

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS CARGOS DEL SISTEMA GASISTA Y LA RETRIBUCIÓN Y CÁNONES DE ACCESO DE LOS ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS BÁSICOS PARA EL AÑO DE GAS 2025

Expediente nº: IPN/CNMC/022/24

PLENO DE LA CNMC

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

Consejeros

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

D^a. María Jesús Martín Martínez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 13 de septiembre de 2023

De acuerdo con la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7 y de 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, el Pleno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, emite el siguiente informe:

TABLA DE CONTENIDO

1. Antecedentes	4
2. Fundamentos Jurídicos.....	4
3. Contenido de la propuesta de Orden	7
4. Consideraciones sobre la Propuesta de Orden	8
4.1. Sobre la retribución a la Actividad de Almacenamiento Subterráneo Básico	8
4.2. Sobre los cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos	14
4.3. Sobre el coste del suministro de gases manufacturados en los territorios insulares durante el año de gas 2024	21
4.4. Sobre la retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas	23
4.5. Sobre los cargos del sistema gasista	25
4.6. Procedimiento de estimación de la energía pendiente de suministro en caso de rescisión anticipada de un contrato de suministro (D.A. segunda).....	34
4.7. Habilitación al operador del mercado organizado de gas para negociar nuevos productos (D.A. 3).....	36
4.8. Sobre la modificación de los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural	37
4.9. Sobre la declaración responsable a presentar por los titulares de puntos de suministro de comunidades de propietarios de vivienda de uso residencial y asimilados	44
5. Conclusiones	45

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Capacidad contratada equivalente.....	16
Cuadro 2. Capacidad de inyección y extracción. Propuesta de Orden vs. CNMC.....	17
Cuadro 3. Retribución del Almacenamiento Subterráneo de la Orden TED/1072/2023 y de la propuesta de Orden.	18
Cuadro 4. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción. Propuesta de Orden vs CNMC.....	19
Cuadro 5. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción. Propuesta de Orden vs Orden TED/1072/2023	21
Cuadro 6. Cargos unitarios de la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024 y cargos unitarios de la propuesta de Orden para el año de gas 2025	26
Cuadro 7. Escenario de facturación previsto en la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024 y escenario de facturación previsto en la propuesta de Orden para el año de gas 2025	27
Cuadro 8. Costes previstos en la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024 y costes previstos en la propuesta de Orden para el año de gas 2025.....	27
Cuadro 9. Variables de facturación de la propuesta de Orden y de la Resolución de peajes de la CNMC para 2024	28
Cuadro 10. Previsiones de demanda para el cierre del año de gas 2023 y 2024 de la CNMC, demanda registrada en los últimos doce meses.	29
Cuadro 11. Superávit implícito en caso de considerar el escenario de facturación de la Resolución de peajes de 2024	32

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica	30
Gráfico 2. Evolución de la demanda convencional	31

1. ANTECEDENTES

El 24 de julio de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico presentó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la Propuesta de Orden por la que se establecen los cargos del sistema gasista destinados a financiar los costes regulados no asociados al uso de las instalaciones, así como, la retribución y los cánones de acceso aplicados a los almacenamientos subterráneos básicos de aplicación para el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 30 de septiembre de 2025, junto con una Memoria justificativa para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2, el artículo 7 y la Disposición transitoria de la Ley 3/2013, se emita el correspondiente informe preceptivo.

La Disposición transitoria décima de dicha Ley establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Orden y la Memoria justificativa fue remitida el 1 de agosto de 2024 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante, CCH) para alegaciones hasta el 6 de septiembre de 2024.

En el Anexo I del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2. FUNDAMENTOS JURÍDICOS

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 relativas a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, ha realizado una reorganización competencial, a efectos de transferir a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las competencias dadas al regulador en la normativa europea.

A través de dicha modificación, la Ley 3/2013, de 4 de junio, asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las funciones de regular:

- a) La estructura y la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de las instalaciones de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

b) La metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural y plantas de gas natural licuado.

Por otra parte, el citado Real Decreto-ley, establece que corresponde al Gobierno:

- Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios de acceso a las instalaciones gasistas destinados a cubrir la retribución asociada al uso de los almacenamientos subterráneos básicos, así como aprobar los valores de los cánones de acceso a dichas instalaciones.
- Determinar la metodología, los parámetros, la base de activos y las cuantías de la retribución de los almacenamientos subterráneos.
- Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cargos que correspondan en relación con los costes de las instalaciones de gas natural no asociadas con el uso de estas, así como aprobar los valores de dichos cargos, entre los que se encontrarían:
 - La Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante el Ministerio o MITECO).
 - El coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios.
 - Las medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidas reglamentariamente, conforme a lo establecido en el artículo 84.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.
 - La anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la Ley 18/2014, con sus correspondientes intereses y ajustes.
 - Las retribuciones reguladas al operador del mercado organizado de gas natural salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.
 - Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

En el marco del procedimiento previsto en la Disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó, entre otras, las Circulares por las que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado; la metodología para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural, los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado y la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.

El Ministerio, a su vez, ha recogido en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, 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. En este sentido las Órdenes TED/1286/2020, de 29 de diciembre, TED/1023/21, de 27 de septiembre, y TED/929/22, de 27 de septiembre, recogieron, entre otros, los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de acceso aplicados a los almacenamientos subterráneos básicos, de aplicación para los años de gas 2021, 2022 y 2023, resultantes de las metodologías del citado Real Decreto 1184/2020.

Por otra parte, se debe tener en cuenta que la Ley 18/2014, determinó en su artículo 61.2 que los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema gasista que se establezcan en las liquidaciones definitivas serían financiados por los sujetos del sistema gasista durante los cinco años siguientes. Asimismo, el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, determinó que, si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase en una cantidad positiva, esta se destinará a liquidar las anualidades pendientes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a los desajustes temporales entre ingresos y costes y a continuación al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014. Posteriormente, la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, determinó que, en caso de que existieran varios desajustes con saldos pendientes de amortizar, se amortizarán en primer lugar los que soporten un tipo de interés más elevado.

En relación con lo anterior, el 30 de julio de 2024, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC ha aprobado la "*Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva 2023 de las actividades reguladas del sector del gas natural*", según la cual el superávit del ejercicio 2023 en el procedimiento de liquidación de cargos es de 74.440,88 €. Tras la aplicación del citado superávit para la amortización parcial del déficit acumulado del ejercicio 2014, el capital pendiente de este déficit es de 36.002.697,55 € a 30 de septiembre de 2024.

Seguidamente, la “*Resolución por la que se calcula la anualidad correspondiente al año de gas 2025 del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014*” de 20 de septiembre determina que el cálculo de la nueva anualidad correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2024 y el 30 de septiembre de 2025 (año de gas 2025) del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 asciende a 5.432.329,78 €, de los que 5.034.860,00 € corresponden a amortización de principal y 397.469,78 € a intereses.

3. CONTENIDO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

La Propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, cuatro artículos y cuatro disposiciones adicionales, disposición derogatoria, tres disposiciones finales y tres anexos.

En el **artículo 1** se establece que el objeto de la propuesta de Orden es establecer para el periodo comprendido entre el 1 octubre de 2024 y el 30 de septiembre de 2025 (o año de gas 2025): (i) los cargos del sistema gasista destinados a financiar los costes regulados no asociados al uso de las instalaciones; (ii) la determinación de la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y de los cánones de acceso aplicables; (iii) el coste diferencial del suministro de gas manufacturado en las redes de distribución acogidas a lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos; y (iv) la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas natural conforme con la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo,

En el resto del articulado se establece:

- **Artículo 2**, los cargos del sistema gasista.
- **Artículo 3**, la retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo básico.
- **Artículo 4**, los cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos.
- **Artículo 5**, el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.

En las **cuatro disposiciones adicionales** se establece:

- La retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural (DA 1ª).
- Procedimiento de estimación de la energía pendiente de suministro en caso de rescisión anticipada de un contrato de suministro (DA 2ª).
- Habilitación al operador del mercado organizado de gas para negociar nuevos productos. (DA 3ª).

- Habilitación de la Secretaría de Estado de Energía para dictar resoluciones de aplicación de la Orden (DA 4ª).

En la **disposición derogatoria** se derogan las disposiciones de igual o inferior rango en lo que se opongan a lo dispuesto en la orden.

En las **cuatro disposiciones finales** se establece:

- La modificación de la Orden TED/72/2023, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural (DF 1ª)
- Modificación de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, que establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, para introducir la declaración responsable a presentar por los titulares de puntos de suministro de comunidades de propietarios de vivienda de uso residencial y asimilados. (DF 2ª)
- El título competencial. (DF 3ª)
- La entrada en vigor de la orden el 1 de octubre de 2024 (DF 4ª).

Finalmente, en **los Anexos** se establecen:

- Los cargos del sistema gasista para el año de gas 2025, diferenciando entre: conceptos a recaudar, la asignación de costes, el escenario de demanda previsto, los cargos unitarios (Anexo I) y la tasa de la CNMC.
- Las retribuciones del año de gas 2025 para la actividad de almacenamiento subterráneo. (Anexo II)
- Declaración responsable para acogerse a la TUR establecida en los apartados b) y c) del artículo 93.1 de la Ley 34/1998 (Anexo III)

4. CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1. Sobre la retribución a la Actividad de Almacenamiento Subterráneo Básico

En el artículo 3 y el Anexo II de la propuesta de Orden se recoge la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico para el año de gas 2025. Los valores de retribución recogidos en la Orden son los resultantes de aplicar la metodología establecida por el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre¹.

¹ Cuya propuesta fue informada por esta Comisión en fecha 14 de octubre de 2020 - IPN/CNMC/018/20.

Las comprobaciones de la CNMC se realizan aplicando los criterios enunciados en la Memoria de la Propuesta, junto con la información disponible en la CNMC. Para aquellas partidas que son previsiones, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el Ministerio salvo que se hayan observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

En la retribución por inversión para el año de gas 2025 no se han encontrado diferencias significativas. Si se efectúa el cálculo como realiza esta Comisión la retribución del resto de infraestructuras de acuerdo con la amortización teórica diaria (valor reconocido/vida útil en días) en vez de la amortización teórica anual habría una diferencia de 13.481€².

En relación con la retribución provisional por costes de O&M para el año de gas 2025, dado que, a fecha de elaboración de la Propuesta de Orden, solo están aprobadas la Resoluciones de los costes de O&M definitivos hasta 2020, para la realización de la Propuesta se tomó la mejor información disponible contrastada (2019, 2020), extrapolando el valor de 2020 para años posteriores ya que los costes de 2021, 2022 y 2023 están pendiente de Resolución.

Esta Comisión considera acertada la opción adoptada por el Ministerio. Para ello es necesario que las empresas aporten la información conforme a los procedimientos definidos, se analice por parte de las autoridades competentes y, en su caso, se aclare y/o subsane aquella información que se considere necesaria. El proceso se está optimizando con el Sistema de Información del Costes regulatorios, SICORE, y se han mejorado las herramientas de información y homogenizando criterios de imputación de costes³.

En lo que respecta con la Retribución por extensión de vida útil (REUV), se observa una diferencia de 187.679,68 €⁴ para el conjunto de la actividad. Su origen es el coeficiente de extensión de vida útil que se determina para cada almacenamiento.

² En la propuesta de Orden se calcula la retribución anual por inversión considerando un valor de amortización anual (Valor Inversión / Años Vida Útil) que se ajusta de manera proporcional a los días tanto el primer año como el último de la vida útil regulatoria. **[INICIO CONFIDENCIAL]**

[FIN CONFIDENCIAL]

³ En julio de este año se evacuó el informe de esta Comisión sobre la propuesta de retribución definitiva de costes de O&M para 2021 y 2022.

⁴ Según cálculos de la CNMC sería 4.448.594,71 € frente a los 4.260.915,03 € de la propuesta.

Cuadro 1. Coeficiente Extensión Vida Útil de la Propuesta vs Calculado CNMC

Almacenamiento	Datos Propuesta OM			CNMC	
	Retribución CO&M	REUV	Coef REUV	Coef REUV	Diferencia
A.S. Serrablo	5.869.963,22	987.922,65	0,168301	0,177030	0,008729
A.S. Gaviota	18.445.296,02	2.951.247,36	0,160000	0,167397	0,007397
A.S. Yela	5.356.700,69	0,00	0,000000	0,000000	0,000000
A.S. Marismas	2.930.974,74	321.745,01	0,109774	0,109774	0,000000
TOTAL AASS	32.602.934,67	4.260.915,03			

Fuente: Memoria Propuesta OM y SIDRA

Tras comparar los valores de coeficientes de extensión de vida útil de la memoria con los valores calculados por esta Comisión con su información, cabe señalar que:

- a) Para ciertas instalaciones, por ejemplo, en el A.S. de Serrablo, se ha establecido una fecha de fin de vida útil retributiva superior, que hace contabilizar una extensión de vida útil menor y, por tanto, un coeficiente inferior al que calcula esta comisión.
- b) No se ha realizado adecuadamente el cálculo del coeficiente de extensión de vida útil de las instalaciones al año de gas. Un ejemplo de esta casuística son las instalaciones del A.S. de Gaviota⁵.

