

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 2022

Expediente nº: IPN/CNMC/028/21

PLENO

Presidenta

D^a. Cani Fernández Vicién

Vicepresidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D^a. María Ortiz Aguilar

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D^a María Pilar Canedo Arrillaga

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

D. Carlos Aguilar Paredes

D. Josep Maria Salas Prat

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 28 de julio de 2021

En el ejercicio de 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 acuerda emitir el siguiente informe relativo a la *“Propuesta de orden por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2022”*:

1. Antecedentes

El 12 de julio de 2021 se recibió en 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 2022, 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.

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 13 de julio de 2021 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante, CCH) para alegaciones.

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 en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, 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

- a) 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.
- b) Determinar la metodología, los parámetros, la base de activos y las cuantías de la retribución de los almacenamientos subterráneos.
- c) Determinar la estructura y la metodología para el cálculo de los cargos que correspondan en relación a los costes de las instalaciones de gas

natural no asociadas con el uso de las mismas, así como aprobar los valores de dichos cargos, 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 la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, recogió, entre otros, la retribución y los cánones de acceso aplicados a los almacenamientos subterráneos básicos de aplicación para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021, 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 citada 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 pasado 24 de noviembre de 2020, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó la Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2019, obteniéndose como resultado de la liquidación un superávit de 353.859.846,49 euros, procediéndose a la amortización completa del capital pendiente del desajuste del ejercicio de 2016 (33.475.232,96 euros), y a la amortización parcial del capital pendiente correspondiente al déficit acumulado del ejercicio 2014 (320.384.613,53 euros).

3. Contenido de la propuesta de Orden

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

En particular, 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 2021 y el 30 de septiembre de 2022 (o año de gas 2022): (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 aplicables; y (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.

Mientras que en el resto de artículos 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.

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

- El régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares (DA 1ª).
- Comprobación de las facturas de la adquisición de propano en los territorios insulares (DA 2ª).
- Retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural (DA 3ª)
- Facturación de cargos (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 **dos disposiciones finales** se establece:

- Título competencial.
- La entrada en vigor de la orden el 1 de octubre de 2021.

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

- Los cargos del sistema gasista para el año de gas 2022, diferenciando entre: conceptos a recaudar, la asignación de costes, el escenario de demanda previsto, y los cargos unitarios (Anexo I)
- Las retribuciones reguladas para el año de gas 2022 y los ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores (Anexo II)

4. Consideraciones generales

4.1. Sobre la evolución de peajes y cargos durante el periodo regulatorio

El artículo 59.6 de Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia¹, establece “*Con carácter anual, por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se aprobará una previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema gasista para los seis años siguientes.*”

Cabe señalar que si bien el artículo 59 fue modificado por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, no lo fue el apartado sexto de dicho artículo.

En relación con lo anterior se indica que, conforme al artículo 30.2.a) del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017 por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte y de acuerdo con las mejores prácticas regulatorias, la memoria que acompaña a la Resolución por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación, incluye la evolución de

¹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-10517>

las variables de facturación, retribución y peajes hasta el fin del periodo regulatorio.

En consecuencia, con objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el citado artículo 59.6 de Ley 18/2014, se sugiere incluir en la Memoria que acompañe a la Orden la evolución de los ingresos y costes asociados a los cargos y a los almacenamientos subterráneos, para los seis años siguientes.

La inclusión de dicha evolución en la memoria que acompaña a la Orden, junto con la información incluida en la memoria que acompaña a la Resolución de peajes, proporcionará a los agentes previsión de la senda de evolución de los peajes, cargos y cánones.

5. Consideraciones particulares sobre la Propuesta de Orden

5.1. Artículo 1. Objeto

En el artículo 1 de la propuesta de Orden, se indican los aspectos que son objeto de regulación por parte de la propuesta de orden.

5.2. Artículo 2. Cargos del sistema gasista

En el artículo 2 de la propuesta de Orden se establece que los cargos de aplicación para el año de gas 2022 se incluyen en el anexo I de esta orden, junto con los costes y previsiones de demanda empleados para la determinación de los mismos.

Respecto de las variables de facturación empleadas en la determinación de los cargos se constata que, conforme al artículo 10.2 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se corresponden con las previstas por la CNMC para la elaboración de los peajes de acceso a las instalaciones de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

Respecto de los costes considerados en el cálculo de los cargos se indica que, en la determinación de la anualidad del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, los importes pendientes de compensación a 31 de diciembre de 2019 y 2020 no se corresponden con los publicados en las Ordenes TEC/1259/2019² y TED/1286/2020³, respectivamente. La anualidad que resulta para el año de gas 2022 de considerar el importe pendiente a 31 de diciembre de 2021 y la amortización anticipada que resulta de la aplicación del superávit de la liquidación 14/2020 asciende a 22.420.977.40 €, un 6% superior al establecido en la propuesta de Orden (para mayor información véase epígrafe 5.9).

En relación con el coste de adquisición de GLP para suministro insulares habría una discrepancia entre los importes recogidos en la Disposición adicional primera de la Orden y la página 27 de la memoria (1.355.456,90) y los recogidos en el

² Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020

³ Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021

Anexo I de la Orden y la pág. 11 de la memoria (1.332.482) para determinar cargos. Vistas las incertidumbres de demanda y precio de 2022, se considera como mejor estimación el valor máximo de ambas cantidades (para mayor información véase epígrafe 5.5).

Asimismo, se constata una discrepancia en la información de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden en relación con la retribución del operador del mercado. En particular, en el detalle del cálculo regido en la Memoria la retribución para el año de gas 2022 asciende a 2.489.500 € (página 10), mientras que en los costes considerados en el cálculo de los cargos se han considerado 2.494.750 €, importe un 0,2% inferior Orden.

