo de preaviso mínimo y caudal mínimo técnico, de acuerdo con lo dispuesto en el anexo del capítulo 6. El caudal mínimo técnico será considerado inexistente hasta que el cliente presente al usuario la certificación prevista en el referido anexo.

b) Identificación si se trata de un cliente protegido o protegido en virtud del mecanismo de solidaridad, según se definen en el apartado 6.3.

c) Para aquellos consumidores no incluidos en el grupo D de la CNAE que cuenten con cogeneración, se informará del porcentaje del consumo destinado a cogeneración.

d) Información relativa a aquellos consumidores que dispongan de combustible alternativo garantizado, declarado en base al artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Los usuarios enviarán esta información actualizada a los transportistas y distribuidores en cuanto formalicen nuevos contratos o tengan conocimiento de la modificación de esta información referida a sus contratos existentes. Esta información será puesta a disposición del GTS en caso de que éste lo requiera para desarrollar sus funciones en el ámbito de la seguridad de suministro.»

4. En el apartado 5.3. «Información para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional» del capítulo 5: «Operación del sistema en situación excepcional» y en el apartado 6.12. «Planes de restricción de consumos firmes» y en el anexo del capítulo 6: «Niveles de crisis del sistema y planes de emergencia», las referencias a la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) 2009 se sustituyen por CNAE 2025.

5. El penúltimo párrafo del apartado 6.3. «Clientes protegidos» del capítulo 6: «Niveles de crisis del sistema y planes de emergencia» del anexo queda redactado en los siguientes términos:

«En base a la información recibida de los transportistas y distribuidores, en un plazo de ocho meses desde la entrada en vigor de esta orden, y posteriormente, anualmente antes del 15 de septiembre, cada usuario informará al GTS de su mejor previsión de demanda máxima diaria de sus clientes protegidos y protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad y de los medios dispuestos para satisfacerla. El GTS evaluará el inventario de medios y procedimientos de los sujetos y podrá solicitar información adicional, así como la ampliación de los medios disponibles. El GTS mantendrá la confidencialidad de la información comercialmente sensible.»

6. Los dos primeros párrafos del anexo: «Niveles de Criticidad y Tiempo de Preaviso Mínimo» del capítulo 6: «Niveles de crisis del sistema y planes de emergencia» queda redactado en los siguientes términos:

«Para cada uno de los consumidores pertenecientes a una CNAE, se determinará el Tiempo de Preaviso Mínimo para interrumpir el suministro. Para los niveles de criticidad 1 a 4, y para el nivel 0, se establecerá un Tiempo de Preaviso Mínimo de 12 horas y de 2 horas, respectivamente, a todos los consumidores salvo a aquellos que certifiquen un Tiempo de Preaviso Mínimo mayor, en cuyo caso se establecerá el acreditado. La certificación de un Tiempo de Preaviso Mínimo mayor que el establecido por defecto se realizará por un Organismo de Control (OC) habilitado en el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de

distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11, anexando a la certificación un análisis detallado del proceso industrial y la justificación de este tiempo. Los gastos de esta certificación correrán a cargo del consumidor y deberá ser enviada por el consumidor al usuario tan pronto como disponga de ella.

En los casos extremos en los que el Tiempo de Preaviso Mínimo sea superior al transcurrido desde la fecha de declaración de la crisis, de modo que no fuese factible su ejecución práctica, se deberá permitir a las instalaciones cuyos procesos productivos serían grave e irremediamente dañados si el suministro es interrumpido completamente, el uso de un Caudal Mínimo Técnico Diario mientras persista la crisis. El Caudal Mínimo Técnico Diario para cada consumidor se certificará por un Organismo de Control (OC) habilitado en el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, anexando a la certificación un análisis detallado del proceso industrial y la justificación de este caudal. Los gastos de esta certificación correrán a cargo del consumidor y deberá de ser enviada por el consumidor al usuario tan pronto como disponga de ella.»

7. Asimismo, se modifican los siguientes códigos de la tabla de niveles de criticidad del anexo: «Niveles de Criticidad y Tiempo de Preaviso Mínimo» del capítulo 6: «Niveles de crisis del sistema y planes de emergencia», de la CNAE 2009 sustituyéndolos por el correspondiente a esa subactividad económica en la CNAE 2025:

- El código 1320 pasa a ser: 1320, 1396 y 2399.
- El código 1086 pasa a ser: 1061, 1062, 1071, 1072, 1073 y 1086.
- El código 1624 pasa a ser: 1624 y 1627.
- El código 231923 pasa a ser 2319.
- El código 2561 pasa a ser: 2551, 2552 y 2553.
- El código 3250 pasa a ser: 3250 y 2660.

8. El cuerpo del capítulo 3 «Buques» del anexo se sustituye por el anexo III.

Disposición final segunda. *Título competencial.*

Esta orden se dicta al amparo de lo establecido en el artículo 149.1.13.^a y 25.^a de la Constitución Española, que atribuye al Estado competencia exclusiva en materia de bases y coordinación de la planificación general de la actividad económica y de bases del régimen minero y energético, respectivamente.

Disposición final tercera. *Entrada en vigor.*

La presente orden entrará en vigor el 1 de octubre de 2025.

Madrid, 25 de septiembre de 2025.–La Vicepresidenta Tercera del Gobierno y Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen Muñoz.