En relación con la retribución provisional por costes de O&M no recurrentes activados (COPEX) de los AASS básicos del año de gas 2025:

- a) No es posible contrastar los valores de retribución anual por COPEX puestos en marcha (o previstos) antes del inicio de año de gas 2025 por no disponer del desglose por años naturales de la inversión.

⁵ Las instalaciones fueron puestas en servicio el 4 de julio de 2007, con una vida útil de 11,5 años, es decir, finalizaron su vida útil el 3 de enero de 2019. Por tanto, el 4 enero de 2024 inician su sexto año de extensión de vida útil y el mismo día de 2025 su séptimo año. En consecuencia, durante el año de gas 1-oct-2024 a 30-sept-2025, tienen un coeficiente de 0,16 (6º año de extensión) durante 95 días (del 1-oct-24 a 3-ene-25) y de 0,17 (7º año de extensión) durante 270 días (del 4-ene-25 a 30-sept-25). El valor para todo el año de gas es 0,167397

Conforme a la metodología retributiva⁶, las inversiones en COPEX realizadas en un año de gas cualquiera (por ejemplo, 2025) pueden devengar retribución en tres años naturales⁷.

- b) Se ha variado el importe de inversión provisional de COPEX considerada para el año de gas 2023 (1-oct-2022 a 30-sept-2023) de la orden anterior.

Cuadro 2. Comparación Importes Inversión COPEX consideradas en las OM

Euros	Inversión en COPEX >250.000 € en servicio en				
	Orden Ministerial	Hasta sept-2021	Entre oct-2021 y sept-2022	Entre oct-2022 y sept-2023	Entre oct-2023 y sept-2024
TED/1072/2023		4.333.307	6.269.347,86	5.711.000	
Propuesta		4.333.307	6.269.347,86	5.295.609	14.637.353
Diferencia		0	0	-415.391	14.637.353

Fuente: O. TED/1072/2023 y Memoria Propuesta OM

Si se modifica la inversión en COPEX considerada en años anteriores, habría que determinar los ajustes a realizar sobre las retribuciones publicadas en las ordenes anteriores. En este caso, la retribución de 2024 establecida en la Orden TED/1072/2023 para las inversiones del periodo oct-2022 y sept-2023.

- c) Con la información que dispone esta Comisión, y las consideraciones realizadas, la retribución provisional devengada por año natural por COPEX puestos en marcha antes del año de gas 2025 sería:

⁶ De acuerdo con la metodología establecida, la retribución por COPEX se determina para los dos años naturales posteriores a la fecha de puesta en servicio, y su importe ha de satisfacerse durante los tres años de gas consecutivos que los abarca, de tal forma que el primer año de gas se satisface el 75% del primer año natural; el segundo año de gas se satisface el 25% del primer año y el 75% del segundo año natural; y el tercer año de gas se satisface el 25% de segundo año natural.

⁷ Las inversiones realizadas durante un año de gas (por ejemplo 2025) si son realizadas en los tres primeros meses del año (en el ejemplo, entre octubre y diciembre 2024) devengan retribución en el año natural coincidente con el año de gas y siguiente (en el ejemplo, 2025 y 2026); mientras que las realizadas en los 9 últimos meses del año de gas (en el ejemplo, entre enero y septiembre 2025) devengarán retribución en los dos años naturales posteriores al año de gas (en el ejemplo, 2026 y 2027).

Cuadro 5. Retribuciones provisionales de COPEX publicadas en Órdenes Ministeriales

En €	Retribución COPEX del Año de Gas				Total Retribución
	2022	2023	2024	2025	
Orden Ministerial					
TED/1286/2020	0,00				0,00
TED/1023/2021		3.386.331,75			3.386.331,75
TED/929/2022			4.348.968,62		4.348.968,62
TED/1072/2023				6.825.738,63	6.825.738,63
Total publicado	0,00	3.386.331,75	4.348.968,62	6.825.738,63	14.561.039

Fuente: Órdenes Ministeriales

En lo que respecta al resto de conceptos retributivos⁸ no se han observado diferencias en el cálculo. No obstante, en cuanto a la minoración de 705.329 €/año que se viene efectuando desde el 1 de enero de 2010 por aplicación de la Disposición Adicional Séptima de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, para devolver en el plazo de 30 años el exceso de retribución provisional percibida por ENAGAS, S.A. en 2007 y 2008 por las instalaciones de almacenamiento subterráneo básico, esta Comisión se remite a lo indicado en su informe sobre la propuesta que dio lugar al Real Decreto 1184/2020 (IPN/CNMC/018/20)⁹. Hoy en día, la cantidad pendiente de devolver es de 10.579.935 €, correspondientes a 15 deducciones a aplicar entre 2025 y 2039, ambos incluidos.

A modo resumen, en los cuadros siguientes se recogen los importes de retribución provisional 2025, desglosado por empresa y concepto retributivo, tras aplicar las consideraciones realizadas y las diferencias que se observan en relación con el valor de retribución total recogido en la Propuesta sometida a trámite de Audiencia.

⁸ Retribución por mejoras de productividad (RMP) y Retribución transitoria por continuidad de suministro (RCS).

⁹ “se considera que carece de sentido que el sistema no priorice el cobro de “sus” ingresos (devolución de un exceso de retribución percibido en el pasado) y prolongue su devolución 19 años, sin coste financiero, cuando existe un déficit con el sector pendiente de amortizar con coste financiero asociado”.

Cuadro 6. Retribución provisional 2025 tras aplicar consideraciones de la CNMC

	Conceptos de retribución (€)							Minoración D.A 7ª O. ITC /3802/ 2008	TOTAL
	Inversión	O&M Fijos	O&M Var. Inyección	O&M Var. Extracción	COPEX	REVV	RCS		
Enagas Transporte, S.A.U.	36.079.913,56	28.029.237,51	1.229.726,41	412.996,01	10.414.675,6	4.126.849,70	1.805.707,47	-705.329	81.393.777,26
Trinity Almato.Andalucía, S.A.	3.544.924,56	2.728.784,20	114.825,80	87.364,74	0	321.745,01	156.744,45	0	6.954.388,76
Total	39.624.838,12	30.758.021,71	1.344.552,21	500.360,75	10.414.675,6	4.448.594,71	1.962.451,92	-705.329	88.348.166,02

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Cuadro 7. Diferencias entre la Retribución provisional 2025 obtenida tras aplicar consideraciones de la CNMC y la propuesta de Orden

En €	Cálculos CNMC	Propuesta de Orden	Diferencias Observadas
Enagas Transporte, S.A.U.	81.393.777,26	81.068.665,86	325.111,40
Trinity Almacenamiento Andalucía, S.A.	6.954.388,76	6.955.900,51	-1.511,75
Total	88.348.166,02	88.024.566,37	323.599,65

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Además, debería valorarse la necesidad de hacer los siguientes ajustes en la retribución provisional de los años de gas anteriores:

Cuadro 8. Ajustes a realizar en la retribución provisional de años de gas anteriores

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: SIDRA, Órdenes Ministeriales OM y Elaboración propia

4.2. Sobre los cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos

En el artículo 4 de la propuesta de Orden se establecen los cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos, así como los

multiplicadores aplicables conforme a la metodología recogida en el Real Decreto 1184/2020¹⁰, de 29 de diciembre.

Respecto de la **previsión de las variables de facturación** la memoria de análisis del impacto normativo señala que:

- Para el **producto anual** en el periodo de octubre de 2024 a septiembre de 2025, ambos incluidos, los datos de contratación coinciden con los facilitados por el GTS. Estos datos tienen en cuenta los objetivos de llenado dispuestos en el Reglamento (UE) 2022/1032¹¹ y en el Reglamento de Ejecución (UE) 2023/2633¹². Para España, estos objetivos son: 59% 60% 66% 80% 90% de la capacidad de almacenamiento total nacional, para el 1 de febrero, 1 de mayo, 1 de julio, 1 de septiembre y 1 de noviembre, respectivamente.
- Para los **productos trimestrales y mensuales, diarios e intradiarios** correspondientes a cada mes desde octubre de 2024 a septiembre de 2025 (incluido) se han tomado también las estimaciones aportadas por el GTS correspondientes a cada producto.

Como resultado de considerar las hipótesis anteriores, se estima que la **capacidad contratada equivalente de almacenamiento** ascenderá a 35.807 MWh/día/mes, un 2,9% superior a la capacidad implícita en la determinación de los peajes del año de gas 2024 (véase Cuadro 9).

¹⁰ 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 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-17279).

¹¹ 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 (<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2022/1032/oj?locale=es>)

¹² Reglamento de Ejecución (UE) 2023/2633 de la Comisión, de 20 de noviembre de 2023, por el que se establece la trayectoria de llenado con objetivos intermedios para 2024 de cada Estado miembro que disponga de instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas en su territorio y directamente interconectadas a su área de mercado (https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=OJ:L_202302633)

Cuadro 9. Capacidad contratada equivalente

PERIODO	Nº días	Caudal Contratado (kWh/día/mes)						Multiplicadores					Capacidad contratada equivalente (kWh/día/mes)
		Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	TOTAL	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	
		(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)						
oct.-24	31	35.424.678.479	412.364.800	0	0	0	35.837.043.279	1,00	1,40	1,60	2,00	3,00	36.001.989.199
nov.-24	30	35.424.678.479	412.364.800	0	0	0	35.837.043.279	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	36.001.989.199
dic.-24	31	35.424.678.479	412.364.800	0	0	0	35.837.043.279	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	36.001.989.199
ene.-25	31	35.424.678.479	267.532.400	85.037.400	0	0	35.777.248.279	1,00	1,00	1,30	1,60	2,40	35.802.759.499
feb.-25	28	35.424.678.479	267.532.400	85.037.400	0	0	35.777.248.279	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	35.785.752.019
mar.-25	31	35.463.630.782	267.532.400	0	1.486.616	0	35.732.649.798	1,00	1,00	1,00	1,20	1,90	35.732.947.121
abr.-25	30	34.276.537.227	438.642.008	729.957.666	5.188.159	53.807	35.450.378.867	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	35.524.990.269
may.-25	31	34.276.537.227	438.642.008	729.957.666	5.020.799	52.071	35.450.209.771	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	35.524.769.056
jun.-25	30	34.276.537.227	438.642.008	729.957.666	5.188.159	53.807	35.450.378.867	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	35.524.990.269
jul.-25	31	34.276.537.227	438.642.008	729.957.666	5.020.799	52.071	35.450.209.771	1,00	1,30	1,30	1,60	2,40	35.803.875.052
ago.-25	31	34.276.537.227	438.642.008	729.957.666	5.020.799	52.071	35.450.209.771	1,00	1,30	1,50	1,80	2,80	35.950.891.574
sep.-25	30	34.276.537.227	438.642.008	729.957.666	5.188.159	53.807	35.450.378.867	1,00	1,30	1,60	2,00	3,00	36.025.241.842
Propuesta de Orden												35.806.848.691	

Fuente: Propuesta de Orden

Respecto de la **capacidad de inyección y de extracción**, la memoria de análisis del impacto normativo señala que se han tomado los datos aportados por el GTS, resultando una capacidad de inyección equivalente de 50.239,21 MWh/día y una capacidad de extracción equivalente de 55.602,93 MWh/día, superiores en un 61% y 64%, respectivamente, a las previstas para el ejercicio 2024 (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Capacidad de inyección y extracción. Propuesta de Orden

Capacidad de Inyección

PERIODO	Nº días	Caudal Contratado (kWh/día)/mes				Multiplicadores			Capacidad contratada equivalente	
		Anual, Trimestral y Mensual	Diario	Intradiario	TOTAL	Anual, Trimestral y Mensual	Diario	Intradiario	GWh/mes	MWh/día
		GWh/mes	GWh/mes	GWh/mes	GWh/mes					
oct.-24	31	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	3,00	-	
nov.-24	30	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,80	2,80	-	
dic.-24	31	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,80	2,80	-	
ene.-25	31	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,60	2,40	-	
feb.-25	28	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,30	2,10	-	
mar.-25	31	288,12	0,00	0,00	288,12	1,00	1,20	1,90	288,12	
abr.-25	30	1.343,77	770,24	266,99	2.381,00	1,00	1,30	2,10	2.905,76	
may.-25	31	1.134,18	770,24	266,99	2.171,41	1,00	1,30	2,10	2.696,17	
jun.-25	30	1.134,18	770,24	266,99	2.171,41	1,00	1,30	2,10	2.696,17	
jul.-25	31	1.134,18	770,24	266,99	2.171,41	1,00	1,60	2,40	3.007,34	
ago.-25	31	1.134,18	770,24	266,99	2.171,41	1,00	1,80	2,80	3.268,18	
sep.-25	30	1.134,18	770,24	266,99	2.171,41	1,00	2,00	3,00	3.475,63	
Propuesta de Orden									18.337,31	50.239,21