En el Cuadro 1 se detalla el cálculo del importe relativo a la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos (en adelante, tasa de la CNMC). Al efecto, se han considerado las retribuciones de la Resolución de 27 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022⁴, el importe de los cargos teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y la retribución a recuperar por los cánones de AA.SS. de acuerdo con lo indicado en el epígrafe **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Se observa que la recaudación por la tasa de la CNMC que resultaría de las consideraciones anteriores (3.588.101,58 €) es 15,9% inferior a la mostrada en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden (4.264.590 €), si bien no se incluyen las hipótesis consideradas.

Cuadro 1. Tasa de la CNMC

Oct 21 - Sep 22	
Peajes	
Transporte	485.031.824,11
Redes Locales	1.550.006.181,45
Regasificación	346.523.616,54
TOTAL PEAJES	2.381.561.622,11
Cargos y Canon de AA.SS	
Canon AA.SS	90.774.353,02
Cargos	26.392.827,04
TOTAL CARGOS Y CANONES	117.167.180,06
Otros	
Primas	64.200.895,55
TOTAL OTROS	64.200.895,55
TOTAL	2.562.929.697,72
Tasa CNMC	
Tasa CNMC	0,140%
Tasa CNMC (€)	3.588.101,58

⁴ Véase <https://www.cnmc.es/en/node/388694>

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

En resumen, en el Cuadro 2 se compara la retribución de los cargos considerada en la propuesta de Orden y la calculada por la CNMC, según las consideraciones anteriores. Se observa que la cantidad a recuperar por cargos calculada por la CNMC es un 5,1% superior a la considerada en la propuesta de Orden, sin considerar la tasa de la CNMC⁵.

Cuadro 2. Retribución Cargos. Propuesta de Orden vs cálculos de la CNMC

Concepto de coste (€)	Propuesta OM (A)	CNMC (B)			Diferencias	
	Oct 21 - Sep 22	2021	2022	Oct 21 - Sep 22	(B) - (A)	(B) sobre (A)
Operador del Mercado Organizado de Gas	2.494.750	3.577.000	2.127.000	2.489.500	- 5.250	-0,2%
Adquisiciones GLP para suministros insulares	1.332.482	n.a.	n.a.	1.355.457	22.975	1,7%
Suministro a Tarifas	126.893	n.a.	n.a.	126.893	-	0,0%
Anualidad Financiación Déficit a 31/Dic/2014	21.161.336	38.264.835	17.139.692	22.420.977	1.259.641	6,0%
TOTAL A RECUPERAR POR CARGOS	25.115.461			26.392.827	1.277.366	5,1%
Tasa CNMC	4.264.590			3.587.959	- 676.631	-15,9%
TOTAL	29.380.051			29.980.786	600.735	2,0%

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

El Cuadro 3 muestra el cálculo de los cargos para el año de gas 2022 que resultaría según las estimaciones de la CNMC. Los cargos resultantes serían entre un 4,5% y 5,4% superiores a los considerados en la propuesta de Orden, de forma coherente con la retribución estimada por la CNMC superior en un 5,1% que la de la propuesta de Orden.

La propuesta de Orden propone incluir un cargo por cliente a los consumidores con un consumo superior a 5 GWh/año e igual o inferior a 15 GWh/año. Entendiendo que el establecimiento del término fijo por cliente únicamente sería de aplicación a aquellos consumidores que pasarían a tener la obligación de disponer de telemedida.

La propuesta es coherente con la propuesta de Resolución de peajes de gas objeto de consulta pública, si bien cabe señalar que en el caso citado al consumidor se le deberá facturar por caudal, en función de un factor de carga, y no por cliente como inicialmente consideraba la propuesta de Resolución que fue a trámite de audiencia. Ello debido, tal y como se indicó en la memoria que acompañaba a la Resolución de 27 de mayo de 2021, y en respuesta a las alegaciones recibidas, a que finalmente se modificó el procedimiento de refacturación aplicable para el caso en que el consumidor pase a tener la obligación de tener instalada la telemedida.

Por tanto, al objeto de asegurar la coherencia entre el procedimiento de aplicación de peajes y cargos y de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 del Real Decreto 1184/2020, se propone aplicar para los casos anteriores el procedimiento de facturación establecido en el punto sexto de la Resolución de 27 de mayo de 2021. Se recomienda que la Orden que finalmente se publique

⁵ La tasa de la CNMC se aplica sobre la facturación de peajes, cánones y cargos.

haga referencia expresa a este hecho al objeto de aclarar el procedimiento aplicable en el caso citado.

Finalmente, se considera necesario aclarar en la Orden que se publique que los cargos asociados a los peajes RL.5, RL.6 y RL.7 se aplicarán a los correspondientes colectivos, independientemente de la presión de suministro y de si están suministrados desde redes alimentadas por plantas satélite.