ANEXO I

Cargos del sistema gasista año de gas 2026

a. Conceptos.

| Concepto | 2026 [euros] |
|--|-----------------|
| Anualidad déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. | 5.313.701,06 |
| Retribución operador mercado organizado. | 3.452.182,69 |
| Coste diferencial suministro territorios insulares. | |
| Extracoste provisional 2026. | 1.238.724,76 |

| Concepto | 2026 [euros] |
|---|-----------------|
| Retribución provisional suministro a tarifa 2026. | 135.019,70 |
| Revisión extracoste año 2024. | 221.381,35 |
| Revisión coste suministro a tarifa año 2024. | -1.069,73 |
| Incentivo compra eficiente GLP 2024. | 0,00 |
| Total. | 10.359.939,83 |

b. Asignación de costes.

| Inductor de coste | % reparto | Reparto cargos [euros] |
|---------------------------|-----------|------------------------|
| Por puntos de suministro. | 14,46 % | 1.498.047,30 |
| Por capacidad contratada. | 85,54 % | 8.861.892,53 |
| Total. | 100,00 % | 10.359.939,83 |

c. Escenario de demanda.

| Consumo anual [kWh] | Previsión demanda 2026 | | |
|-------------------------------------|-----------------------------|--|-------------------|
| | Número puntos de suministro | Capacidad contratada equivalente [kWh/día] | Consumo [MWh/año] |
| RL.1 C ≤ 5.000 | 5.609.899 | 94.471.936 | 13.310.406 |
| RL.2 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.107.254 | 125.396.474 | 15.669.966 |
| RL.3 15.000 < C ≤ 50.000 | 176.269 | 25.603.185 | 3.545.999 |
| RL.4 50.000 < C ≤ 300.000 | 53.597 | 45.792.716 | 7.034.977 |
| RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 17.908 | 80.098.304 | 11.396.015 |
| RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.567 | 39.641.536 | 6.729.242 |
| RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 1.124 | 51.812.302 | 9.708.760 |
| RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 657 | 86.566.999 | 18.295.765 |
| RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 277 | 94.869.157 | 22.549.682 |
| RL.10 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 170 | 168.983.126 | 43.328.038 |
| RL.11 C > 500.000.000 | 87 | 584.805.772 | 132.258.741 |
| P. Satélites unicliente | | 45.268.440 | 9.990.676 |
| Total. | 7.969.809 | 1.443.309.947 | 293.818.267 |

d. Cargos unitarios.

– Cargos unitarios aplicados en los puntos de salida de la red de transporte y de distribución y en los cargaderos de cisternas, solo para cisternas destinadas a plantas satélites uniclientes situadas en territorio nacional.

| Peaje | Consumo anual [kWh] | Cargo unitario | |
|--------------------------|------------------------------------|-----------------|-----------------|
| | | [€/cliente/año] | [€/kWh/día/año] |
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | 0,29 | 0,017302 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 0,55 | 0,009299 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 1,08 | 0,007434 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 5,43 | 0,006360 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 27,65 | 0,006182 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 95,01 | 0,006152 |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | | 0,006144 |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | | 0,006141 |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | | 0,006141 |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | | 0,006140 |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | | 0,006140 |
| P. Satélites unicliente. | | | 0,006140 |

– Tasa de la CNMC: 0,140 %.

ANEXO II

Retribuciones de la actividad de almacenamiento subterráneo básico para el año de gas 2026

a. Retribución transitoria por continuidad de suministro.

| | oct 2025-sept 2026 |
|-------------------------------|--------------------|
| RCS ₂₀₂₀ | 5.607.005,51 |
| factor reducción transitoria. | 0,2 |
| RCS. | 1.121.401,10 |

b. Reparto de la retribución por continuidad de suministro.

| | Valor de reposición [euros] | coeficiente de reparto α [%] | RCS oct 2025-sept 2026 [euros] |
|---------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|
| Enagas Transporte, SAU. | 646.177.636,46 | 92,01283 % | 1.031.832,84 |
| Trinity Almacenamiento Andalucía, SA. | 56.091.455,61 | 7,98717 % | 89.568,26 |
| Total. | 702.269.092,07 | 100,00000 % | 1.121.401,10 |

c. Retribución por retribución financiera y amortización.

| [Euros] | Valor reconocido inversión | Valor de inversión neto | Amortización | Retribución financiera | Retribución total inversión oct 2025-sept 2026 |
|---------------------------------------|----------------------------|-------------------------|---------------|------------------------|--|
| Enagas Transporte, SAU. | 646.177.636,46 | 174.593.384,96 | 25.221.929,81 | 9.497.880,14 | 34.719.809,95 |
| Trinity Almacenamiento Andalucía, SA. | 56.091.455,61 | 15.797.072,73 | 2.548.440,40 | 859.360,76 | 3.407.801,15 |

| [Euros] | Valor reconocido inversión | Valor de inversión neto | Amortización | Retribución financiera | Retribución total inversión oct 2025-sept 2026 |
|-------------|----------------------------|-------------------------|---------------|------------------------|--|
| Total AASS. | 702.269.092,07 | 190.390.457,69 | 27.770.370,21 | 10.357.240,90 | 38.127.611,11 |

d. Retribución provisional por costes de operación y mantenimiento.

| [Euros] | COM provisionales 2026 | | | | | REUVU provisional 2026 | TOTAL provisional 2026 |
|----------------------------|------------------------|---------------------|----------------------|--------------|---------------|------------------------|------------------------|
| | Directos | | | Indirectos | Total | | |
| | Fijos | variables inyección | variables extracción | | | | |
| Enagas Transporte, SAU. | 23.248.599,07 | 1.429.802,94 | 462.776,66 | 4.780.638,44 | 29.921.817,11 | 4.416.262,89 | 34.338.079,99 |
| Trinity Almacenamiento SA. | 2.727.733,48 | 133.507,96 | 97.895,29 | 1.050,72 | 2.960.187,45 | 324.951,81 | 3.285.139,26 |
| Total AASS. | 25.976.332,55 | 1.563.310,90 | 560.671,94 | 4.781.689,16 | 32.882.004,56 | 4.741.214,70 | 37.623.219,25 |

e. Retribución provisional por costes de operación y mantenimiento no recurrentes activados, con fecha de puesta en marcha anterior a 1 de octubre de 2025.