Capacidad de Extracción

PERIODO	Nº días	Caudal Contratado (kWh/día)/mes				Multiplicadores			Capacidad contratada equivalente	
		Anual, Trimestral y Mensual	Diario	Intradiario	TOTAL	Anual, Trimestral y Mensual	Diario	Intradiario	GWh/mes	MWh/día
		GWh/mes	GWh/mes	GWh/mes	GWh/mes					
oct.-24	31	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	3,00	-	
nov.-24	30	771,99	253,92	219,07	1.244,98	1,00	1,80	2,80	1.842,44	
dic.-24	31	2.593,74	853,13	736,02	4.182,89	1,00	1,80	2,80	6.190,23	
ene.-25	31	2.570,47	845,47	729,42	4.145,36	1,00	1,60	2,40	5.673,83	
feb.-25	28	1.672,78	550,21	474,68	2.697,67	1,00	1,30	2,10	3.384,88	
mar.-25	31	1.803,22	473,65	408,63	2.685,50	1,00	1,20	1,90	3.148,00	
abr.-25	30	55,70	0,00	0,00	55,70	1,00	1,30	2,10	55,70	
may.-25	31	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,30	2,10	-	
jun.-25	30	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,30	2,10	-	
jul.-25	31	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,60	2,40	-	
ago.-25	31	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,80	2,80	-	
sep.-25	30	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	2,00	3,00	-	
Propuesta de Orden									20.295,07	55.602,93

Fuente: Propuesta de Orden

Según la información de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la **retribución para la actividad de almacenamiento subterráneo** prevista para el ejercicio 2025 asciende a 95,0 M€, un 7,65% inferior, a la considerada de la Orden TED/1072/2023. La retribución fija se mantiene en niveles similares a los previstos en la citada Orden, mientras que los costes variables de inyección y extracción aumentan el 39% y el 60%, respectivamente. Cabe señalar que la reducción de la retribución prevista para el ejercicio 2025 es consecuencia de la no incorporación de desvíos de ejercicios anteriores (véase Cuadro 111).

En consecuencia, como resultado de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1184/2020, el canon de almacenamiento y el canon de extracción se reducen un 9,55% y un 4,06%, respectivamente, mientras que el canon de inyección aumenta un 0,41%.

Cuadro 11. Retribución y cánones del Almacenamiento Subterráneo de la Orden TED/1072/2023 y de la propuesta de Orden.

Retribución (€)	Orden TED/1072/2023	Propuesta Orden	Propuesta Orden vs Orden TED/1072/2023
Retribución fija (inversión, copex, com, revu, rmp,rcs y minoración)	86.099.936	86.179.653	0,09%
Déficit actividad ano n-2	7.802.394	-	-100,00%
Gas de operación	7.793.614	7.082.646	-9,12%
COM variables inyección	969.559	1.344.552	38,68%
COM variables extracción	312.817	500.361	59,95%
Ingresos condensados	- 149.614	- 149.614	0,00%
TOTAL	102.828.706	94.957.598	-7,65%

Canon almacenamiento	Orden TED/1072/2023	Propuesta Orden	Propuesta Orden vs Orden TED/1072/2023
Retribución (€)	93.902.330	86.179.653	-8,22%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	34.803.544,53	35.806.848,69	2,88%
Canon (€/kWh/día)/año	0,002661	0,002407	-9,55%

Canon inyección	Orden TED/1072/2023	Propuesta Orden	Propuesta Orden vs Orden TED/1072/2023
Retribución (€)	969.559	1.344.552	38,68%
1/2 gas operación (€)	3.896.807	3.541.323	-9,12%
1/2 condensados (€)	- 74.807,00	- 74.807,00	0,00%
Total a asignar (€)	4.791.559,00	4.811.068,21	0,41%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	31.142,00	31.141,93	0,00%
Capacidad contratada equivalente ejecución interrumpible [MWh/día]	325,00	325,20	0,06%
Canon (€/kWh/día)/año	0,155486	0,156119	0,41%

Canon extracción	Orden TED/1072/2023	Propuesta Orden	Propuesta Orden vs Orden TED/1072/2023
Retribución (€)	312.817	500.361	59,95%
1/2 gas operación (€)	3.896.807	3.541.323	-9,12%
1/2 condensados (€)	- 74.807,00	- 74.807,00	0,00%
Total a asignar (€)	4.134.817,00	3.966.876,75	-4,06%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	33.892,58	33.892,55	0,00%
Capacidad contratada equivalente ejecución interrumpible [MWh/día]	152,00	152,00	0,00%
Canon (€/kWh/día)/año	0,122547	0,117570	-4,06%

Fuente: Orden TED/1072/2023 y Propuesta de Orden

Respecto de los cánones estimados para el ejercicio 2025, cabe señalar, por una parte, que, en el cálculo de los cánones de inyección y extracción se han considerado las capacidades contratadas equivalente implícitas en la Orden TED/1072/2023¹³ en lugar de las previstas para el ejercicio en la propia memoria.

¹³ 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 (https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-20179)

Por otra parte, no se ha considerado el desvío de la actividad de almacenamiento subterráneo registrado de la liquidación definitiva de 2023 (64.784 €)¹⁴.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y los aspectos señalados en el epígrafe 4.1. sobre la retribución, el canon de almacenamiento resultaría un 0,41% superior y los cánones de inyección y extracción un 38,26% y un 39,15% inferiores, respectivamente, a los establecidos en la propuesta de Orden (véase Cuadro 12).

Cuadro 12. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción. Propuesta de Orden vs CNMC.

Retribución (€)	Propuesta de Orden	Estimación CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución fija (inversión, copex, com, revu, rmp,rcs y minoración)	86.179.653	86.503.253	0,38%
Déficit actividad año 2023	-	64.784	0,00%
Gas de operación	7.082.646	7.082.646	0,00%
COM variables inyección	1.344.552	1.344.552	0,00%
COM variables extracción	500.361	500.361	0,00%
Ingresos condensados	- 149.614	- 149.614	0,00%
TOTAL	94.957.598	95.345.982	0,41%

Canon almacenamiento	Propuesta de Orden	Estimación CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución (€)	86.179.653	86.568.037	0,45%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	35.806.848,69	35.807.433,55	0,00%
Canon (€/kWh/día/año)	0,002407	0,002418	0,46%
Tasa de variación sobre vigentes	-9,55%	-9,13%	

Canon inyección	Propuesta de Orden	Estimación CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución (€)	1.344.552	1.344.552	0,00%
1/2 gas operación (€)	3.541.323	3.541.323	0,00%
1/2 condensados (€)	- 74.807,00	- 74.807,00	0,00%
Total a asignar (€)	4.811.068,21	4.811.068,21	0,00%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	31.141,93	50.239,21	61,32%
Capacidad contratada equivalente ejecución interrumpible [MWh/día]	325,20	325,00	-0,06%
Canon (€/kWh/día/año)	0,156119	0,096387	-38,26%
Tasa de variación sobre vigentes	0,41%	-38,01%	

Canon extracción	Propuesta de Orden	Estimación CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución (€)	500.361	500.361	0,00%
1/2 gas operación (€)	3.541.323	3.541.323	0,00%
1/2 condensados (€)	- 74.807,00	- 74.807,00	0,00%
Total a asignar (€)	3.966.876,75	3.966.876,75	0,00%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	33.892,55	55.602,93	64,06%
Capacidad contratada equivalente ejecución interrumpible [MWh/día]	152,00	152,00	0,00%
Canon (€/kWh/día/año)	0,117570	0,071539	-39,15%
Tasa de variación sobre vigentes	-4,06%	-41,62%	

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

¹⁴ Véase Informe de la liquidación definitiva de 2023, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/liqde00824>

Por último, en el Cuadro 13 se comparan la retribución de los almacenamientos subterráneos, así como los cánones de almacenamiento subterráneo, inyección y extracción establecidos en la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024 con los estimados por la CNMC para el año de gas 2025. Se observa que la retribución de los almacenamientos subterráneos será un 7,28% inferior a la establecida en la citada orden, consecuencia de una reducción del 99,17% del déficit incorporado en el cálculo¹⁵, parcialmente compensado por el incremento de los costes variables de inyección y extracción.

El canon de almacenamiento estimado por la CNMC para el ejercicio 2025 es un 9,13% inferior al establecido en la Orden TED/1072/2023, porque a la reducción de la retribución asignada a este servicio (7,81%) se le añade el incremento de la capacidad contratada (del 2,88%).

Asimismo, los cánones de inyección y extracción resultan un 38,01% y un 41,62%, inferiores a los establecidos en la citada orden, en ambos casos consecuencia, principalmente del incremento de la capacidad contratada equivalente (61,32% en el caso del canon de inyección y 64,06% en el caso del canon de extracción) dado que la retribución a recuperar por el canon de inyección se incrementa un 0,41%, mientras que la retribución a recuperar por el canon de extracción se reduce un 4,06%.

¹⁵ El déficit de la actividad de almacenamiento subterráneo en la liquidación definitiva del año 2022 fue de 7.802.394 € (véase <https://www.cnmc.es/expedientes/liqde00823>), mientras que el de la liquidación definitiva de 2023 fue de 64.784 €.

**Cuadro 13. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción.
Propuesta de Orden vs Orden TED/1072/2023**

Retribución (€)	Orden TED/1072/2023	Estimación CNMC	Estimación CNMC vs Orden TED/1072/2023
Retribución fija (inversión, copex, com, revu, rmp,rcs y minoración)	86.099.936	86.503.253	0,47%
Déficit actividad año n-2	7.802.394	64.784	-99,17%
Gas de operación	7.793.614	7.082.646	-9,12%
COM variables inyección	969.559	1.344.552	38,68%
COM variables extracción	312.817	500.361	59,95%
Ingresos condensados	- 149.614	- 149.614	0,00%
TOTAL	102.828.706	95.345.982	-7,28%

Canon almacenamiento	Orden TED/1072/2023	Estimación CNMC	Estimación CNMC vs Orden TED/1072/2023
Retribución (€)	93.902.330	86.568.037	-7,81%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	34.803.544,53	35.807.433,55	2,88%
Canon (€/kWh/día/año)	0,002661	0,002418	-9,13%

Canon inyección	Orden TED/1072/2023	Estimación CNMC	Estimación CNMC vs Orden TED/1072/2023
Retribución (€)	969.559	1.344.552	38,68%
1/2 gas operación (€)	3.896.807	3.541.323	-9,12%
1/2 condensados (€)	- 74.807,00	- 74.807,00	0,00%
Total a asignar (€)	4.791.559,00	4.811.068,21	0,41%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	31.142,00	50.239,21	61,32%
Capacidad contratada equivalente ejecución interrumpible [MWh/día]	325,00	325,00	0,00%
Canon (€/kWh/día/año)	0,155486	0,096387	-38,01%

Canon extracción	Orden TED/1072/2023	Estimación CNMC	Estimación CNMC vs Orden TED/1072/2023
Retribución (€)	312.817	500.361	59,95%
1/2 gas operación (€)	3.896.807	3.541.323	-9,12%
1/2 condensados (€)	- 74.807,00	- 74.807,00	0,00%
Total a asignar (€)	4.134.817,00	3.966.876,75	-4,06%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	33.892,58	55.602,93	64,06%
Capacidad contratada equivalente ejecución interrumpible [MWh/día]	152,00	152,00	0,00%
Canon (€/kWh/día/año)	0,122547	0,071539	-41,62%

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

4.3. Sobre el coste del suministro de gases manufacturados en los territorios insulares durante el año de gas 2024

El artículo 5 establece la retribución para el año de gas 2025 de las empresas distribuidoras en territorios insulares acogidas a la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, (es decir, ubicadas en territorios insulares que no disponen de conexión con la red de gasoductos o instalaciones de regasificación) por aquellos conceptos diferentes al uso de las instalaciones, en sintonía con lo dispuesto en el apartado b) artículo 7 del Real Decreto 1184/2020, sobre costes regulados a cubrir por cargos¹⁶, y según la Disposición Adicional Primera de la Orden TED/1023/21.

¹⁶ El artículo 7.b) del Real Decreto 1184/2020, al determinar los costes regulados a cubrir por cargos, habla de "Coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado

Como en los dos últimos años, se determina la retribución provisional por el Extracoste¹⁷ del aire propanado y el Suministro a Tarifa¹⁸ para el año de gas 2025 de Gasificadora Regional Canaria, S.A.