Cuadro 3. Cargos aplicables para el año de gas 2021-2022

1. Cuantía a recaudar (€)

	oct-21 a sept-22 (€)
Anualidad 2014	22.420.977,40
Operador de Mercado	2.489.500,00
Coste diferencial Canarias	1.355.457,00
Retribución suministro tarifa Canarias	126.892,65
Total	26.392.827,05
A. Término por caudal (85,54%)	22.576.424,26
B. Término por punto de suministro (14,46 %)	3.816.402,79

2. Variables de facturación

	Capacidad contratada equivalente (kWh/día/año)	Número de puntos de Suministro	Volumen (MWh)
RL.1	70.229.289	4.629.443	11.017.247
RL.2	151.981.963	2.901.587	21.111.600
RL.3	55.346.419	409.718	7.679.529
RL.4	45.718.251	58.877	7.820.494
RL.5	80.294.325	21.650	13.816.622
RL.6	32.604.033	2.289	6.041.472
RL.7	50.460.263	999	8.904.948
RL.8	89.950.723	669	18.637.377
RL.9	104.945.117	287	25.867.870
RL.10	164.502.197	165	47.742.826
RL.11	599.640.207	98	168.655.454
Plantas uniciente	48.740.007		13.225.494
Total	1.494.412.794	8.025.782	350.520.934

3. Cálculo de los cargos unitarios por caudal y por cliente

	Cargo unitario por cliente (€/año) (B)	Cargo unitario por caudal (€/kWh/día/año) (A)
Cargo unitario por caudal (€/kWh/día/año) (A)	0,475518	0,015107

4. Cargos de salida finales

	Cargo por caudal para consumidores que no contratan caudal (€/año)	Cargo por cliente para consumidores que contratan caudal (€/kWh/día/año)
RL.1	0,70	0,046453
RL.2	1,27	0,024186
RL.3	2,52	0,018627
RL.4	12,21	0,015720
RL.5	56,51	0,015235
RL.6	215,64	0,015141
RL.7		0,015117
RL.8		0,015111
RL.9		0,015109
RL.10		0,015108
RL.11		0,015107
Plantas uniciente		0,015107

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

5.3. Artículo 3. Retribución a la Actividad de Almacenamiento Subterráneo básico

En el artículo 3 y el Anexo II de la propuesta de Orden recogen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo (AA.SS.) básico para el año de gas 2022, junto con los ajustes de ejercicios anteriores.

Los valores de retribución para 2022 recogidos en la Orden son los resultantes de aplicar la metodología establecida por el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre⁶, y los ajustes de ejercicios anteriores son los resultantes de aplicar la metodología del Anexo XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo.

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.

5.3.1. Sobre la retribución provisional 2022 por los costes de inversión

En relación con la retribución por inversión para 2022, se realizan las siguientes consideraciones⁷ :

- a) El valor neto a 30 de septiembre de 2021 para el gasoducto de conexión del proyecto Marismas Occidental, debería ser 2.168.906,15 €, en vez de 2.309.206,55 €⁸.

Como consecuencia de lo anterior, habría que corregir la retribución reconocida a NATURGY Almacenamiento Andalucía, S.A. para el año de gas 2021 por la Orden TED/1286/2020 (3.673.859,01 €) mediante el ajuste pertinente (-5.708,57 €) al objeto de determinar la retribución de dicho año (3.673.859,01 €), pues se calculó considerando un valor neto a 31 de diciembre de 2020 para esta instalación de 2.518.507,14 €, en vez de 2.378.206,74 €, por lo que la retribución financiera no sería 102.473,57 € sino 96.765,00 €.

- b) Se ha tomado el valor neto de inversión de las instalaciones iniciales de Yela que resultaría a 30 de septiembre de 2021, una vez se hubiera aprobado una Propuesta de Resolución de la DGPEM, pendiente de informar por esta Comisión⁹, que modifica los valores de inversión

⁶ Cuya propuesta fue informada por esta Comisión en fecha 14 de octubre de 2020 - IPN/CNMC/018/20.

⁷ Sería recomendable calcular la retribución por amortización de acuerdo con la amortización teórica diaria (valor recocido/vida útil en días), esto aumentaría la convergencia con la metodología de transporte y regasificación, así como una asignación más eficientemente de la retribución a los años bisiestos y/o periodos de duración inferior al año.

⁸ Ello porque en la propuesta de Orden se ha tomado el valor neto a 31 de diciembre de 2019 publicado en la Resolución de 26 de febrero de 2020 de 2.658.040,87 € y la amortización anual también allí indicada de 279.834,13 €. Esto implica que la retribución financiera de 2022 sea 117.988,49 € en vez de 125.620,84 €.

⁹ Propuesta de resolución de la DGPEM por la que se establece la retribución definitiva por inversión y por costes de O&M del AA.SS. Yela, propiedad de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

inicialmente reconocidos, así como el valor neto de inversión a partir del año 2018 por la venta de un activo auxiliar del AASS (línea suministro eléctrico). El valor previsto utilizado es de 228.413.216,10 €. Además, se tomó una fecha de inicio de devengo para estos activos (05/03/2012) si bien debería ser 01/05/2012.

De acuerdo con lo anterior, se propone sustituir el cuadro del apartado g) del Anexo II de la Propuesta por el siguiente:

Cuadro 4. Retribución provisional 2022 por Costes de Inversión

[Euros]	Valor reconocido inversión	Valor de inversión netos	Amortización	Retribución financiera	Retribución total inversión oct 2021-sept 2022
Enagas Transporte, S.A.U.	644.989.252,56	274.852.291,32	25.162.510,62	14.951.964,65	40.114.475,27
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	56.091.455,61	26.387.429,26	2.945.035,34	1.424.718,32	4.369.753,67
TOTAL AASS	701.080.708,17	301.239.720,58	28.107.545,96	16.376.682,97	44.484.228,93

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

5.3.2. Sobre la retribución provisional 2022 por los costes de O&M

En relación con la metodología utilizada para determinar la retribución provisional 2022 por costes de O&M, se ha de indicar:

- a) Se considera como mejor aproximación de estos costes, tomar el promedio de los costes auditados admitidos en las Resoluciones de inclusión en el régimen retributivo de la retribución por O&M de años anteriores disponibles.
 - Actualmente solo estarían disponibles los valores de 2017 y 2018.
 - Para 2019, se tendría como mejor aproximación los valores propuestos en sendos Informes de la CNMC¹⁰, aprobados el 6 de mayo de 2021, para consideración por la DGPEM en sus Resoluciones pendientes de aprobación.
- b) Se realizan las siguientes consideraciones en los cálculos efectuados:
 - Antes de efectuar el promedio 2017-2019, los costes de 2019 de los AA.SS. de Gaviota y Yela se tendrían que ajustar según todos los conceptos de ingresos que deban minorarse.
 - No se han considerado costes de O&M fijos no recurrentes presentados en 2019 ni los del año 2018 del AA.SS. de Marismas, pero sí el resto de costes presentados en 2017 y 2018.
 - Mientras para el AA.SS. de Marismas se considera la retribución reconocida por costes indirectos, para el resto se toma el coste indirecto auditado admitido en el trámite de reconocimiento de los costes de O&M.

¹⁰ Informe sobre costes de O&M 2019 de los AA.SS. de Enagas (INF-DE-109-20) e Informe sobre costes de O&M 2019 del AA.SS. de Marismas (INF-DE-112-20).

A este respecto, hay que recordar que la metodología retributiva hasta 2020 establecía una retribución constante por este concepto con independencia de cuáles fueran los costes indirectos auditados admisibles cada año.

- c) Se recomienda no computar los Costes de O&M no recurrentes activados con un importe superior a 250.000 € en la retribución por O&M, dado que el Real Decreto 1184/2020 los excluye de este concepto retributivo (artículo 19.7) al establecerles su propia metodología retributiva (artículo 20) e indicar (artículos 21 y 22) que no se les considerará para determinar las retribuciones por extensión de vida útil (REVU) y por mejoras de productividad (RMP).

De acuerdo con lo anterior, se propone sustituir el cuadro del apartado h) del Anexo II de la Propuesta por el siguiente:

Cuadro 5. Retribución provisional 2022 por Costes de O&M y por Extensión Vida Útil (REVU) tras aplicar los criterios propuestos por la CNMC

[Euros]	COM 2022 directos fijos provisionales	COM 2022 variables de inyección provisionales	COM 2022 variables de extracción provisionales	COM 2022 indirectos provisionales	COM 2022 provisionales	REVU 2022 provisionales	TOTAL COM y REVU 2022 provisionales
AA.SS. Serrablo	3.384.946,69	48.310,81	143.134,87	1.874.208,75	5.450.601,11	817.590,17	6.268.191,28
AA.SS. Gaviota	16.092.560,81	18.198,83	86.558,58	2.623.908,47	18.821.226,69	2.823.184,00	21.644.410,69
AA.SS. Yela	4.403.866,67	839.897,54	79.823,50	0,00	5.323.587,71	0,00	5.323.587,71
AA.SS. Marismas	2.142.837,95	32.326,82	137.387,06	24.590,44	2.337.142,27	0,00	2.337.142,27
TOTAL AA.SS.	26.024.212,11	938.734,01	446.904,01	4.522.707,66	31.932.557,79	3.640.774,17	35.573.331,96

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

5.3.3. Sobre la retribución provisional 2022 por los COPEX

En relación con la metodología utilizada para determinar la retribución provisional 2022 por costes de O&M no recurrentes activados (COPEX) de los AASS básicos, se realizan las siguientes consideraciones:

- a) Habría que corregir el cálculo de la retribución financiera de manera que esta se vea afectada por el coeficiente 0,75.

El artículo 20 del Real Decreto 1184/2020, indica que el devengo se ha de efectuar desde el 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio o de incorporación al inmovilizado.

Al referirse a los COPEX previstos activar durante 2021, el devengo se iniciará el 1 de enero de 2022. Por tanto, durante el año de gas 2022 percibirán el $\frac{3}{4}$ de la retribución financiera del año natural 2022 correspondientes al periodo comprendido entre el 1 enero al 30 septiembre de 2022. Así se ha aplicado a la amortización, pero no a la retribución financiera.

- b) Se podría modificar la nomenclatura empleada en la propuesta de Orden, sustituyendo "inversión" por "importe COPEX" para evitar su confusión con el concepto de retribución por inversión de instalaciones con retribución individualizada.

De acuerdo con lo anterior, se propone sustituir el cuadro del apartado i) del Anexo II de la Propuesta por el siguiente:

Cuadro 6. Retribución provisional 2022 por COPEX tras aplicar los criterios propuestos por la CNMC.

[Euros]	IMPORTE COPEX (€)	Retribución COPEX oct 2021-sept 2022
Enagas Transporte, S.A.U.	3.148.928,92	1.309.324,64
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	2.052.938,00	853.611,62
TOTAL AASS	5.201.866,92	2.162.936,27

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

5.3.4. Sobre la retribución provisional 2022 de otros conceptos retributivos

No se han observado diferencias en el cálculo del resto de conceptos retributivos¹¹, salvo las que se producen en la retribución anual por extensión de vida útil (REVI) como consecuencia de las modificaciones que se han indicado sobre la retribución por O&M.

En lo que respecta 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 plazos (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), reiterado en su informe sobre la propuesta que dio lugar a la Orden TED/1286/2020 (IPN/CNMC/047/20)¹². A día de hoy, la cantidad pendiente de devolver es de 12.695.922 €, correspondientes a 18 deducciones a aplicar de 2022 a 2039, ambos incluidos.