| [Euros] | Retribución provisional COPEX año gas 2026 pem año gas 2023 | Retribución provisional COPEX año gas 2026 pem año gas 2024 | Retribución provisional COPEX año gas 2026 pem año gas 2025 | Retribución provisional COPEX año gas 2026 TOTAL |
|----------------------------|---|---|---|--|
| Enagas Transporte, SAU. | 353.101,37 | 2.522.193,97 | 2.432.240,29 | 5.307.535,64 |
| Trinity Almacenamiento SA. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Total AASS. | 353.101,37 | 2.522.193,97 | 2.432.240,29 | 5.307.535,64 |

f. La retribución provisional por mejoras de productividad es cero.

| [Euros] | Retribución por inversión (incl. Gas colchón) | Retribución por COM provisionales | Retribución por REVU provisionales | Retribución COPEX provisionales | RCS | Minoración por D.A 7.ª Orden ITC/3802/2008 | TOTAL |
|---------------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|--------------|--|---------------|
| Enagas Transporte, SAU. | 34.719.809,95 | 29.921.817,11 | 4.416.262,89 | 5.307.535,64 | 1.031.832,84 | -705.329,00 | 74.691.929,43 |
| Trinity Almacenamiento Andalucía, SA. | 3.407.801,15 | 2.960.187,45 | 324.951,81 | 0,00 | 89.568,26 | 0,00 | 6.782.508,67 |
| Total a reconocer [€]. | 38.127.611,11 | 32.882.004,56 | 4.741.214,70 | 5.307.535,64 | 1.121.401,10 | -705.329,00 | 81.474.438,10 |

g. Retribución total a reconocer para el año de gas 2026.

ANEXO III

Actualización capítulo 3 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista

3. «Capítulo 3 «Buques».

3.1 Inspección de buques.

Los buques que se utilicen para las descargas/cargas de GNL en las instalaciones de regasificación deberán haber superado satisfactoriamente los procedimientos de

inspección («vetting») exigidos por una compañía de reconocido prestigio a nivel internacional, especializada en la evaluación de buques de transporte de GNL.

Las inspecciones serán efectuadas por inspectores que posean la acreditación OCIMF («Oil Companies International Marine Forum») para buques de transporte de GNL, siguiendo las pautas y estando disponibles a través del programa SIRE («Ship Inspection Report Programme»).

La validez de las inspecciones para buques de menos de cinco años será de dieciocho meses, para buques con antigüedad comprendida entre cinco y quince años, doce meses y para buques de más de quince años, seis meses.

Si el buque ha cumplido quince años, deberá haber pasado una inspección de clase en dique seco durante los últimos treinta y seis meses.

Asimismo, los titulares de las plantas de regasificación podrán exigir a los contratantes de buques con veinte años o más desde su entrada en servicio la presentación de certificados adicionales de una sociedad de clasificación acerca del estado estructural del buque, tales como el CAP («Condition Assessment Programme») nivel 1 o 2, o similares que acrediten inspecciones específicas para buques de esta antigüedad, debiendo cada terminal publicar el detalle de sus requerimientos. La modificación de los requerimientos deberá ser anunciada con suficiente antelación.

En el caso de que se pretendan descargar/cargar buques que no hayan superado hasta la fecha ningún procedimiento internacionalmente reconocido de inspección, o bien, que hubieran sufrido alguna modificación importante posterior a la superación del mencionado procedimiento, la compañía comercializadora, transportista, o el consumidor directo en mercado contratante del buque, deberá facilitar la totalidad de la información solicitada tanto por el titular de la instalación de descarga/carga como por la compañía de inspección que vaya a realizar la evaluación del buque antes de que se proceda a la operación.

Además de los criterios de inspección indicados anteriormente, cada planta podrá establecer criterios adicionales de aceptación de acuerdo con los estándares internacionales marítimos.

En cualquier caso, la autorización definitiva para que un buque que haya pasado la inspección, amarre y descargue o cargue GNL en una planta de recepción, almacenamiento y regasificación, será otorgada por el titular de la planta. La compañía comercializadora, o consumidor directo en mercado, deberá iniciar los trámites con la antelación suficiente, no más tarde de diez días antes de la fecha de la operación de buque, con objeto de que estos sean finalizados como paso previo a dicha operación.

No obstante, los buques consumidores de GNL que utilicen las instalaciones de regasificación para «bunkering» deberán haber superado satisfactoriamente los procedimientos de inspección y aceptación («vetting») exigidos por el operador de estas instalaciones, si los hubiera.

Los buques de bunkering de hasta 10.000 m³ podrán tener un único medidor de nivel en cada tanque, cuando cuenten además con un sistema de medida dinámico externo al tanque. Para ello, será necesario que el sistema esté certificado por la autoridad metrológica competente (certificación europea MID –Measuring Instruments Directive– o sus equivalentes internacionales) y que exista un acuerdo entre las partes.

3.2 Estudios de compatibilidad.

En el caso de utilización de buques que no hayan descargado/cargado GNL previamente en la planta, y con el fin de poder analizar su compatibilidad con las terminales, dichas comercializadoras deberán suministrar todos los datos referentes a los buques que le sean solicitados por parte del titular de la instalación.