De acuerdo con la memoria, el resumen del coste total del suministro de gas manufacturado en territorios insulares, sin incluir la retribución a la distribución es de 1.616.142,09 euros. Este coste es el resultado de los siguientes conceptos:

- El extracoste provisional (aplicando con la previsión de suministro de la CNMC y los precios del GLP de canalización de junio 2024) ascendiendo a 1.145.623,94 euros, un 2,72% más que en 2023 debido a las mayores diferencias entre el precio del propano y el del gas.
- La compensación por la retribución por suministro a tarifa (RAS) asciende a 124.416,91, cifra ligeramente inferior a la del año anterior ya que la demanda prevista cae.
- Los desvíos respecto del extracoste definitivo del año 2023 son de +261.786,90, debido a los mayores costes previstos del propano respecto del gas natural. A este importe hay que sumar los desvíos del RAS de 2023 que ascienden a +75.314,34 euros.
- En 2025 no hay que imputar costes de los desvíos de los años 2019 y 2020 que ya han sido compensados, ni tampoco incentivos a la gestión eficiente del GLP, pues la sociedad no ha mejorado el precio máximo de adquisición del GLP a granel

En relación con los importes recogidos en la Propuesta, se han podido reproducir todos ellos sin advertir diferencias significativas¹⁹. No obstante, sería conveniente

y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de plantas de gas natural licuado, así como la retribución a la actividad de suministro realizado por empresas distribuidoras en dichos territorios”

¹⁷ El Coste diferencial del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural se determina aplicando la fórmula del apartado 3 de la disposición adicional primera de la Orden TED/1023/2021, utilizando la previsión de demanda de esta Comisión para determinar la retribución de distribución y una previsión del diferencial de coste entre el suministro de gas manufacturado y/o aire propanado (se toma el precio máximo de los GLP a granel a empresas distribuidoras de GLP de la Resolución de 9 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas) y el coste de la materia prima utilizado para determinar las tarifas de último recurso de gas natural (en vigor el 1 de julio de 2023 recogido en la Resolución de 27 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas).

¹⁸ Se establece una retribución por los costes en que incurre el distribuidor para atender a los consumidores a tarifa, que se determina aplicando la fórmula del apartado 2 de la disposición adicional primera de la Orden TED/1023/2021 considerando la previsión de demanda de esta Comisión para determinar la retribución de distribución.

¹⁹ No obstante, para mitigar estas diferencias, podrían usarse los precios y parámetros con todas sus cifras significativas. Por ejemplo, las magnitudes de energía redondeadas a kWh, mínima

que la memoria indicase si la auditoría aportada por la empresa Gasificadora Regional Canaria, S.A. para el extracoste del año 2023 ha cumplido, o no, con lo dispuesto en la Disposición Adicional Primera de la Orden TED/1023/2021 de incluir un listado de las facturas de compra con una serie de datos²⁰ pues con las tablas informativas recogidas en la Memoria no es posible deducir dicha circunstancia. (Podría desprenderse una conclusión en sentido contrario habida cuenta que, según los datos, todas las adquisiciones de GLP del año tuvieron el mismo PCS (13,98 kWh/kg).

En otro orden de ideas, y de acuerdo con lo recogido en la Resolución de 24 de julio de 2024 de la CNMC sobre la retribución aplicable a la actividad de distribución de gas debido a las especificidades de los territorios insulares donde opera Gasificadora Regional Canaria, S.A., **se destaca la recomendación de adoptar las actuaciones para alcanzar en el próximo periodo regulatorio una solución definitiva al problema de sostenibilidad de la actividad del suministro de aire propanado en Canarias más allá del mero equilibrio económico que permiten las metodologías retributivas establecidas para el gas natural.**

4.4. Sobre la retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas

La disposición adicional primera de la propuesta de orden establece en 3.570.000 € la retribución para el año de gas 2025 del operador del mercado organizado de gas natural (MIBGAS). Este valor es el resultado de sumar 2.858.000,00 € en concepto de retribución transitoria provisional por gestión del mercado organizado, más 712.000 € en concepto de retribución por gestión de garantías del sistema gasista.

La cifra propuesta para la retribución del MIBGAS en el año de gas 2025 no varía respecto de la del año corriente establecida por la Orden TED/1072/2023. En todo caso los conceptos retributivos mantienen un carácter provisional hasta que no se apruebe la metodología para el cálculo de los valores definitivos.

unidad energética facturable (se han observado valores con decimales); los precios con el número de decimales con el que son publicados (hay precios de gas natural en €/kWh que tienen más de 8 decimales); o con el valor con el mayor detalle de todos los que se publicaron (en el cálculo del ajuste de la retribución por suministro a tarifa se utiliza el $CS_{P<4bar}$ igual a 0,00253742 en vez de 0,002537421).

²⁰ La auditoría “incluira un listado de las facturas de compra, que incluira fecha de emisión, fecha de entrega, empresa suministradora, kg suministrados, poder calorífico inferior y superior del GLP/gas manufacturado adquirido, precio de compra en €/kg e importe total en euros, así como cualquier coste diferencial relacionado con el suministro, consecuencia del uso de la materia prima y que no se hubiera incurrido en caso de suministro de gas natural”

La retribución regulada como operador de mercado de MIBGAS en España no ha aumentado prácticamente desde su creación. No obstante, la plataforma ha venido aumentando sus ingresos por tres canales (i) ampliando su actividad con la prestación de servicios REMIT (ii) la comisión por los gastos de gestión por el reparto de los intereses bancarios generados por los depósitos en efectivo del banco a los agentes, por las cuentas del gestor de garantías y de cobros y pagos del mercado; y, (iii) los ingresos financieros devengados en el ejercicio 2023 que gracias al alza de los tipos de interés ha registrado un comportamiento extraordinario en 2024.

Con ello, la compañía en estos años ha logrado incrementar su cifra de negocios arrojando un incremento del 21% en 2023 y repartir dividendos por primera vez a sus accionistas en el año 2024 en cerca de 1 millón de euros, haciendo frente simultáneamente al aumento de costes de funcionamiento ligados a las revisiones del contrato de prestación de servicios generales de OMIE a MIBGAS, o los costes de consultorías, auditorías, seguros, suministros, arrendamiento, salarios y diversos gastos de explotación.

MIBGAS ha señalado en varias ocasiones que la correcta gobernanza de una sociedad anónima, como la que el legislador creó para MIBGAS, requiere disponer de un marco retributivo definitivo, que básicamente comporte una retribución regulada suficiente o preferiblemente una autorización para la imputación de fees por las actividades reguladas, y liberalizar definitivamente la retribución de la plataforma de todos los servicios regulados.

Según MIBGAS, el reconocimiento de la misma cantidad retributiva, invariable a lo largo de los años, pone en riesgo su equilibrio económico y su contribución proactiva a la competencia del sector gasista. Señala además que está sometida a presiones competitivas de otras plataformas alternativas que le imponen un ritmo de innovación constante para ofrecer nuevos productos y soluciones de mercado atractivas.

A la vista de lo anterior, esta Comisión hace las siguientes consideraciones:

- La crisis energética ha demostrado la necesidad de contar con un mercado spot de gas doméstico suficientemente líquido que dote de señales de precios transparentes, genuinas y veraces, relacionadas con la situación de oferta y demanda de la región que, además, reflejen la competitividad del sistema gasista de español en términos de más capacidad de entrada y diversidad de orígenes.
- El resultado de explotación de MIBGAS ha pasado de 0,79 millones € en 2022 a 1,52 millones € en 2023 y el resultado financiero de 0,36 a 0,61 millones de euros de 2022 a 2023. MIBGAS ha incrementado su beneficio neto de 0,90 millones € a 1,59 millones € (+77,1%) entre 2022 y 2023, tal y como se

observa en la cuenta de pérdidas y ganancias de la sociedad correspondiente al ejercicio 2023. Del beneficio neto de 2023, MIBGAS ha repartido por primera vez en 9 años dividendos entre sus accionistas, 0,96 millones €.

- La buena evolución de los resultados económicos de MIBGAS se apoya en el incremento de actividad de la plataforma, la prestación de nuevos servicios no regulados, la comisión por los gastos de gestión y el aumento coyuntural de los ingresos financieros, muy dependientes de la evolución de los tipos de interés. Por tanto, cabría valorar la posibilidad de que MIBGAS financie sus actividades como operador de mercado a través de las precios cargadas a sus usuarios, toda vez que los aumentos de volúmenes de negociación alcanzados son suficientes.
- En este sentido resulta conveniente revisar la situación retributiva de MIBGAS y valorar un modelo liberalizado basado en fees, eliminando la retribución regulada vigente como operador de mercado, si se considera que se ha alcanzado el nivel de liquidez suficiente, analizando las medidas de fomento de la liquidez reguladas actualmente y la necesidad o no de su mantenimiento.
- Mientras no se evolucione a ese modelo liberalizado, es necesario que MIBGAS tenga una retribución suficiente que le permita hacer frente a sus costes, innovar los servicios y mejorar su capacidad de supervisión del mercado. Adicionalmente, ha de considerarse como proceder con la retribución del gestor de garantías.
- Se requeriría la aprobación de la metodología de retribución definitiva, previo informe de esta Comisión, analizando las distintas partidas de costes y su imputación, por si éstas se hubiesen quedado desactualizadas²¹.

4.5. Sobre los cargos del sistema gasista

En el artículo 2 de la propuesta de Orden se establecen los cargos de aplicación para el año de gas 2024, cuyos valores concretos se incluyen en el anexo I junto la previsión sobre las variables de facturación, los costes considerados y el resto de los parámetros empleados en su determinación.

²¹ Cabe señalar que el informe de auditoría de las Cuentas Anuales de 2023 de MIBGAS incluye una salvedad (al igual que el de los cuatro años anteriores) derivada de que siguen sin establecerse las retribuciones definitivas de la sociedad. En particular, el auditor señala lo siguiente:

“[...] no es posible valorar el importe de los ingresos que finalmente se determinen regulatoriamente y, en consecuencia, no es posible determinar la razonabilidad de dichos ingresos registrados en el epígrafe “Importe neto de la cifra de negocios” de la cuenta de pérdidas y ganancias abreviada adjunta [...]”.

Como resultado de aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1184/2020 al escenario de demanda y costes que deben recuperarse mediante los cargos previstos para el año de gas 2025, se obtiene que los cargos unitarios de los consumidores que no contratan caudal se reducen para los grupos tarifarios RL.1, RL.2, RL.4 y RL.5 entre el 1,7% y un 17,2% y se incrementan para los grupos RL.3 y RL.6 un 11,7% y un 5,5% respectivamente respecto de los establecidos en la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024. Por otra parte, los cargos unitarios de los consumidores que contratan caudal aumentan entre el 2,4% y el 26,0%, respecto de los establecidos en dicha orden (véase Cuadro 14).

Cuadro 14. Cargos unitarios de la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024 y cargos unitarios de la propuesta de Orden para el año de gas 2025

Grupo tarifario	Orden TED/1072/2023 (A)		Propuesta de OM (B)		% variación (B) sobre (A)	
	Cargo para consumidores que no contratan caudal (€/año)	Cargo por cliente para consumidores que contratan caudal (€/kWh/día/año)	Cargo para consumidores que no contratan caudal (€/año)	Cargo por cliente para consumidores que contratan caudal (€/kWh/día/año)	Cargo para consumidores que no contratan caudal	Cargo por cliente para consumidores que contratan caudal
Suministrados desde red						
RL.1	0,31	0,017871	0,29	0,022515	-6,5%	26,0%
RL.2	0,60	0,009425	0,59	0,010027	-1,7%	6,4%
RL.3	1,11	0,007651	1,24	0,007831	11,7%	2,4%
RL.4	6,00	0,006486	4,97	0,006815	-17,2%	5,1%
RL.5	29,47	0,006313	24,73	0,006588	-16,1%	4,4%
RL.6	94,81	0,006283	99,98	0,006547	5,5%	4,2%
RL.7		0,006274		0,006538		4,2%
RL.8		0,006272		0,006535		4,2%
RL.9		0,006271		0,006534		4,2%
RL.10		0,006270		0,006534		4,2%
RL.11		0,006270		0,006533		4,2%
Plantas univalente		0,006270		0,006533		4,2%

Fuente: Orden TED/1072/2023 y propuesta Orden

Estas variaciones de los cargos unitarios se justifican porque tanto las variables de facturación como los costes previstos para el ejercicio son inferiores a los considerados para el ejercicio 2024 en la Orden TED/1072/2023 (véanse Cuadro 15 y cuadro 16)

Cuadro 15. Escenario de facturación previsto en la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024 y escenario de facturación previsto en la propuesta de Orden para el año de gas 2025