Por último, tal y como se indicó en informes sobre propuestas de Ordenes precedentes, sería conveniente que se incluyera una estimación de la retribución asociada a las instalaciones de las que se tenga conocimiento¹³ que están pendientes de incluir en el régimen retributivo.

5.4. Artículo 4. 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 1184/2020, de 29 de diciembre.

¹¹ Retribución por mejoras de productividad, Retribución transitoria por continuidad de suministro (RCS)

¹² “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”.

¹³ Por ejemplo, en la propuesta de Orden no se presupone la retribución de 2022 ni de años anteriores asociadas a las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010 (aproximadamente 97.000 € de inversión) que, de acuerdo con la información de esta Comisión, está pendiente de resolver su inclusión, o no, en el régimen retributivo.

Respecto a la previsión de las variables de facturación, la capacidad contratada equivalente parece que se ha calculado ponderando las capacidades contratadas de los productos anual, trimestral, diario e intradiario por la duración del contrato (1/4 para productos trimestrales, 30/365 para productos mensuales, 1/365 para productos diarios e intradiarios) para posteriormente aplicar los multiplicadores correspondientes.

Si bien dicho procedimiento se considera adecuado, se han observado una serie de erratas en el cálculo considerado. Por una parte, entre octubre de 2018 y diciembre de 2019, las capacidades contratadas no son las mismas para todos los meses que incluye cada trimestre.

Por otra parte, teniendo en cuenta la información disponible en el SL-ATR, las capacidades contratadas de los productos anual, trimestral y mensual que se detallan en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se han ponderado por la duración de cada producto, mientras que las capacidades contratadas de los productos diario e intradiario no se han ponderado por la duración de cada producto. Como consecuencia de lo anterior, no es necesario volver a considerar la duración de los productos trimestral y mensual en el cálculo de la capacidad contratada equivalente, como parece observarse en dicha memoria.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones y el procedimiento de cálculo considerado en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima que la capacidad contratada equivalente para el año de gas 2022 ascendería a 27.641.063 MWh/día, esto es un 15,5% superior a la considerada en la propuesta de Orden (23.931.741 MWh/día), tal y como se detalla en el siguiente cuadro. Se indica que las capacidades contratadas de todos los productos ya están ponderadas por la duración de sus respectivos contratos.

Cuadro 7. Capacidad contratada equivalente

PERIODO	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.-18	21.049.724.453	1.908.036.000	565.065.000			23.522.825.453	1,00	1,40	1,60	2,00	3,00	24.625.078.853
nov.-18	21.049.724.453	1.908.036.000	565.010.000			23.522.770.453	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	24.568.489.853
dic.-18	21.049.724.453	1.908.036.000	350.065.000			23.307.825.453	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	24.246.072.353
ene.-19	21.049.724.453	36.000	1.648.065.000			22.697.825.453	1,00	1,00	1,30	1,60	2,40	23.192.244.953
feb.-19	21.049.724.453	36.000	28.065.000			21.077.825.453	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	21.080.631.953
mar.-19	21.049.724.453	36.000	14.000.000			21.063.760.453	1,00	1,00	1,00	1,20	1,90	21.063.760.453
abr.-19	21.221.735.138	2.920.849	50.000			21.224.705.987	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	21.224.710.987
may.-19	21.221.735.138	2.920.849	435.000			21.225.090.987	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	21.225.134.487
jun.-19	21.221.735.138	2.920.849	833.050.000			22.057.705.987	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	22.141.010.987
jul.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	805.850.000			24.885.020.987	1,00	1,30	1,30	1,60	2,40	25.984.006.742
ago.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	2.878.650.000			26.957.280.987	1,00	1,30	1,50	1,80	2,80	29.254.376.742
sep.-19	21.221.735.138	2.857.435.849	5.220.150.000			29.299.320.987	1,00	1,30	1,60	2,00	3,00	33.288.641.742
oct.-19	21.221.735.138	9.006.200.849	715.563.063			30.943.499.050	1,00	1,40	1,60	2,00	3,00	34.975.317.227
nov.-19	21.221.735.138	9.006.200.849	782.650.000			31.010.585.987	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	35.004.391.327
dic.-19	21.221.735.138	9.006.200.849	444.270.000			30.672.205.987	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	34.496.821.327
ene.-20	21.221.735.138	2.453.298.849	4.978.229.048	32	0	28.653.263.067	1,00	1,00	1,30	1,60	2,40	30.146.731.801
feb.-20	21.221.735.138	2.453.298.849	2.181.388.000	128.166.542	15.758.621	26.000.347.150	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	26.274.270.395
mar.-20	21.221.735.138	2.453.298.849	618.110.000	2.580.710	513.871	24.296.238.568	1,00	1,00	1,00	1,20	1,90	24.297.217.193
abr.-20	25.325.691.378	10.000.000	12.600.000	4.616.723	0	25.352.908.101	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	25.355.553.118
may.-20	25.325.691.378	10.000.000	526.750.001	19.387.513	0	25.881.828.892	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	25.940.320.146
jun.-20	25.325.691.378	10.000.000	1.300.000.000	47.433.410	1.348.102	26.684.472.890	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	26.830.185.826
jul.-20	25.325.691.378	4.152.900.000	77.220.000	73.711.416	1.920.120	29.631.442.913	1,00	1,30	1,30	1,60	2,40	30.947.393.930
ago.-20	25.325.691.378	4.152.900.000	2.648.471.000	5.097.276	1.200.798	32.133.360.452	1,00	1,30	1,50	1,80	2,80	34.709.705.209
sep.-20	25.325.691.378	4.152.900.000	4.197.121.000	6.923.895	710.267	33.683.346.540	1,00	1,30	1,60	2,00	3,00	37.455.833.569
oct.-20	25.325.991.378	6.109.900.000	2.251.408.622	12.745.577	1.628.770	33.701.674.347	1,00	1,40	1,60	2,00	3,00	37.512.482.637
nov.-20	25.325.991.378	6.109.900.000	2.226.920.000	11.797.505	0	33.674.608.883	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	37.241.466.887
dic.-20	25.325.991.378	6.109.900.000	594.600.000	1	0	32.030.491.379	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	34.771.751.380
ene.-21	25.328.791.378	111.485.000	1.631.500.000	8.710.487	2.169.703	27.082.656.568	1,00	1,00	1,30	1,60	2,40	27.580.370.445
feb.-21	25.315.448.735	111.485.000	225.000.000	5.866.394	42.857	25.657.842.986	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	25.682.150.047
mar.-21	25.300.053.378	111.485.000	28.501.000	1.179.125	79.971	25.441.298.474	1,00	1,00	1,00	1,20	1,90	25.441.606.273
abr.-21	23.741.427.628	1.443.000	0	16.418.107	20.836	23.759.309.571	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	23.764.257.922
may.-21	23.741.427.628	1.443.000	0	32.032.324	3.080.645	23.777.983.597	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	23.790.982.003
jun.-21	23.741.427.628	1.443.000	51.500.000	164.833.345	26.026.976	23.985.230.948	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	24.068.460.625
jul.-21	23.741.427.628	1.356.473.000	1.042.000	237.667.970	225.806	25.336.836.405	1,00	1,30	1,30	1,60	2,40	25.887.007.816
ago.-21	23.741.427.628	1.356.473.000	42.000	0	0	25.097.942.628	1,00	1,30	1,50	1,80	2,80	25.504.905.528
sep.-21	23.741.427.628	1.356.473.000	42.000	0	0	25.097.942.628	1,00	1,30	1,60	2,00	3,00	25.504.909.728
Promedio												27.641.062.568