En función de estos datos se analizará la compatibilidad en lo referente, entre otros, y si aplica, a brazos de descarga, puntos de contacto con las defensas, número de puntos de amarre, posición del «manifold» y pasarela de acceso de tierra al buque, comprometiéndose el titular de la instalación a emitir el correspondiente informe en el

plazo de siete días hábiles desde la presentación por parte de la comercializadora del último documento de la información pertinente.

Dicho informe será provisional siendo entregado el definitivo una vez finalizada la primera operación de descarga/carga de GNL de manera satisfactoria.

3.3 Atraque seguro e instalaciones de descarga.

El titular de la instalación de descarga/carga deberá cumplir con las condiciones establecidas en las regulaciones internacionales estándar aceptadas en la industria del GNL; entre otras los siguientes:

- Iluminación suficiente, hasta los límites permitidos por las autoridades portuarias, que permita realizar las maniobras de acceso o abandono del muelle, de acuerdo con la reglamentación específica de cada puerto;
- Brazos de descarga/carga, tuberías y otros equipos necesarios para permitir las operaciones de GNL;
- Instalaciones para el retorno de vapor adecuados para mantener una presión operativa en los tanques de carga del buque dentro de los rangos operativos especificados para el buque;
- Acceso/s seguro/s para el personal del buque y el que acceda al mismo;
- Un sistema de comunicaciones que cumpla con las regulaciones aplicables y permita la comunicación con el buque en todo momento;
- Instalaciones que faciliten el suministro de nitrógeno a los buques metaneros.

3.4 Autorizaciones y servicios portuarios.

Será responsabilidad del buque o del agente que designe, obtener de la autoridad portuaria los correspondientes permisos de descarga/carga, siendo además de su responsabilidad la contratación de los servicios pertinentes para el atraque, entre otros: prácticos, remolcadores y amarradores, así como cumplir con los requisitos aduaneros establecidos.

3.5 Determinación de energía descargada/cargada transferida desde/a buques en plantas de regasificación.

La cantidad y calidad del GNL descargado/cargado se medirá de acuerdo con lo establecido en este capítulo.

3.5.1 Criterios generales.

Para los procesos de carga o descarga de GNL y, con la suficiente antelación a la primera operación del usuario, éste designará su representante, que actuará de acuerdo con el contrato en nombre de su empresa. En el caso de que la operación de carga o descarga sea compartida por varios usuarios, estos designarán un único representante para que actúe en nombre de todos ellos. Los usuarios notificarán por escrito a los titulares de la planta de regasificación la designación de sus representantes y cualquier cambio de ellos.

Así mismo, podrán designar un inspector independiente de acuerdo con su suministrador para supervisar y verificar las mediciones, muestreo y análisis del GNL descargado/cargado. El coste de esta inspección será asumido por las compañías que compartiesen dicho cargamento.

Los titulares de la planta de regasificación y del buque pondrán a disposición de los representantes de las partes toda la información necesaria para el control y determinación de las cantidades y calidades de gas. Esta información será archivada por el titular de la planta de regasificación y por el usuario durante un período mínimo de cuatro años.

La determinación de las cantidades transferidas en una operación de carga/descarga a través de brazos se realizará mediante la utilización de los sistemas de medida del

buque, teniendo en cuenta lo establecido en el apartado 3.5.9, y en caso de no disponibilidad, ausencia de estos o si las partes así lo acuerdan, se utilizarán los sistemas de medida de la terminal.

Para las operaciones de carga que se realicen a través de mangueras flexibles, la determinación de las cantidades transferidas se realizará mediante los sistemas de medida instalados en la planta y en caso de no disponibilidad, ausencia de estos o si las partes así lo acuerdan, se utilizarán los sistemas de medida del buque.

Independientemente del método empleado, la calidad del GNL y del vapor se determinará mediante análisis cromatográfico en planta o a través de nuevas tecnologías que puedan aparecer en el mercado.

En los anexos 1, 2 y 3 se incluyen los documentos que recogen los informes tipo de descarga y de carga con el listado de información a archivar en relación con el control y determinación de la cantidad y calidad del GNL.

El titular del buque deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, presión y temperatura en los tanques de GNL de los buques, así como cualquier otro instrumento necesario para la determinación final de las cantidades energéticas netas cargadas o descargadas.

El titular de la planta de regasificación deberá proporcionar, mantener y operar los instrumentos necesarios para la determinación de la calidad y composición del GNL y de vapor, los sistemas de toma de muestras, así como cualquier otro instrumento necesario para la determinación final de las cantidades energéticas netas cargadas o descargadas.

El titular del buque, antes de cualquier operación de carga o descarga, deberá poner a disposición del titular de la planta de regasificación las tablas de corrección de cada tanque del buque, verificadas por una autoridad independiente mutuamente reconocida por las partes, así como los Certificados de Verificación de los instrumentos necesarios para la determinación del nivel, temperatura y presión en los tanques de GNL y de los instrumentos necesarios para la determinación del flujo de GNL, si los tuviera. Dichos instrumentos deberán estar precintados por la misma autoridad competente que concedió el primer certificado de calibración o posterior tras verificaciones periódicas, de manera que se asegure que no hayan sido manipulados con posterioridad.