Grupo tarifario	Orden TED/1072/2023 (A)			Propuesta OM (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Consumo (MWh)	Número de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Consumo (MWh)	Número de suministros	Capacidad contratada equivalente	Consumo
Suministrados desde red	7.991.172	1.464.519.625	291.526.469	7.474.163	1.341.781.703	272.906.750	-6,5%	-8,4%	-6,4%
RL.1	4.594.552	79.212.715	9.565.831	4.971.406	63.902.947	9.569.290	8,2%	-19,3%	0,0%
RL.2	2.984.366	189.188.292	20.430.513	2.214.269	130.217.454	14.360.728	-25,8%	-31,2%	-29,7%
RL.3	342.545	49.629.474	6.287.867	213.497	33.802.563	3.998.301	-37,7%	-31,9%	-36,4%
RL.4	45.514	42.094.361	5.979.416	49.514	36.123.595	5.226.028	8,8%	-14,2%	-12,6%
RL.5	19.121	89.264.516	11.440.406	20.241	75.972.773	10.185.074	5,9%	-14,9%	-11,0%
RL.6	2.917	44.015.051	7.044.379	2.868	43.797.751	7.174.635	-1,7%	-0,5%	1,8%
RL.7	998	46.439.595	8.838.899	1.156	52.361.405	9.677.291	15,8%	12,8%	9,5%
RL.8	618	72.790.516	15.793.575	659	82.193.847	17.342.285	6,6%	12,9%	9,8%
RL.9	279	93.197.223	22.526.447	296	100.370.314	23.554.469	6,1%	7,7%	4,6%
RL.10	171	144.934.771	38.415.515	170	162.747.298	42.803.568	-0,6%	12,3%	11,4%
RL.11	91	613.753.111	145.203.621	87	560.291.756	129.015.081	-4,4%	-8,7%	-11,1%
Plantas unicitente									
Total	7.991.172	1.507.855.256	300.431.860	7.474.163	1.390.263.898	282.856.896	-6,5%	-7,8%	-5,8%

Fuente: Orden TED/1072/2023 y propuesta Orden

Cuadro 16. Costes previstos en la Orden TED/1072/2023 para el año de gas 2024 y costes previstos en la propuesta de Orden para el año de gas 2025

Concepto de coste (€)	Orden TED/1072/2023 (A)	Propuesta OM (B)	% variación (B) sobre (A)
Operador del Mercado Organizado de Gas	3.570.000,00	3.570.000,00	0,0%
Operador del Mercado	2.858.000,00	2.858.000,00	0,0%
Gestor de garantías	712.000,00	712.000,00	0,0%
Coste del suministro en territorios insulares	1.983.486,83	1.616.142,09	-18,5%
Extracoste provisional	993.325,16	1.154.623,94	16,2%
Retribucion provisional suministro a tarifa	127.892,85	124.416,91	-2,7%
D.A. 3ª Orden TED/1023/2021	- 102.504,38		-100,0%
Revisión extracoste 2019-2020	46.835,39		-100,0%
Revisión extracoste 2022	890.033,81		-100,0%
Revisión extracoste 2023		261.786,90	
Revisión retribución suministro tarifa 2019-2020	6.337,74		-100,0%
Revisión retribución suministro tarifa 2022	21.566,26		-100,0%
Revisión retribución suministro tarifa 2023		75.314,34	
Anualidad Financiación Déficit a 31/Dic/2014	5.499.261,71	5.432.329,78	-1,2%
Total a recuperar por cargos	11.052.748,54	10.618.471,87	-3,9%

Fuente: Orden TED/1072/2023 y propuesta Orden

Respecto de las **variables de facturación** empleadas en la determinación de los cargos, se indica en la memoria que acompaña a la propuesta de orden que, con objeto de asegurar la suficiencia de los cargos, se ha revisado a la baja el escenario de facturación implícito en la Resolución de 23 de mayo de 2024²², de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se

²² Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde01023>

establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2025 (en adelante, Resolución de peajes 2025).

En particular, se ha tomado una demanda prevista un 10% inferior a la demanda registrada en el periodo julio 2023 - junio 2024 (313,5 TWh) según el informe estadístico publicado por el GTS²³, lo que supone una reducción del 6,6% sobre el escenario de demanda considerado en la resolución de peajes 2025. El número de clientes, y la capacidad contratada se ha reducido en la misma proporción (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Variables de facturación de la propuesta de Orden y de la Resolución de peajes de la CNMC para 2024

	Propuesta OM (A)			Resolución 23/05/2024 CNMC (B)			(A)/(B)		
	Número de suministros	Capacidad Contratada Equivalente (kWh/día)	Consumo (MWh)	Número de suministros	Capacidad Contratada Equivalente (kWh/día)	Consumo (MWh)	Número de suministros	Capacidad Contratada Equivalente	Consumo
RL.1	4.971.406	63.902.947	9.569.290	5.322.822	68.420.082	10.245.718	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.2	2.214.269	130.217.454	14.360.728	2.370.790	139.422.191	15.375.851	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.3	213.497	33.802.563	3.998.301	228.589	36.191.979	4.280.931	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.4	49.514	36.123.595	5.226.028	53.014	38.677.079	5.595.442	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.5	20.241	75.972.773	10.185.074	21.672	81.343.093	10.905.031	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.6	2.868	43.797.751	7.174.635	3.071	46.893.701	7.681.791	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.7	1.156	52.361.405	9.677.291	1.238	56.062.698	10.361.354	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.8	659	82.193.847	17.342.285	706	88.003.918	18.568.167	-6,7%	-6,6%	-6,6%
RL.9	296	100.370.314	23.554.469	317	107.465.233	25.219.474	-6,6%	-6,6%	-6,6%
RL.10	170	162.747.298	42.803.568	182	174.251.486	45.829.242	-6,5%	-6,6%	-6,6%
RL.11	87	560.291.756	129.015.081	93	599.897.338	138.134.825	-6,9%	-6,6%	-6,6%
Plantas uniciente		48.482.195	9.950.146	-	51.909.277	10.653.496		-6,6%	-6,6%
Total	7.474.163	1.390.263.898	282.856.896	8.002.494	1.488.538.074	302.851.324	-6,6%	-6,6%	-6,6%

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Al respecto se indica que, la demanda considerada en la Resolución de peajes 2025 es un 2,2% inferior a la registrada en los últimos 12 meses, motivado fundamentalmente porque la demanda destinada a generación eléctrica es un 11% inferior a la registrada en los últimos 12 meses, mientras que la demanda convencional resulta un 0,8% superior. Asimismo, dicha demanda es un 1,9% inferior a la demanda prevista por el GTS para el año de gas 2025 según la actualización del pasado 29 de agosto de 2024 (véase Cuadro 18).

²³ Disponible en https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/boletin-estadistico-del-gas/Bolet%C3%ADn%20Estad%C3%ADstico_jun24.pptx.pdf

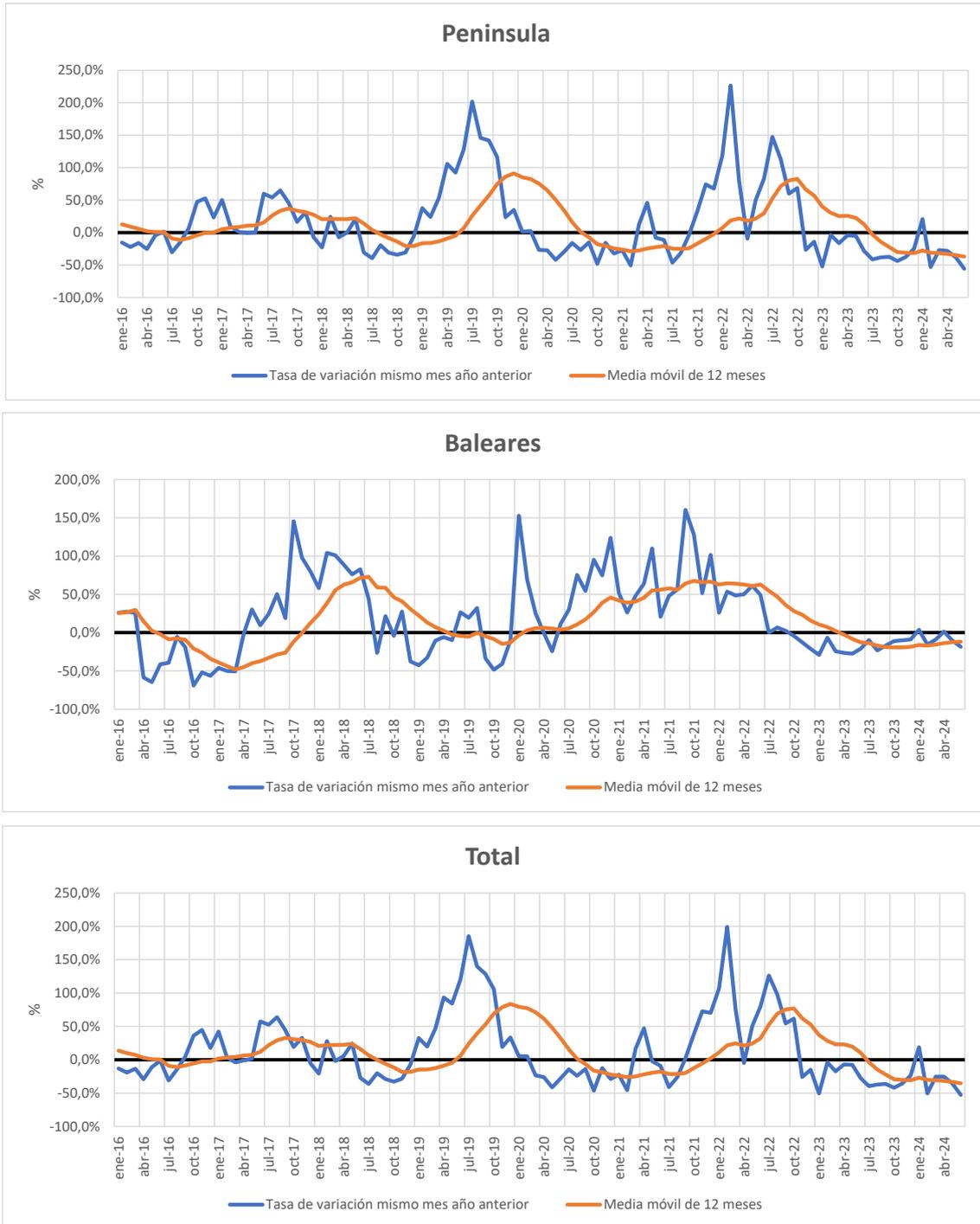
Cuadro 18. Previsiones de demanda para el cierre del año de gas 2024 y 2025 de la CNMC, demanda registrada en los últimos doce meses y previsión de la demanda de gas para el año 2025 del GTS actualizada a 29 de agosto de 2024.

Tipo de consumo	Previsión CNMC			SL-ATR		Previsión del GTS actualizada a 29 de agosto de 2024	
	Cierre 2024 (A)	Año 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)	Últimos 12 meses a jul-24 (C)	% variación (B) sobre (C)	Año de gas 2025 (D)	% variación (B) sobre (D)
Generación eléctrica	82,9	69,4	-16,2%	78,0	-11,0%	60,6	14,6%
Península	74,0	65,0	-12,2%	69,7	-6,8%		
Baleares	8,9	4,4	-50,2%	8,3	-46,6%		
Convencional	229,1	234,5	2,4%	232,7	0,8%	249,3	-5,9%
Suministrada desde red T&D	216,4	221,5	2,4%	220,7	0,4%	237,1	-6,6%
Cisternas	12,7	13,0	2,3%	12,0	8,0%	12,2	6,3%
Total	312,0	303,9	-2,6%	310,7	-2,2%	309,9	-1,9%