Fuente: Propuesta de Orden, SL-ATR y CNMC

En relación con las capacidades contratadas de inyección y extracción, no se han podido replicar los cálculos de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

En el Cuadro 8 se calculan los cánones de almacenamiento, inyección y extracción que resultan de considerar la capacidad contratada equivalente y la retribución de AA.SS. según los cálculos de la CNMC. Bajo estas hipótesis el canon de almacenamiento subterráneo es un 16,6% inferior al de la propuesta de Orden, lo que implica una reducción del 10,8% respecto del establecido en la Orden TED/1286/2020, en lugar del aumento del 6,9% que resulta de la propuesta de Orden.

Cuadro 8. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción. Propuesta de Orden vs CNMC.

Retribución	Propuesta de Orden	CNMC	Tasa de variación (%)
Retribución fija (inversión, COM fijos provisionales, REVU provisional, RMP, RCS y minoración)	87.867.405	84.615.134	-3,70%
Coste gas operación previsto	5.189.208	5.189.208	0,00%
Retribución COM variables inyección provisionales	938.734	938.734	0,00%
Retribución COM variables extracción provisionales	446.904	446.904	0,00%
Ingresos por condensado previsto	- 415.627	- 415.627	0,00%
TOTAL	94.026.624	90.774.353	-3,5%

Canon Almacenamiento Subterráneo	Propuesta de Orden	CNMC	Tasa de variación (%)
Retribución fija (€)	87.867.405	84.615.134	-3,70%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	23.931.741	27.641.063	15,50%
Término fijo (€/kWh/día)/año	0,003672	0,0030612	-16,62%
% sobre vigentes	6,9%	-10,8%	

Canon de Inyección	Propuesta de Orden	CNMC	Tasa de variación (%)
Retribución variable (€)	938.734	938.734	0,00%
Gas de operación (€)	2.594.604	2.594.604	0,00%
Ingresos procedentes de condensados (€/año)	- 207.814	- 207.814	0,00%
TOTAL	3.325.525	3.325.525	0,00%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	33.197	33.197	0,00%
Término fijo inyección	0,100175	0,100175	0,00%
% sobre vigentes	33,2%	33,2%	

Canon de Extracción	Propuesta de Orden	CNMC	Tasa de variación (%)
Retribución variable (€)	446.904	446.904	0,00%
Gas de operación (€)	2.594.604	2.594.604	0,00%
Ingresos procedentes de condensados (€/año)	- 207.814	- 207.814	0,00%
TOTAL	2.833.695	2.833.695	0,00%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	29.118	29.118	0,00%
Término fijo extracción	0,097317	0,097317	0,00%
% sobre vigentes	50,8%	50,8%	

Fuente: Propuesta de Orden, SL-ATR y CNMC

En el Cuadro 9 se comparan los cánones de almacenamiento subterráneo, inyección y extracción establecidos en la Orden TED/1286/2020 con los incluidos en la propuesta de Orden, ambos en términos anuales.

Se observa, que el canon de almacenamiento subterráneo considerado en la propuesta de Orden es un 6,95% superior al de la Orden TED/1286/2020, consecuencia de una retribución que es un 3,25% superior y de una previsión de capacidad contratada que es un 3,46% inferior. Por otra parte, los cánones de inyección y extracción son, respectivamente, un 33,23% y un 50,77% superiores a los de la Orden TED/1286/2020, como consecuencia que una retribución superior a la considerada en dicha Orden (un 58,55% en el caso del canon de inyección y un 72,23% en el caso del canon de extracción), parcialmente compensado por un incremento de la capacidad (del 19,01% en el caso del canon de inyección y del 14,23% en el caso del canon de extracción).