En el caso de que la planta de regasificación disponga de una instalación con medida dinámica de GNL y vapor para carga de buques, antes de cualquier operación en la que vaya a ser utilizada, el titular de la planta deberá poner a disposición del representante del usuario y/o al titular del buque los Certificados de Calibración/Verificación de los equipos e instrumentos necesarios para la determinación del flujo y la Aprobación de Tipo de Sistema de Medida que indique la regulación en vigor. Dichos equipos e instrumentos deberán estar precintados por una autoridad metrológica competente, de manera que se asegure que no hayan sido manipulados con posterioridad.

Las operaciones realizadas no deberán comprometer la seguridad del buque o de la planta de regasificación en ningún caso, por ello todas las operaciones deberán realizarse teniendo en cuenta las recomendaciones y buenas prácticas publicadas en el LNG Custody Transfer Handbook.

La operación será realizada y dirigida por el titular correspondiente en presencia de los representantes de las partes. Durante las operaciones de carga o descarga, las partes o sus representantes podrán expresar su disconformidad con las operaciones realizadas por el titular, sin que esto pueda tener, como consecuencia, el bloqueo de las operaciones.

Finalizada la operación, el titular de la planta de regasificación de GNL elaborará el informe de las cantidades cargadas o descargadas, donde se detallarán, además de los datos obtenidos, el proceso de cálculo de éstas. Antes de la salida del buque, dicho informe se firmará por duplicado por las partes, con indicación explícita de su aceptación o los reparos a su contenido. En caso de solicitud por parte del buque o el comercializador de un «early departure», la planta de regasificación podrá autorizar éste siempre que el representante del usuario se encuentre presente y haya dado su conformidad y se disponga de toda la información necesaria para el cálculo de la energía

transferida en la operación, así como de otros documentos, si los hubiera, que requieran presencia física a la hora de ser firmados. Si el representante del usuario no estuviera presente en las operaciones de carga o descarga, esto se hará constar en el informe y se considerará que el usuario se encuentra conforme con dicho informe.

La energía cargada/descargada a tener en cuenta en dicho informe será siempre la calculada por la planta de regasificación mediante los equipos disponibles, salvo que las partes implicadas acuerden lo contrario.

En caso de disconformidad con el informe, el titular de la planta de regasificación, así como el representante del usuario, guardarán toda la documentación relacionada con la operación, hasta el momento en que se produzca una resolución.

En el caso en el que aparezcan nuevos procedimientos, normas o instrumentos de medida, de cantidad o calidad de gas, que proporcionen mayor fiabilidad, precisión o rapidez y sean económicamente rentables, el titular de la planta de regasificación y el usuario se comprometen a estudiar la posibilidad de utilizar estos procedimientos, normas o instrumentos o de sustituir los ya utilizados.

Derivado del punto anterior, se podrán actualizar los informes tipo que se incluyen en los anexos 1, 2 y 3 para que toda la información y procedimientos utilizados para la determinación de la cantidad cargada o descargada quede recogida.

Todas las normas, así como el LNG Custody Transfer Handbook, que apliquen en el presente procedimiento corresponderán a sus últimas revisiones.

3.5.2 Consideraciones sobre la posición del buque para el inicio de la operación de carga o descarga.

En el caso de que la determinación de las cantidades transferidas se realice mediante la utilización de los medidores de nivel del buque es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

Después del atraque del buque, y antes de que comience la operación de carga o descarga, se dejará el buque con escora y asiento «cero» tomando y anotando lecturas del clinómetro. Para ello el buque llevará instalados dos clinómetros; el secundario se usará en caso de avería del primario. Igualmente, se tomarán las lecturas de las marcas de los calados, si es posible desde el muelle y, si no, desde los indicadores de telecalado del control de carga del buque.

Si por cualquier motivo no fuera posible mantener el buque con escora y asiento cero en el momento de realizar las mediciones, se aplicarán a las medidas obtenidas, cuando proceda, las tablas de corrección por escora y asiento (tablas de calibración) del buque.

Al objeto de determinar la energía cargada o descargada por los buques se realizarán dos mediciones, antes y después de la operación de carga o descarga, de los parámetros físicos básicos que influyen en la cantidad de energía (nivel de líquido en los tanques, temperatura del líquido, temperatura del vapor, presión del vapor).

La primera medida se hará después de que los brazos de carga/descarga o mangueras flexibles, hayan sido conectados al buque y antes de empezar a enfriarlos y abrir las válvulas de venteo.

La segunda medida se hará 15-30 minutos después de completar la operación y con los brazos de carga/descarga o mangueras flexibles conectados y las válvulas de venteo cerradas, con objeto de asegurar que la superficie del líquido se haya estabilizado.

3.5.3 Operación de purga de gas inerte («gassing-up») y puesta en frío de buques («cooling down»).

3.5.3.1 Operación de «gassing-up».

Para llevar a cabo la operación de «gassing-up» se empleará el GNL almacenado en los tanques de las plantas de regasificación. Esta operación podrá estar limitada debido a la atmósfera que contenga el buque.

La determinación de la energía transferida durante la operación se realizará de acuerdo con lo establecido en el «LNG Custody Transfer Handbook».

Esta medida de energía transferida y la calidad del GNL serán recogidas, como mínimo, en el informe correspondiente.

La calidad del gas que se utilizará para contabilizar la energía consumida durante la operación será la del GNL cargado desde la planta de regasificación y será determinada mediante los análisis realizados por el cromatógrafo instalado en las líneas de carga/descarga.

3.5.3.2 Operación de puesta en frío («cooling down»).

La operación se realiza mediante la vaporización de GNL a través de los pulverizadores («nozzles») situados en la parte superior de cada uno de los tanques del buque.

La determinación de la energía transferida durante la operación descrita anteriormente se realizará de acuerdo con lo establecido en el «LNG Custody Transfer Handbook».