Fuente: GTS y CNMC

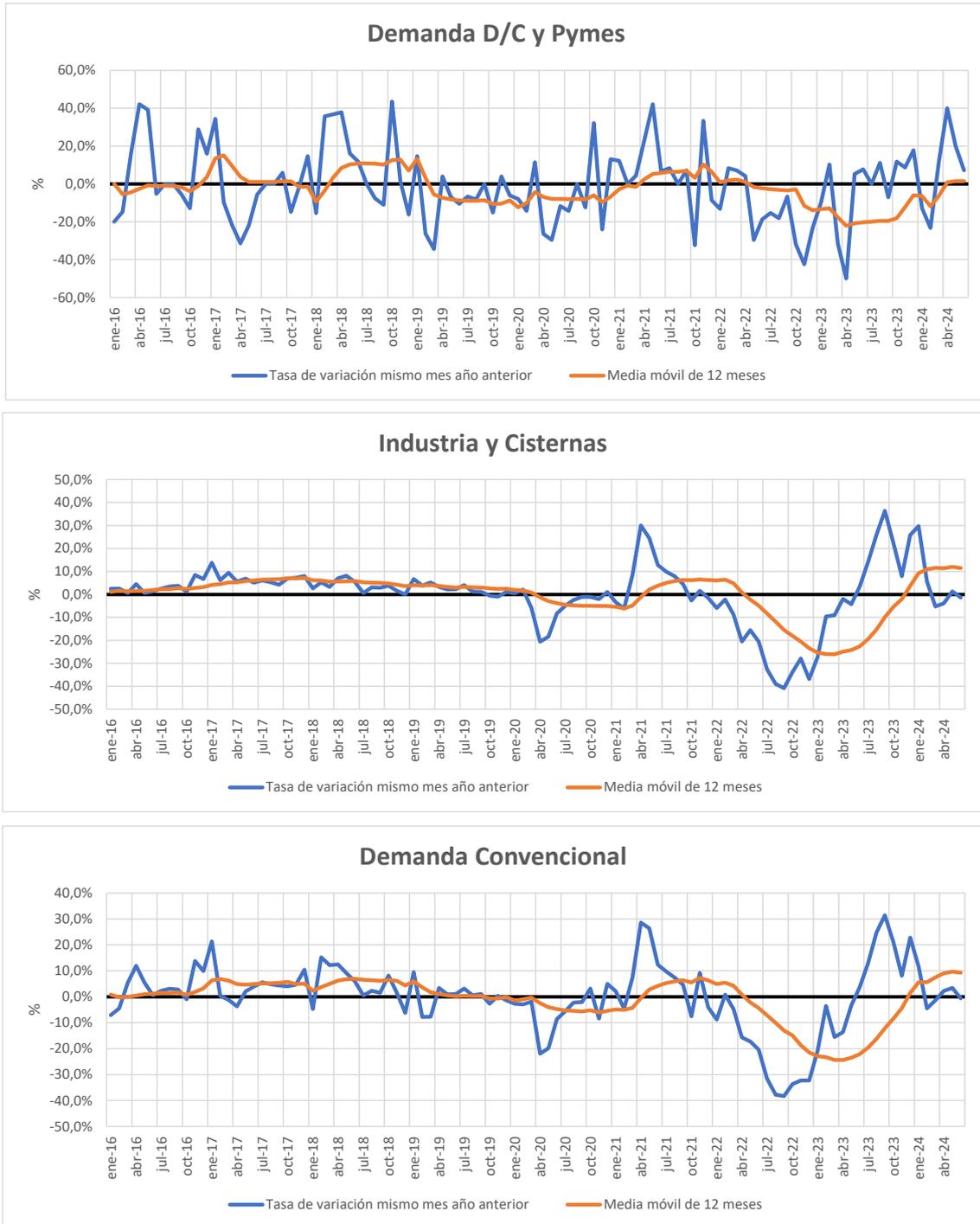
Según la última información disponible julio de 2024 se mantiene la tendencia a la baja de la demanda de gas en el caso de las centrales de generación eléctrica y una tendencia ligeramente creciente de la demanda convencional (véanse GRÁFICO 1 y GRÁFICO 2).

Gráfico 1. Evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica



Fuente: GTS

Gráfico 2. Evolución de la demanda convencional



Fuente: GTS

En consecuencia, cabría concluir que el escenario de facturación de la propuesta de Orden puede resultar conservador.

Por último, teniendo en cuenta que en el año de gas 2025 los cargos representan entre el 0,2% y el 1,8% de la facturación total de acceso de los consumidores, el

impacto de la variación de los cargos de la propuesta de Orden sobre la facturación de acceso de los consumidores se sitúa entre el -0,07% y el 0,07%.

Cabe señalar que, en caso de aplicar los cargos de la propuesta de Orden al escenario de facturación previsto por la CNMC para 2025 se registraría un superávit de ingresos del 7,07% (750.600 €) respecto de los costes previstos para el ejercicio en la propuesta de Orden (véase Cuadro 19).

Cuadro 19. Superávit implícito en caso de considerar el escenario de facturación de la Resolución de peajes de 2024

Grupo Tarifario	Escenario de demanda CNMC				Cargo unitario OM		Facturación	
	Número de suministros (N)	Capacidad Contratada Equivalente (kWh/día)	Consumo (MWh)	Factor de carga	€/cliente año	€/kWh/día/año	€	€/MWh
RL.1	5.322.822	68.420.082	10.245.718	41,0%	0,29	0,02252	1.540.488	0,1504
RL.2	2.370.790	139.422.191	15.375.851	30,2%	0,59	0,01003	1.397.926	0,0909
RL.3	228.589	36.191.979	4.280.931	32,4%	1,24	0,00783	283.414	0,0662
RL.4	53.014	38.677.079	5.595.442	39,6%	4,97	0,00681	263.580	0,0471
RL.5	21.672	81.343.093	10.905.031	36,7%	24,73	0,00659	535.887	0,0491
RL.6	3.071	46.893.701	7.681.791	44,9%	99,98	0,00655	307.015	0,0400
RL.7	1.238	56.062.698	10.361.354	50,6%		0,00654	366.530	0,0354
RL.8	706	88.003.918	18.568.167	57,8%		0,00653	575.103	0,0310
RL.9	317	107.465.233	25.219.474	64,3%		0,00653	702.170	0,0278
RL.10	182	174.251.486	45.829.242	72,1%		0,00653	1.138.478	0,0248
RL.11	93	599.897.338	138.134.825	63,1%		0,00653	3.919.341	0,0284
Plantas satélite uniciente	-	51.909.277	10.653.496	56,2%		0,00653	339.140	0,0318
Total Ingresos	8.002.494	1.488.538.074	302.851.324	55,7%			11.369.072	0,0375
Retribución propuesta OM							10.618.472	
Superavit							750.600	
Retribución CNMC							10.618.472	
Superavit							750.600	

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Por otra parte, el Anexo I de la propuesta de Orden establece en un importe de 5.499.261,71 € la anualidad correspondiente al año de gas 2025 relativa al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. Este importe debe corregirse para que sea igual que el de la MAIN, 5.432.329,78 €, que es la cantidad correcta.

Según se recoge en la memoria que acompaña a la propuesta de orden, para el cálculo de dicha cantidad se ha tenido en cuenta que la anualidad correspondiente al año de gas 2024 ascendía a 5.499.261,71 €, de los que 5.045.270,32 € corresponden a amortización de principal y 453.991,39 € a intereses, según la Resolución de 19 de octubre de 2023 de la CNMC, *por la que se calcula la anualidad correspondiente al año de gas 2024 del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 (RAP/DE/006/23)* partiendo que el importe pendiente de cobro a 30 de septiembre de 2023 era de 41.122.408,75 €.

Por otro lado, se indica en la memoria que se ha considerado como superávit de cargos del ejercicio 2023, el importe de 74.440,88 € de la liquidación provisional 13/2013 de la CNMC. Este importe coincide con el de la *“Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva del sector gas del año de gas 2023 de las actividades reguladas, cargos y cuota del gestor técnico del sistema”*

(LIQ/DE/008/24), aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 30 de julio de 2024.

Teniéndose en cuenta dicho superávit, el nuevo importe pendiente de cobro a 30/09/2024 correspondiente al derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, una vez se lleve a cabo la amortización anticipada del mismo, asciende a 36.002.697,55 €, importe que coincide con el de la MAIN.

Cuadro 20. Importes y amortización del déficit acumulado a 31/12/2024 en 2024 y 2023

Prioridad Amortización Anticipada (según art. 61.3 Ley 18/2014)	Derecho de Cobro	Tipo de Interés Definitivo (según art. 12 Orden TEC/1367/2018)	Importe Pendiente de Cobro a 30/09/2023 (€) (RAP/DE/006/23)	Amortización Total Año de Gas 2024 (€)	Importe Pendiente de Cobro a 30/09/2024 (€)	Importe Amortizado Anticipadamente (€) - Superávit 2023	Importe Pendiente de Cobro a 30/09/2024 (€) (tras amortización)
1	Déficit Acumulado a 31/12/2014	1,104%	41.122.408,75	5.045.270,32	36.077.138,43	74.440,88	36.002.697,55

Las anualidades previstas tras la amortización para los años de gas 2025 a 2032 serían las que se muestran a en el Cuadro 21, coincidiendo con las de la MAIN.

Así, el cálculo de la nueva anualidad correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2024 y el 30 de septiembre de 2025 (año de gas 2025) del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 asciende a 5.432.329,78 €, de los que 5.034.860,00 € corresponden a amortización de principal y 397.469,78 € a intereses.

Esta cantidad es la que debe reflejarse en el cuadro incluido en el apartado a del Anexo I de la propuesta de orden, con los conceptos a cubrir por cargos, para el déficit acumulado a 31/12/2014.

Cuadro 22. Anualidades previstas del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 entre los años de gas 2025 y 2032 tras amortización

ANUALIDADES DÉFICIT ACUMULADO A 31/12/2014 - TRAS AMORTIZACIÓN CON SUPERÁVIT 2023						
Tipo Interés	1,104%					
Fecha Devengo	25/11/2016					
Plazo (años)	15					
Importe Derecho (€)	1.025.052.945,66 24/11/2016					
Año	Fechas de inicio y fin	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2016	25/11/2016-31/12/2016	1,104%	1.025.052.945,66	1.147.160,62	6.927.298,45	8.074.459,07
Año / Año de gas (t)	Fechas de inicio y fin	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2017	01/01/2017-31/12/2017	1,104%	1.018.125.647,21	11.240.107,15	68.336.863,04	79.576.970,19
2018	01/01/2018-31/12/2018	1,104%	949.788.784,17	10.485.668,18	68.336.863,04	78.822.531,22
2019	01/01/2019-31/12/2019	1,104%	881.451.921,13	9.731.229,21	68.336.863,04	78.068.092,25
2020	01/01/2020-31/12/2020	1,104%	756.182.027,60	8.348.249,58	63.552.023,96	71.900.273,55
2021	01/01/2021-31/12/2021	1,104%	372.245.390,11	4.109.589,11	34.155.245,70	38.264.834,81
2022	01/01/2022-30/09/2022	1,104%	151.398.943,36	1.250.148,78	11.439.776,24	12.689.925,01
2023	01/10/2022-30/09/2023	1,104%	58.832.031,30	649.505,63	6.429.248,93	7.078.754,55
2024	01/10/2023-30/09/2024	1,104%	41.122.408,75	453.991,39	5.045.270,32	5.499.261,71
Año de gas (t)	Fechas de inicio y fin	Tipo de Interés	IPC 30/09/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2025	01/10/2024-30/09/2025	1,104%	36.002.697,55	397.469,78	5.034.860,00	5.432.329,78
2026	01/10/2025-30/09/2026	1,104%	30.967.837,55	341.884,93	5.034.860,00	5.376.744,93
2027	01/10/2026-30/09/2027	1,104%	25.932.977,55	286.300,07	5.034.860,00	5.321.160,07
2028	01/10/2027-30/09/2028	1,104%	20.898.117,54	230.715,22	5.034.860,00	5.265.575,22
2029	01/10/2028-30/09/2029	1,104%	15.863.257,54	175.130,36	5.034.860,00	5.209.990,37
2030	01/10/2029-30/09/2030	1,104%	10.828.397,54	119.545,51	5.034.860,00	5.154.405,51
2031	01/10/2030-30/09/2031	1,104%	5.793.537,54	63.960,65	5.034.860,00	5.098.820,66
2032	01/10/2031-24/11/2031	1,104%	758.677,53	1.262,11	758.677,53	759.939,64

En 2019, el importe final de la anualidad fue de 74.423.956,01 €, conforme a la Resolución del Pleno de la CNMC, de 5 de julio de 2019

A 31/12/2020 se amortizan 320.384.613,53 €

A 31/12/2021 se amortizan 186.691.201,04 €

A 30/09/2022 se amortizan 81.127.135,83 €

A 30/09/2023 se amortizan 11.280.373,62 €

A 30/09/2024 se amortizan 74.440,88 €

Fuente: Elaboración propia

4.6. Procedimiento de estimación de la energía pendiente de suministro en caso de rescisión anticipada de un contrato de suministro (D.A. segunda)

Conforme el artículo 38 del Real Decreto 1434/2002²⁴, para aquellos consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso la penalización máxima²⁵ por rescisión de contrato no podrá exceder el 5% de la

²⁴ Para aquellos consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, y siempre que, a solicitud del consumidor, se rescindiera su contrato antes de iniciada la primera prórroga, la penalización máxima por rescisión de contrato no podrá exceder el 5% de la facturación prevista por el término variable de energía, que se calculará mediante la multiplicación del precio del contrato en el momento de su rescisión por la energía estimada pendiente de suministro. A este efecto, se habilita a la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a dictar el procedimiento a emplear para la estimación de la energía pendiente de consumo

²⁵ Adicionalmente, en el caso de suministros que tengan la condición de “consumidores y usuarios” a efectos de la LGDCyU resulta de aplicación lo dispuesto, en particular en el artículo 62.3, que establece que se puede considerar como abusiva cualquier penalización por la baja

facturación prevista por el término variable de energía, que se calculará mediante la multiplicación del precio del contrato en el momento de su rescisión por la energía estimada pendiente de suministro.

La disposición adicional segunda de la propuesta de orden establece el procedimiento de estimación de la energía pendiente de suministro en caso de rescisión anticipada de un contrato de suministro, conforme a la habilitación prevista en el artículo 38 del citado RD. La disposición establece que se tomará como consumo previsto del periodo pendiente de facturar, el consumo realizado por dicho consumidor durante los mismos meses del año anterior, aplicándose un prorrateo por número de días en caso de meses incompletos, o bien el consumo medio referido en el artículo 53.3.m del Real Decreto 1434/2002.