Cuadro 9. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción. Propuesta de Orden vs Orden TED/1286/2020

Retribución	Orden TED/1286/2020	Propuesta de Orden	Tasa de variación (%)
Retribución fija (inversión, COM fijos provisionales, REVU provisional, RMP, RCS y minoración)	85.101.223,37	87.867.405,00	3,25%
Coste gas operación previsto	2.938.608,32	5.189.208,00	76,59%
Retribución COM variables inyección provisionales	836.002,42	938.734,00	12,29%
Retribución COM variables extracción provisionales	383.830,26	446.904,00	16,43%
Ingresos por condensado previsto	- 415.626,70	- 415.627,00	0,00%
TOTAL	88.844.038	94.026.624	5,8%

Canon Almacenamiento Subterráneo	Orden TED/1286/2020	Propuesta de Orden	Tasa de variación (%)
Retribución fija (€)	85.101.223	87.867.405	3,25%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	24.790.178	23.931.741	-3,46%
Término fijo (€/kWh/día)/año	0,003433	0,003672	6,95%

Canon de Inyección	Orden TED/1286/2020	Propuesta de Orden	Tasa de variación (%)
Retribución variable (€)	836.002	938.734	12,29%
Gas de operación (€)	1.469.304	2.594.604	76,59%
Ingresos procedentes de condensados (€/año)	- 207.813	- 207.814	0,00%
TOTAL	2.097.493	3.325.525	58,55%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	27.895	33.197	19,01%
Término fijo inyección	0,075192	0,100175	33,23%

Canon de Extracción	Orden TED/1286/2020	Propuesta de Orden	Tasa de variación (%)
Retribución variable (€)	383.830	446.904	16,43%
Gas de operación (€)	1.469.304	2.594.604	76,59%
Ingresos procedentes de condensados (€/año)	- 207.813	- 207.814	0,00%
TOTAL	1.645.321	2.833.695	72,23%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	25.491	29.118	14,23%
Término fijo extracción	0,064545	0,097317	50,77%

Fuente: Propuesta de Orden, SL-ATR y CNMC

En relación con los multiplicadores, se indica que el artículo 36 del 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, establece en su punto tercero que “*Los multiplicadores se fijarán para cada período regulatorio mediante orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico con anterioridad al inicio del periodo*”, mientras que el artículo 2.4 de dicho Real Decreto establece “*Conforme a lo dispuesto en el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, el segundo periodo regulatorio comenzará el 1 de enero de 2021 y finalizará el 31 de diciembre de 2026*”. En consecuencia, no cabe revisión de los mismos.

5.5. Disposición adicional primera. Régimen económico aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares durante el año de gas 2022

Esta disposición adicional establece la retribución para el año de gas 2022 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 cargos¹⁴, esto es:

1. El extracoste provisional de Gasificadora Regional Canaria, S.A., o retribución por el coste diferencial del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural. Para ello, tal y como indica la propia disposición, utiliza una previsión de demanda y el diferencial entre el precio de cesión aplicable en 2021 y el precio medio de las compras de gas manufacturado efectuadas en 2020 por Gasificadora Regional Canaria, S.A.
2. La retribución a la actividad de suministro realizada por empresas distribuidoras en dichos territorios. Es calculada conforme lo dispuesto en el artículo 21 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre.

Además, la disposición establece: (i) el procedimiento para acreditar los costes reales incurridos en el suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural, (ii) el precio máximo aplicable a las adquisiciones de GLP a granel realizadas por las empresas distribuidoras (iii) y un sistema de incentivos para fomentar una gestión de compras eficiente en la empresa distribuidora.

El alcance de la disposición es equiparable a los desarrollos normativos establecidos en los últimos cinco años desde la publicación de la Orden ETU/1977/2016, salvo en que no actualiza el precio de cesión, al mantener el valor vigente para 2021¹⁵ (0,01657 €/kWh). No obstante, a la vista de lo dispuesto en el artículo 7.b) del Real Decreto 1184/2020, sobre costes regulados a cubrir por cargos, y la próxima derogación de la Orden ECO/2692/2002 cuando tenga lugar la entrada en vigor de la nueva Orden de Liquidaciones, que ha sido informada recientemente por esta Comisión¹⁶, se recomienda desarrollar y modificar la disposición adicional primera en aras a mejorar la comprensión de los conceptos y metodologías desarrolladas, teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Se propone establecer una retribución provisional *ex-ante* explícita de la actividad de suministro, ello en tanto que el apartado 2 de la disposición no establece ningún valor, ello aunque se incluye un valor presupuestado (126.893 €) para determinar los cargos del año de gas 2022 y se indica en el propio apartado que ha sido calculada dicha retribución conforme al artículo 21 de la Orden ITC/3993/2006. Dicho artículo recoge qué se considera como actividad de suministro a tarifa¹⁷, y el artículo 22 de la citada orden recoge la metodología aplicable.

¹⁴ 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 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”

¹⁵ Establecido por la disposición adicional primera de la Orden TED/1286/2020.

¹⁶ Informe sobre la “Propuesta de orden por la que se regulan los procedimientos de liquidación de retribuciones, cánones y cargos del sector gasista” [IPN/CNMC/015/21](#).

¹⁷ Artículo 21. Actividad de suministro a tarifas.