Esta energía transferida junto con la calidad del GNL será recogida, como mínimo, en el informe correspondiente.

Una vez alcanzadas las condiciones de enfriamiento de los tanques del buque, la determinación de la energía transferida, correspondiente al talón del buque definido en la legislación vigente, se realizará como una operación de carga.

La calidad del gas que se utilizará para contabilizar la energía consumida durante la operación de enfriamiento será la del GNL cargado desde la planta de regasificación y determinada mediante los análisis realizados por el cromatógrafo instalado en las líneas de carga/descarga.

3.5.4 Determinación del nivel de líquido en los tanques.

Cada tanque de GNL del buque estará equipado con dos medidores de nivel independientes, el primario y el secundario. En buques de bunkering de hasta 10.000 m³ que cuenten con un único medidor de nivel en el tanque, se podrá utilizar, de manera excepcional y solo en caso de fallo de dicho medidor, un sistema de medida dinámico externo al tanque. Para ello, será necesario que el sistema esté certificado por la autoridad metrológica competente (certificación europea MID –Measuring Instruments Directive– o sus equivalentes internacionales) y que exista un acuerdo entre las partes.

El orden de preferencia en su utilización como primario será: microondas, capacitivo y de flotador.

En caso de avería o fallo del primario, se utilizará el sistema secundario. Si fuera necesario utilizar el secundario al iniciar la operación, el resto de las medidas se realizarán con dicho sistema, aunque el primario haya sido reparado antes de finalizar la operación.

Para cada tipo de medidor, sus características, tolerancias, instalación, funcionamiento y comprobaciones se basarán en la norma ISO 18132 «Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels-General requirements for automatic tank gauges».

Tanto en la medida inicial como en la final, para cada uno de los tanques se realizarán, con los medidores de nivel, al menos dos medidas a intervalos de tiempo superiores a dos minutos, tomándose el valor medio aritmético de dichas medidas, redondeado al número entero en mm.

Al valor obtenido para cada uno de los tanques, de ser necesario, se aplicará su correspondiente corrección de escora y/o asiento. Si para la obtención de las medidas se hubiese utilizado un medidor de flotador, además, se harán las correcciones correspondientes por contracción térmica de la cinta o cable que lo sustenta debido a la diferencia de temperatura del vapor y la de calibración del medidor de nivel y por la densidad del GNL.

Al final de todas estas correcciones, se redondeará a número entero en mm, si fuese necesario.

En el caso de fallo del sistema primario, si el buque dispone de medida de flujo de GNL, se realizará de acuerdo a lo establecido punto 3.5.5.

3.5.5 Determinación de la masa/volumen del GNL y vapor mediante medidores de flujo.

La determinación de la masa/volumen del GNL y de vapor se realizará mediante medidores de caudal másico (tipo Coriolis) o medidores de caudal volumétrico (tipo ultrasónicos) instalados en las líneas de transferencia entre la planta y el buque, junto con su instrumentación asociada.

El cálculo de totalización de la masa/volumen se realizará en un computador de caudal, a partir de las lecturas del medidor de caudal e instrumentos asociados, o mediante otro dispositivo/aplicación en función de los sistemas que disponga la planta.

Los caudales másicos y volumétricos se expresarán en kg/h y m³/h respectivamente, con dos cifras decimales.

La medida totalizada en masa se expresará en kg sin decimales, y el totalizado en volumen se expresará en metros cúbicos, redondeado a tres decimales.

Los caudalímetros para GNL se podrán calibrar con agua o en condiciones criogénicas y los de vapor con aire en condiciones atmosféricas, en un laboratorio acreditado por la norma UNE-EN ISO/IEC 17025: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración. La configuración deberá incluir las correcciones para su aplicación en condiciones criogénicas.

El control metrológico según el anexo XII del Real Decreto 244/2016, de 3 de junio, aplicará a los sistemas de medida dinámica de transferencia de GNL entre buque y planta.

Los caudalímetros para la medida de vapor no requieren una certificación de un organismo notificado como instrumentos individuales. En el caso de que estos medidores formen parte de un sistema conjunto con la medida GNL, podrán ser incluidos en dicho sistema para la certificación del sistema de medida en su conjunto.

3.5.6 Determinación de la temperatura del líquido y del vapor de GNL en los tanques.

La temperatura del líquido y vapor de GNL en cada tanque del buque se medirá inmediatamente después de la medida del nivel del líquido, antes de las operaciones de carga o descarga e inmediatamente después de éstas. Cada tanque contará con varios medidores de temperatura, situándose uno en el fondo del tanque y otro en la parte más alta para asegurar la medida de la temperatura del líquido y del vapor respectivamente. El resto de los medidores de temperatura se instalarán separados a lo largo de toda la altura del tanque.

Sus características, instalación, funcionamiento y comprobaciones cumplirán con los requisitos establecidos para medidores de Clase A, en la norma ISO 8310 «Refrigerated hydrocarbon and non-petroleum based liquefied gaseous fuels - General requirements for automatic tank thermometers on board marine carriers and floating storage».

La temperatura del líquido en cada tanque se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas de temperatura inmersas en el GNL de dicho tanque. Las temperaturas y su valor medio se redondearán a dos cifras decimales en grados Celsius.

Para la determinación de las sondas de temperatura que están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido.

La temperatura del líquido se determinará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$T_{\text{líquido}} = \frac{\sum V_k * T_k}{\sum V_k}$$

Siendo V_k y T_k el volumen (m^3 con tres decimales) y la temperatura ($^{\circ}C$ con dos decimales), respectivamente, del líquido en cada tanque. El resultado se redondeará a dos decimales.