Al respecto, cabe indicar que nueva 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, establece una mayor protección de los consumidores de gas frente a las penalizaciones de los contratos de suministro de gas, estableciendo como regla general la no existencia de dichas penalizaciones en el caso de consumidores domésticos, microempresas y pequeñas empresas:

Directiva (UE) 2024/1788 Artículo 12. Derecho a cambiar de suministrador y normas aplicables a las tasas relacionadas con el cambio de suministrador

3.Los Estados miembros velarán por que al menos los clientes domésticos, las microempresas y las pequeñas empresas no tengan que pagar ninguna tasa relacionada con el cambio de suministrador de gas natural e hidrógeno, incluso cuando el suministro de gas esté vinculado o agrupado a otros servicios, equipos o productos. No obstante, los Estados miembros podrán permitir a los suministradores o a los participantes en el mercado que apliquen una penalización por resolución de contrato a sus clientes cuando estos pongan fin de manera voluntaria a contratos de suministro de plazo fijo y precio fijo antes de su vencimiento, siempre y cuando tales penalizaciones:

- a) formen parte de un contrato que el cliente ha suscrito voluntariamente, y*
- b) hayan sido comunicadas claramente al cliente antes de suscribir el contrato.*

anticipada de un contrato de suministro cuyo importe no se corresponda con un daño efectivamente causado al suministrador.

Dichas penalizaciones deberán ser proporcionadas y no rebasarán la pérdida económica directa sufrida por el suministrador o el participante en el mercado como consecuencia de la resolución del contrato por parte del cliente. En caso de ofertas agrupadas, los clientes deberán poder rescindir los servicios individuales de un contrato. La carga de la prueba relativa a la pérdida económica directa recaerá en el suministrador o en el participante en el mercado. La autoridad reguladora, u otra autoridad competente nacional, hará un seguimiento de la autorización de aplicar penalizaciones por resolución de contrato.

Con carácter excepcional, el artículo 12 de la nueva directiva permite a los Estados miembros autorizar la aplicación de penalizaciones por la cancelación anticipada de los contratos de suministro de gas, únicamente en el caso de contratos de suministro de plazo fijo y precio fijo, bajo condiciones estrictas y la supervisión de una autoridad reguladora nacional.

Por tanto, se advierte que será necesario ajustar convenientemente el artículo 38 del Real Decreto 1434/2002 a lo dispuesto en la Directiva 2024/1788, incrementando la protección de los consumidores frente a las penalizaciones por la cancelación anticipada de los contratos de suministro de gas, y en consecuencia también la disposición adicional segunda de la propuesta de orden.

4.7. Habilitación al operador del mercado organizado de gas para negociar nuevos productos (D.A. 3)

La disposición adicional tercera de la propuesta de orden establece la habilitación al operador del mercado organizado de gas para negociar en su plataforma productos de transferencia de titularidad de gases renovables, garantías de origen y pruebas de sostenibilidad asociadas. Asimismo, podrá publicar precios de referencia de estos productos, de acuerdo con metodologías basadas en señales de precio e información de mercado relacionada.

Los productos anteriores se enmarcan fuera del sistema regulado de gas natural, no estarán sometidos a regulación sectorial específica y MIBGAS, S.A. podrá establecer el procedimiento de negociación sin recibir retribución regulada alguna con cargo al sistema gasista.

Al respecto, cabe valorar la conveniencia de que tales productos, que por sus características especiales pueden requerir mecanismos de negociación Ad-hoc (como subastas bajo petición), se negocien en la plataforma no regulada (MIBGAS Derivatives) que permite más flexibilidad, para lo que no se requiere habilitación explícita, y facilitando así la separación contable entre actividades.

Por último, en relación con la reflexión mencionada en el apartado 4.4 sobre el funcionamiento del mercado, cabría evaluar el ámbito de aplicación del artículo 14 del RD 984/2015. En concreto, en relación con los productos en negociación en MIBGAS indicar que la habilitación de MIBGAS para negociar este tipo de productos, no sería óbice para que cualquier otra plataforma pueda desarrollarlos.

4.8. Sobre la modificación de los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural

La disposición final primera modifica la Orden TED/72/2023, de 26 de enero, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural. En concreto, se modifican los siguientes artículos de la orden:

- El artículo 4, sobre el cálculo de las existencias mínimas operativas del usuario. Los cambios propuestos se centran en clarificar que la información a intercambiar sobre la capacidad de almacenamiento y las obligaciones de mantenimiento de existencias de gas debe expresarse en kWh. También se indica que las obligaciones de llenado de cada usuario no podrán ser modificadas, una vez revisadas tras las alegaciones, durante el ciclo de inyección y extracción. Por último, se explica que la información para asignación primaria de capacidad debe tener en cuenta los cambios en los arrendamientos de capacidad, que se comunicarán antes del día 20 de cada mes.
- El artículo 5, sobre la posibilidad de cumplir las obligaciones de existencias mínimas operativas del usuario mediante almacenamiento de GNL. En este caso, se introduce la obligación de que los usuarios, en su solicitud de capacidad para el procedimiento de asignación primaria, informen de la cantidad de GNL que van a almacenar como existencias mínimas operativas del usuario, para reducir en consecuencia la capacidad de los almacenamientos subterráneos reservada para a la asignación primaria.

Por otro lado, la orden señala la obligación de aplicar, a la capacidad de almacenamiento subterráneo contratada mediante asignación primaria y no empleada para cumplir con las obligaciones de mantenimiento de existencias, el mecanismo de renuncia de capacidad regulado en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la CNMC, sobre el acceso a las instalaciones de gas natural.

- El artículo 8, que regula la adquisición subsidiaria de gas natural por el GTS. La orden relaja las penalizaciones a los usuarios por incumplimiento del mantenimiento de existencias de seguridad, cuando estos incumplimientos no

ponen en riesgo alcanzar los hitos de llenado fijados por normativa europea. En este caso, el GTS no tendrá que adquirir el gas en defecto, y el usuario que incumple solo abonará la diferencia entre la tarifa de desbalance y el precio de mercado correspondiente a la cantidad en defecto.

Cuando el incumplimiento por falta de existencias sí ponga en riesgo alcanzar los hitos de llenado, el GTS adquirirá el gas en el mercado organizado. Si el usuario con gas en defecto tiene cartera de balance en el almacenamiento virtual de balance (AVB), el GTS inyectará el gas en los almacenamientos subterráneos y cargará al usuario la tarifa de desbalance, junto con el canon de inyección y almacenamiento. Si el usuario no tuviera cartera de balance en AVB, el GTS inyectará el gas adquirido en una cuenta a su nombre y podrá, o bien venderlo cuando el usuario cumpla con sus obligaciones (cobrando al usuario la diferencia entre la tarifa de desbalance y el precio del mercado), o bien entregarlo al usuario cuando este disponga de capacidad de almacenamiento suficiente (cobrando al usuario la tarifa de desbalance, más los cánones de inyección, extracción y almacenamiento).

En cuanto al nuevo artículo 4, se valoran positivamente los cambios propuestos, que buscan una mayor precisión en el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias operativas, promoviendo por tanto la mejora en la seguridad de suministro. No obstante, debe recordarse que el ciclo de extracción e inyección en los almacenamientos subterráneos no está sujeto a unas fechas fijas, sino que depende de las necesidades del sistema, y puede variar de un año a otro. Considerando que lo que se pretende es que las obligaciones de existencias operativas del usuario, a mantener desde el 1 de abril de un año hasta el 31 de marzo del año siguiente, queden fijas en este periodo, se sugiere una redacción más clara a este respecto. Además, sobre la información de arrendamientos de existencias mínimas a tener en cuenta en el procedimiento de asignación primaria de capacidad, el procedimiento tiene lugar una única vez al año, en los meses de febrero/marzo, y por tanto, solo pueden considerarse los contratos comunicados antes del 20 de febrero. Se recomienda clarificar también este aspecto en el artículo 4, para evitar confusiones.

En lo que se refiere al artículo 5, señalar que el mecanismo de renuncia regulado en la Circular 8/2019 de la CNMC es un mecanismo de aplicación voluntaria para los usuarios; esto es, obliga al operador a aceptar la capacidad renunciada, pero no obliga al usuario a renunciar a la capacidad infrautilizada. Así, antes que renunciar a la capacidad, el usuario puede aplicar otras medidas para poner en valor su capacidad contratada y no usada, como es, por ejemplo, la oferta de la capacidad en el mercado secundario. Entendiendo que el objeto de la propuesta es liberar la capacidad de los almacenamientos subterráneos asignada en el proceso de asignación primaria, que no se está empleando a tal fin, debería entonces obligarse al usuario a liberar dicha capacidad, cuestión que no regula

el artículo 38 de la Circular 8/2019. En consecuencia, se propone una redacción que obligue a los usuarios a poner de nuevo a disposición del sistema la capacidad de los almacenamientos subterráneos asignada para mantenimiento de existencias que no se use para cumplir con esta obligación.

Respecto a los cambios introducidos en el artículo 8, cabe hacer las siguientes consideraciones:

- Se define el incumplimiento de mantenimiento de existencias mínimas operativas del usuario como desbalance en el almacenamiento virtual de balance (AVB) según la Circular 2/2020, de la CNMC, que establece las normas de balance de gas natural. Sin embargo, el tratamiento que se da a estos “desbalances” no es el definido por la circular. Por ejemplo, la circular obliga al usuario, para cada día en que está en desbalance, a pagar un recargo según la tarifa de desbalance que le corresponda. La propuesta de orden, sin embargo, define recargos diferentes. Sería aconsejable, para evitar confusiones, no definir estos incumplimientos como desbalances según la Circular 2/2020, ya que no se les aplicaría el tratamiento definido la circular.
- En el caso considerado de que no exista riesgo de incumplimiento de los hitos de llenado, se estima positivo no obligar al GTS a comprar el gas de existencias mínimas en defecto, ya que, como indica la memoria de la orden, la compra no contribuiría a alcanzar estos hitos (que se cumplirían de por sí) y la inyección del gas comprado por el GTS en los almacenamientos solo reduciría la capacidad disponible en estas instalaciones. Sin embargo, se considera que el recargo impuesto al usuario (la diferencia entre la tarifa de desbalance y el precio del mercado) no es suficiente para desincentivar el incumplimiento o promover su subsanación. En primer lugar, porque no tiene en cuenta los días de incumplimiento, que podrían llegar a alcanzar varios meses hasta el siguiente hito de llenado. En segundo lugar, porque no se tiene en cuenta la definición de la tarifa de desbalance diaria en AVB por defecto de existencias de la Circular 2/2020, desarrollada por la Resolución de 1 de julio de 2020, de la CNMC. Esta tarifa se define como el precio medio ponderado de todas las transferencias de título de propiedad de gas para la adquisición de gas realizadas para el día de gas por el GTS para la gestión de desbalances en el tanque virtual de balance (TVB) y AVB en el mercado organizado de gas, incrementado en un 3%, al que debe sumarse el peaje diario de inyección. La propuesta señala que el usuario, para la cantidad en incumplimiento, solo pagaría la diferencia entre la tarifa de desbalance calculada según lo anterior y el precio del gas en el mercado, sin indicar para qué día de gas. En general, esta diferencia sería menor que comprar el gas en el mercado organizado (por el que pagaría el 100% del precio del mercado) y cumplir con su obligación.

Por eso, es aconsejable, al menos, que el recargo que se establezca tenga en cuenta los días de incumplimiento, con el fin de favorecer que sea el propio usuario quien cumpla con su obligación. Además, debe puntualizarse a qué tarifa de desbalance y precio de mercado se hace referencia y el día de gas al que corresponderían, ya que el mercado organizado calcula y publica varios precios de referencia y tarifas de desbalance, que además cambian con el tiempo.

- En el caso de exista riesgo de incumplimiento de los hitos de llenado, se recomienda tener en cuenta las siguientes observaciones:
 - a. Serían insuficientes los recargos establecidos para incentivar el cumplimiento de las obligaciones de los usuarios; debería considerarse de nuevo la duración del incumplimiento y clarificarse la tarifa de desbalance y el precio de mercado a emplear en el cálculo del recargo.
 - b. La contratación del acceso a las instalaciones del sistema gasista obliga a tener cartera de balance en el área de balance donde se ha contratado capacidad (apartado 6.4 de la Resolución de 15 de abril de 2020 de la CNMC²⁶). Sin embargo, los usuarios pueden disponer de cartera de balance en un área sin tener capacidad de acceso contratada, a no ser que deseen operar en TVB/AVB (artículo 5.1 de la Circular 2/2020 de la CNMC²⁷). Por tanto, para que el GTS pueda inyectar en los almacenamientos subterráneos a nombre del usuario el gas en defecto adquirido, no es suficiente con que tenga cartera de balance en AVB, además debe contar con capacidad de acceso contratada y no usada (disponible).
 - c. Como ya se ha indicado, la tarifa de desbalance incluye el peaje de inyección del gas en el almacenamiento subterráneo, por lo que volver a cargarlo al usuario implicaría que este lo abonase dos veces.
 - d. El apartado 3.b.ii de este artículo se refiere a “usuarios que no dispongan de cartera de balance”. Según lo dispuesto en el artículo 5.1 de la Circular 2/2020, esto solo se cumpliría en el caso de usuarios que cumplen sus obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas mediante el

²⁶ La contratación de cualquiera de los servicios de acceso requerirá la habilitación de los usuarios con el gestor técnico del sistema para disponer de cartera de balance en TVB, PVB y/o AVB, mediante la firma del contrato marco de habilitación de cartera de balance previsto en la Circular 2/2020, de 9 de enero, por la que se establecen las normas de balance de gas natural.