La temperatura del vapor se determinará como el valor medio aritmético de las temperaturas dadas por las sondas no inmersas en el GNL, en grados Celsius redondeado a dos decimales.

Para la determinación de las sondas de temperatura que no están inmersas en el GNL se tendrá en cuenta la posición relativa de las sondas en el tanque y la altura del nivel del líquido. Si hubiera alguna medida de temperatura discordante, por no ser un valor razonable o inusual en relación con el gradiente de temperatura en el tanque, se recalculará el valor medio de las temperaturas despreciando la medida discordante.

3.5.7 Determinación de la presión.

La presión en los tanques del buque se medirá inmediatamente después de la temperatura. Las medidas de la presión del vapor se realizarán con medidores de presión absoluta instalados en la cavidad del tanque donde se acumula el vapor, según la norma ISO 10976 «Refrigerated light hydrocarbon fluids - Measurement of cargoes on board LNG carriers».

Esta presión es necesaria para calcular la energía del gas desplazado y se determinará como el valor medio de la presión de cada tanque, expresada en milibar y redondeada a números enteros.

Si el barco no dispone de los equipos de medida de presión absoluta, tendrá que llevar instalados medidores de presión atmosférica que midan y registren los valores de ésta simultáneamente para el cálculo de la presión absoluta.

3.5.8 Determinación de la calidad del GNL.

Para la determinación de la calidad del GNL, el proceso de toma de muestras incluirá tres operaciones:

- Toma de muestra representativa de GNL.
- Vaporización completa de la muestra.
- Acondicionamiento de la muestra gaseosa antes del transporte a su analizador.

La toma de muestras en continuo se realizará siguiendo la norma ISO 8943 «Refrigerated light hydrocarbon fluids-Sampling of liquefied natural gas-Continuous and intermittent methods».

La toma de muestras se realizará de acuerdo con:

- Hasta $3.000 m^3$ de GNL de volumen transferido no será necesario tomar ninguna muestra.
- Para el resto de las operaciones, el número de toma de muestras se determinará en función del tiempo previsto para llevarlas a cabo, siendo necesario tomar una muestra por cada 3 horas de duración, con un máximo de 3 muestras por operación.

El titular de la planta de regasificación guardará en botellas las muestras, cada una por duplicado, tomadas de forma uniforme en el tiempo durante el proceso de carga o descarga en función de la cantidad total cargada/descargada, y las retendrá hasta que haya sido firmado el Informe de Carga/Descarga con acuerdo de ambas partes. En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a

disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetadas y debidamente precintadas por ambas partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

La toma de muestras líquidas se realizará en la planta de regasificación, en la línea de descarga/carga, se pasará por un vaporizador en continuo y se analizará con un cromatógrafo de gases en línea. Además, se recomienda disponer de un vaporizador de reserva.

Si no hubiese muestras debido al fallo del equipo de toma de muestras, o se considerase que, debido a las condiciones de operación, éstas no son representativas, la calidad del GNL se determinará por mutuo acuerdo entre las partes.

En caso de fallo de los cromatógrafos principal y de reserva (si existe), se podrán utilizar, previo acuerdo con el representante del usuario, otros cromatógrafos secundarios situados en la planta de regasificación, para lo cual se realizará un proceso de toma de muestras manual.

3.5.8.1 Determinación de la composición del GNL y del vapor.

La composición del GNL y del vapor, se determinará mediante un cromatógrafo de gases que cuente con la aprobación emitida por una autoridad metrológica competente.

La determinación de la composición del GNL y del vapor se determinará utilizando la norma ISO 6974 «Natural gas – Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatograph».

El cromatógrafo se calibrará con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por dicha autoridad.

Las botellas de gas patrón estarán certificadas por un laboratorio acreditado para el análisis de calidad del gas según la norma UNE-EN ISO/IEC 17025: General requirements for the competence of testing and calibration laboratories Gas Analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method.

Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de ésta, en presencia del representante del usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el gas patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas. Si el representante del usuario no estuviera presente durante la verificación, se hará constar en el acta.

Se calculará la composición media del gas a partir de los análisis realizados al mismo. Para calcular la composición media a partir de los análisis realizados se eliminarán, por acuerdo de las partes, aquellos claramente anómalos y obtenidos en condiciones de operación no estacionaria; en cualquier caso, se eliminarán aquellos análisis cuya concentración de metano se desvíe más de un 2 % del valor medio. Esta composición se expresará en % redondeado a tres decimales.

3.5.8.2 Determinación de compuestos de azufre.

El azufre se determinará utilizando normas internacionales aceptadas como:

- UNE-EN ISO 19739: Gas Natural. Determinación de compuestos de azufre mediante cromatografía de gases.
- ASTM D 5504.

También podrán considerarse los valores aportados por los certificados de origen acuerdo a estándares internacionales o mejores prácticas de la industria.

3.5.8.3 Determinación de compuestos de mercurio.

Se determinará según las normas UNE-EN ISO 6978-1:2006: Gas natural. Determinación del contenido de mercurio. Parte 1: Toma de muestras de mercurio por quimioabsorción en yodo, y UNE-EN ISO 6978-2:2006: Gas natural. Determinación del contenido de mercurio. Parte 2: Toma de muestras de mercurio por amalgama sobre aleación de oro/platino.

3.5.8.4 Calibración, preparación y verificación de los equipos de cromatografía.

El cromatógrafo se calibrará, antes de cada carga o descarga, con un gas patrón que asegure que la precisión del equipo corresponde con la de la aprobación emitida por la autoridad metrológica.

La preparación del gas patrón se realizará por método gravimétrico de acuerdo con la norma ISO 6142 «Gas Analysis – Preparation of calibration gas mixtures – Gravimetric method».

Antes de la llegada del buque a la planta de regasificación, el titular de ésta, en presencia del representante del usuario, verificará el buen funcionamiento del cromatógrafo. Se inyectará el gas patrón para comprobar que los resultados obtenidos están dentro de las tolerancias permitidas.

Esta operación se repetirá a la finalización de la carga o descarga. Si el representante del usuario no estuviera presente durante la verificación se hará constar en el acta.

3.5.8.5 Toma de muestras del GNL.

En los casos en los que se haya requerido una toma de muestras, se retendrán hasta que haya sido firmado el informe de carga/descarga con acuerdo por ambas partes.

En caso de que no exista acuerdo en los análisis realizados, estas muestras se guardarán a disposición de la autoridad metrológica competente, correctamente etiquetas y debidamente precintadas por ambas partes, hasta que se haya resuelto la discrepancia.

3.5.9 Cálculos.

3.5.9.1 Determinación de la energía cargada o descargada utilizando la medida de nivel en el buque.

Cálculo del volumen de GNL cargado o descargado.

El volumen de GNL cargado o descargado por un buque será la suma del volumen de GNL cargado/descargado en cada tanque del buque.

El volumen del GNL cargado o descargado en cada tanque del buque se calculará por diferencia entre los niveles inicial y final del líquido en el tanque, obtenidos de acuerdo con este capítulo y a partir de las tablas de calibración de cada tanque.

En las operaciones de carga el volumen anteriormente calculado podrá corregirse para tener en cuenta el efecto de la variación de temperatura del talón del buque tal y como recoge el LNG Custody Transfer Handbook.

El volumen irá expresado en m³, redondeado a tres decimales.

Cálculo del Poder Calorífico Superior másico.

Se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, utilizando el valor de la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

Para obtener el valor en kWh/kg se dividirá el valor en MJ/kg redondeado a tres decimales entre 3,6. Se redondeará este resultado a tres decimales.

Cálculo de la densidad del GNL.

La densidad del GNL se expresará en kg/m³, redondeada a tres decimales, por cálculo a partir de la composición molecular y la temperatura media del líquido inicial, en caso de descarga, y la final en caso de carga. El método de cálculo será el descrito en la norma UNE 60555:2024: Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas.

Cálculo del vapor retornado.

Para el cálculo del vapor retornado, se utilizará:

- a) En el caso de descarga: temperatura del vapor después de la operación, presión final y composición del vapor.
- b) En el caso de carga: temperatura de vapor inicial, presión inicial y composición del vapor.

El poder calorífico superior volumétrico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976:2017: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, redondeado a tres cifras decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

Para el cálculo del volumen de vapor retornado, expresado en condiciones normales, se considerará un comportamiento ideal del vapor, y se utilizarán las condiciones de referencia establecidas en estas NGTS, tomando como volumen bruto el volumen de líquido desplazado.

Para determinar la composición del vapor se utilizará preferentemente el primero de los métodos indicados a continuación:

- a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando un método de análisis cromatográfico de la muestra.
- b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo u otra alternativa establecida en el «LNG Custody Transfer Handbook».

Cálculo de las cantidades entregadas.

Para el cálculo de la energía y la masa entregada se utilizará la Norma UNE 60555:2024: Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas, y las recomendaciones recogidas en el «LNG Custody Transfer Handbook».

El resultado de energía se expresará en kWh, sin decimales. El resultado de las mediciones de masa se expresará en kg, sin decimales.

3.5.9.2 Determinación de la energía cargada utilizando medidores de flujo.

Cálculo del volumen/masa del GNL cargado y del vapor retornado.

La determinación del volumen/masa del GNL y del vapor transferido en una carga se realizará por diferencia entre las lecturas de volumen o masa totalizada al inicio y al final de la operación, obtenidas de los caudalímetros o del computador de caudal, en función de los equipos de que disponga la planta.

El volumen se expresará en m³, redondeado a tres decimales. La masa se expresará en kg sin decimales.

Cálculo del Poder Calorífico Superior másico.

Se calculará de la misma forma que lo establecido en el apartado 3.5.9.1.

Cálculo de la densidad del GNL.

La densidad del GNL se determinará en kg/m³, redondeada a tres decimales, a partir de la composición molar y la temperatura media del GNL en la línea de transferencia entre buque y planta o, en su defecto, la obtenida en el buque al final de la carga. El método de cálculo será el descrito en la norma UNE 60555:2024: Gas natural licuado (GNL). Medición estática. Procedimiento de cálculo de las cantidades transferidas.

Cálculo del Poder Calorífico Superior volumétrico.

El poder calorífico se calculará de acuerdo con la norma UNE-EN ISO 6976: Gas natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa e índice de Wobbe a partir de la composición, redondeado a tres decimales y a la temperatura de referencia de los humos de combustión establecida en el capítulo 2.

Para determinar la composición del vapor se utilizará preferentemente el primero de los métodos indicados a continuación:

- a) Toma de muestras en la línea de vapor, utilizando preferentemente un método de análisis cromatográfico de la muestra.
- b) Empleo de una composición fija de vapor para obtener un poder calorífico superior fijo u otra alternativa establecida en el LNG Custody Transfer Handbook».

Cálculo de las cantidades entregadas.

Para el cálculo de la energía y masa entregada se utilizará lo establecido en el «LNG Custody Transfer Handbook».

La energía se expresará en kWh y la masa en kg, ambas sin decimales.