²⁷ Los sujetos que deseen operar en alguna de las áreas de balance en TVB, PVB y AVB, y, por tanto, disponer de una cartera de balance en alguna de estas áreas deberán estar habilitados como usuarios de las áreas de balance, con independencia de que ya dispongan de un contrato de acceso. Además, los sujetos que deseen operar en TVB y/o AVB deberán haber suscrito con anterioridad el contrato marco de acceso en vigor a las instalaciones del sistema gasista.

arrendamiento, a otros usuarios, tanto del gas, como de la capacidad de almacenamiento. Sería conveniente clarificar este extremo.

- e. La obligación de que el GTS mantenga en una cuenta a su nombre el gas en defecto de un usuario y este gas se inyecte, implica que habría un gas que estaría ocupando capacidad de almacenamiento subterráneo por el que nadie abonaría el canon de almacenamiento, manteniéndose esta situación mientras el gas estuviera en la cuenta del GTS.

Finalmente, se proponen cambios en la propuesta para corregir erratas, clarificar la redacción y establecer el destino de los ingresos económicos del GTS por la gestión de los incumplimientos de existencias mínimas en los almacenamientos subterráneos.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la disposición final primera quedaría redactada como sigue:

“Disposición final primera. Modificación de la Orden TED/72/2023, de 26 de enero, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

1. Se modifican los apartados 2, 3, 4, 5 y 6 del artículo 4, que pasan a tener la siguiente redacción:

“2. A los efectos de los cálculos anteriores, antes del 15 de enero el GTS comunicará a CORES la capacidad disponible del conjunto de almacenamientos subterráneos básicos el 1 de abril, expresadas en unidades de energía, kWh.

3. Antes del 5 de febrero, los sujetos obligados comunicarán a CORES sus cifras de ventas o consumos firmes e interrumpibles del año natural anterior, expresadas en unidades de energía, kWh.

4. Antes del 10 de febrero, CORES comunicará a cada sujeto obligado la cuantía de sus obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, expresadas tanto en días de ventas y consumo firme como en unidades de energía, kWh, para el primer día de los meses de abril y noviembre, así como para las fechas incluidas en la trayectoria de llenado del Reglamento (UE) 2022/1032, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 29 de junio. La comunicación desglosará las existencias mínimas estratégicas, mínimas operativas del sistema y mínimas operativas del usuario, así como los parámetros empleados en su cálculo, como son la capacidad disponible de los almacenamientos subterráneos, la demanda firme del año natural anterior y los niveles mínimos de almacenamiento de las fechas incluidas en la trayectoria de llenado.

5. Los sujetos obligados dispondrán de un plazo de cinco días hábiles para presentar alegaciones. Antes del 20 de febrero, CORES comunicará al GTS y a cada sujeto obligado la cuantía definitiva de sus obligaciones, expresadas en unidades de energía, kWh. Estas cuantías permanecerán fijas ~~a lo largo del ciclo de inyección y extracción~~ desde el 1 de abril de ese año hasta el 31 de marzo del año siguiente y no estarán sujetas a correcciones.

6. Asimismo, antes del 20 de cada mes, CORES notificará al GTS los contratos de arrendamiento de existencias mínimas de seguridad de los sujetos obligados para el cálculo de los derechos de inyección y extracción, expresadas en unidades de energía, kWh. CORES comunicará, tan pronto como tenga conocimiento de ello, de cualquier cambio de arrendamientos que se produzca a partir de dichas comunicaciones. ~~Esta será~~ La información sobre la que se basará arrendamientos a tener en cuenta en la asignación de la primaria de capacidad realizada por el GTS será la comunicada antes del 20 de febrero.

2. Se modifica el apartado 1 del artículo 5, que pasa a tener la siguiente redacción:

“1. En el caso de que la obligación de mantenimiento de existencias mínimas operativas del usuario supere los 7,5 días de ventas o consumos firme, los sujetos obligados podrán cumplir esta parcialmente mediante gas natural licuado (GNL) almacenado en plantas de regasificación nacionales. En el momento del envío de la solicitud de capacidad a la que hace referencia el artículo 6 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, cada comercializador, o consumidor directo en mercado, informará de la cantidad de GNL almacenado en plantas nacionales que empleará en el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas operativas del usuario de seguridad. No se asignará capacidad primaria de almacenamiento subterráneo correspondiente a este volumen de GNL previsto.

La capacidad de almacenamiento subterráneo asignada de manera directa solo podrá emplearse para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, ya sea propia o de terceros. El usuario deberá renunciar a la capacidad asignada de manera directa y no utilizada a este fin. A la capacidad así renunciada le será de aplicación aplicándose en caso contrario lo dispuesto en el artículo 389.1 “Mecanismo de renuncia de capacidad”, de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.”

3. Se modifica el párrafo 3 del artículo 8 “Adquisición subsidiaria de gas natural por parte del GTS”, que pasa a tener la siguiente redacción:

“3. En un plazo máximo de dos días hábiles desde la recepción de la comunicación anterior, previa verificación de que el sujeto obligado continúa incumpliendo sus obligaciones de existencias de mínimas de seguridad, ~~el incumplimiento tendrá la consideración de desbalance negativo en el almacenamiento virtual de balance (AVB), conforme la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, y el GTS procederá del siguiente modo:~~

a. Cuando no exista riesgo de incumplimiento de los hitos de llenado del almacenamiento subterráneo, para cada día de gas en el que dure el incumplimiento, el GTS procederá a facturar al usuario la diferencia entre la tarifa de desbalance diaria de compra para TVB/AVB definida en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y el precio de referencia diario del producto intradiario con entrega en el punto virtual de balance publicado por el mercado organizado de gas, correspondiente a la cantidad dicho volumen de gas en defecto. Las cantidades económicas recibidas por el GTS por este concepto se ingresarán en la cuenta de liquidación de desbalances en TVB y AVB definida en la Circular 2/2020 citada.

b. En caso de que exista riesgo de incumplimiento de los hitos, el GTS adquirirá dicho gas en el mercado organizado de gas natural, mediante productos con entrega en el punto virtual de balance en una o varias sesiones a cargo de la cuenta de liquidación de desbalances en TVB y AVB referida en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y actuará conforme lo siguiente:

i. En el caso de que el usuario disponga de capacidad de almacenamiento subterráneo disponible ~~cartera de balance en el AVB,~~ el GTS adquirirá e inyectará dicho el gas en defecto en el almacenamiento subterráneo a nombre del usuario, cargando al usuario la tarifa de desbalance diaria de compra para TVB/AVB definida en la citada Circular 2/2020 para el primer día en el que ocurra el incumplimiento, correspondiente al gas en defecto ~~junto con el canon de inyección y almacenamiento, en su caso. La cantidad económica recibida por el GTS por este concepto se ingresará en la cuenta de liquidación de desbalances en TVB y AVB definida en la Circular 2/2020.~~

ii. En el caso de que el usuario no dispusiera de capacidad contratada disponible, o no disponga de cartera de balance en el AVB al cumplir sus obligaciones de mantenimiento de existencias mediante el arrendamiento de capacidad de almacenamiento subterráneo y de gas, el GTS inyectará en el almacenamiento subterráneo el gas en defecto en una cuenta a nombre del GTS. El GTS facturará al usuario el canon diario de almacenamiento subterráneo correspondiente a cada día de

gas en que dure el incumplimiento por la capacidad que ocupe el gas en defecto. La cantidad económica correspondiente a esta facturación será considerada como un ingreso en el sistema de liquidaciones del sistema gasista. El GTS podrá vender posteriormente este gas, una vez el usuario alcance el objetivo de cumpla por sí mismo sus obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas, ingresándose la cantidad económica recibida por esta venta en la cuenta de desbalances en TVB y AVB definida en la Circular 2/2020. ~~establecido o~~ Alternativamente, el GTS podrá entregarle el gas en defecto al usuario si este último dispusiera de capacidad de almacenamiento suficiente. En el primer caso, además del canon de almacenamiento subterráneo citado anteriormente, se el GTS facturará al usuario la diferencia entre la tarifa de desbalance diaria de compra para TVB/AVB definida en la Circular 2/2020 correspondiente al último día de incumplimiento y el precio de referencia diario del producto intradiario con entrega en el punto virtual de balance publicado por el mercado organizado de gas de ese día, correspondiente a la cantidad de gas en defecto. En este caso, el segundo supuesto, además del canon de almacenamiento subterráneo citado anteriormente, el GTS facturará se le cargará al usuario, la tarifa de desbalance diaria de compra para TVB/AVB definida en la Circular 2/2020 correspondiente al último día de incumplimiento, cobrándose además los cánones de inyección, extracción y almacenamiento que fuesen de aplicación. En ambos casos, las cantidades económicas recibidas por el GTS por este concepto se ingresarán en la cuenta de liquidación de desbalances en TVB y AVB definida en la citada Circular 2020.”

4.9. Sobre la declaración responsable a presentar por los titulares de puntos de suministro de comunidades de propietarios de vivienda de uso residencial y asimilados

La disposición final segunda modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, para introducir un nuevo artículo sobre la declaración responsable a presentar por los titulares de puntos de suministro de comunidades de propietarios de vivienda de uso residencial y asimilados que se recoge en el anexo III.

Por su parte, el anexo III establece el modelo de declaración responsable y la relación de documentación que se debe acompañar, para acreditar la representación y para el cumplimiento de los requisitos para acogerse a la TUR, en concreto que:

- a) Dispone de contadores individuales de calefacción o repartidores de costes de calefacción, o se encuentra eximido de esta obligación por inviabilidad técnica conforme el punto a) del anexo I del Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios.
- b) Ha realizado en plazo, con resultado positivo, la inspección de eficiencia energética conforme el artículo 31 del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.

Se considera que esta disposición facilita la contratación de la TUR para comunidades de propietarios, al definir el modelo de declaración responsable y la documentación a presentar por el solicitante.

5. CONCLUSIONES

El Pleno de la CNMC aprueba el informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2025 con las siguientes observaciones desarrolladas en los apartados anteriores;

Primero) En relación con la retribución provisional de los almacenamientos subterráneos para 2025, se realizan puntualizaciones sobre el cálculo de la retribución por diversos conceptos que resultarían en un aumento de la retribución de 323.599,65 euros. Además, se recomienda valorar la conveniencia de hacer ajustes en la retribución provisional por COPEX de los años de gas anteriores, 2022, 2023 y 2023 por tener información más actualizada.

Segundo) Se propone ajustar el canon de almacenamiento subterráneo, el canon de extracción y el canon de inyección de acuerdo con las consideraciones sobre retribución previas y, en particular, con el recálculo del uso en la capacidad evaluada por la CNMC, de forma que el canon de extracción y de inyección resultarían en casi un 40% inferiores a los de la propuesta.

Tercero) Con relación al coste del suministro de gases manufacturados en los territorios insulares, no se han advertido diferencias significativas en los importes. No obstante, se pone de manifiesto, conforme a la Resolución de la CNMC (RAP/DE/015/20), la necesidad de que las administraciones públicas competentes adopten, de cara al próximo periodo regulatorio, las actuaciones precisas para alcanzar el equilibrio económico del suministro de aire propanado, que actualmente es el que se distribuye en Canarias.

- Cuarto) Sobre la retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas, esta Comisión recomienda hacer una reflexión sobre la posibilidad de liberalización en base al grado de liquidez y las medidas reguladas para su fomento. Esto podría permitir la retribución a través de los precios que paguen los usuarios, eliminar la retribución regulada y poner fin al marco retributivo provisional. De la misma forma, la reflexión se extendería al ámbito de aplicación del artículo 14 del RD 984/2015. En particular, indicar que la habilitación de MIBGAS para negociar los productos en la D. A. 3ª, no sería óbice para que cualquier otra plataforma pueda desarrollarlos.
- Quinto) El escenario de facturación de la propuesta de orden puede resultar conservador, ya que la demanda convencional parece estar recuperándose, lo que daría lugar a un superávit en el año 2025.
- Sexto) Se advierte que será necesario adaptar el artículo 38 del Real Decreto 1434/2002 a lo dispuesto en la Directiva 2024/1788, incrementando la protección de los consumidores frente a las penalizaciones por la cancelación anticipada de los contratos de suministro de gas, y ajustar en consecuencia la disposición adicional segunda de la propuesta de orden.
- Séptimo) Se proponen modificaciones para promover la liberación de la capacidad comprometida en los almacenamientos subterráneos que no se esté usando para cumplir la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, así como revisar los recargos definidos de manera que se incentive a los usuarios a cumplir con sus obligaciones.