1. A los efectos de aplicación del régimen retributivo establecido en la presente orden quedan incluidos

La praxis que viene utilizándose desde 2002 para el cálculo de la retribución por la actividad de suministro a tarifa, determina los valores concretos correspondientes a cada empresa, durante el proceso de liquidación, mediante el cálculo de las cantidades que han de detrarse por dicho concepto de los Ingresos Liquidables, de acuerdo con el apartado I.2 del Anexo II de la Orden ECO/2692/2002, y en atención de lo indicado en el apartado 3 del artículo 22 de la Orden ITC/3993/2006.

La metodología que determina la retribución por actividad de suministro estaría en trámite de derogación, si bien, también es cierto que el artículo 22.2 de la Orden ITC/3993/2006 recoge fórmulas análogas a las empleadas en el proceso de liquidación. Los apartados 2 y 3 de esta disposición se considera que tendrían que establecerse en consonancia con la orden de liquidaciones pendiente de publicación. En esta orden se considera el precio de la materia prima como sustituto del precio de cesión a la hora de reconocer el coste de adquisición. De hecho, el coste de adquisición no está incluido en el sistema de cargos según el RD 1184/2020, de 29 de diciembre. Además, según la propuesta de orden de liquidaciones, los ingresos declarados con origen en la venta a tarifa en territorios insulares, una vez detrado el coste de adquisición, se repartirán entre los distintos procedimientos de liquidación.

Por tanto, se propone hacer una referencia a la metodología aplicable, incluso reflejando la fórmula en la propia disposición adicional, debido a que de los tres conceptos retributivos que componen la retribución por actividad de suministro¹⁸, solo uno de ellos (el coste específico por la actividad de atención a los clientes a tarifa (RAS)) estaría vigente actualmente.

Asimismo, se considera preferible la utilización de las variables con las que se determina el RAS según la Orden ITC/3993/2006: la demanda suministrada y los coeficientes de suministro vigentes desde 2015 (25,37421 €/MWh para suministros a presión de diseño igual o inferior a 4 bar y 3,60167 €/MWh para suministros a presiones superiores)¹⁹.

2. Se podría dar mayor visibilidad y perfeccionar la metodología implementada para determinar el coste diferencial del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural, ajustando tanto

como costes de la actividad de suministro de gas natural a tarifa los costes en que incurren los distribuidores necesarios para atender a los consumidores a tarifa.

2. Estos costes comprenderán los costes propios de suministro, las mermas de gas en las redes de distribución para atender estos suministros y el coste del capital circulante derivado de la financiación entre el pago y el cobro de la materia prima.

3. No están incluidos los costes correspondientes a los equipos de medida, a las acometidas, a las inspecciones y cualquier otro no estrictamente necesario para el suministro a tarifa. Estos costes serán cobrados directamente por los distribuidores a los consumidores y no están sujetos al procedimiento de liquidaciones.

¹⁸ Los tres componentes son el coste específico por la actividad de atención a los clientes a tarifas (RAS), el coste de las mermas de gas en las redes de distribución (RMD) y coste específico por las necesidades financieras derivadas de la diferencia entre el pago de la materia prima y el cobro al cliente a tarifas (RCI)

¹⁹ Si se utiliza 2019 como referencia, tal y como indica la Memoria, la demanda suministrada fue 41.910.362 kWh según la Liquidación definitiva. Por tanto, el valor obtenido sería 106.344,23 € en vez de 126.893 €.

la denominación y definición de los conceptos implicados como los desfases temporales existentes entre ellos. En particular:

- a) Se recomienda que el extracoste a retribuir sea determinado a partir de los kWh de gas suministrados y facturados a consumidores, en vez de sobre los kWh comprados, como ha venido realizándose. De esta forma se incentivaría un mayor control en los balances de energía que realiza la empresa.
- b) En relación con la denominación y definición de los conceptos implicados, el informe recientemente emitido por esta Comisión sobre la futura nueva Orden de Liquidaciones propone hacer uso del concepto “coste de materia prima (Cn)” de la resolución de la tarifa de último recurso, en vez del concepto “precio de cesión”, término asociado al precio que aplicaban los transportistas a los distribuidores por el gas que les suministraban para el mercado a tarifa y que, por tanto, incluía un incremental sobre el coste de materia prima para retribuir ciertos conceptos al transportista.

Ello es lo que se ha venido realizando desde que la Orden ETU/1977/2016 implementó una metodología para modificar el precio de cesión, al objeto de reequilibrar el régimen aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares²⁰, que adoptaba como precio de cesión el resultado de la media de los últimos 12 meses del precio de materia prima calculado de acuerdo con la metodología de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio²¹, debido a que en los territorios insulares y extrapeninsulares donde se suministran gases manufacturados no se dispone de conexión con la red de gasoductos o las instalaciones de regasificación.

Es decir, en estos territorios insulares y extrapeninsulares, el precio de cesión es igual al coste de la materia prima. Por tanto, se considera mejor utilizar esta última denominación

- c) En relación con los desfases temporales entre conceptos, hay que señalar que la metodología actual calcula el extracoste aplicando el diferencial entre precio de adquisición del GLP/gas manufacturado en el año de gas y el precio de cesión para dicho año que es establecido previamente mediante orden ministerial²² con el promedio del coste

²⁰ Dado que, durante los 26 meses previos a diciembre de 2016, la disminución del precio medio de adquisición del propano hizo que el diferencial entre el precio de cesión y el precio de adquisición de propano fuera incluso negativo.

²¹ Según ésta última, el sistema de cálculo de la tarifa de último recurso incluiría de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso en vigor, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. Dichos costes podríamos agruparlos en 4 partidas diferenciadas: (1) el coste de la materia prima, (2) los términos fijos de la tarifa, (3) los términos variables de la tarifa y (4) la prima por riesgo de cantidad (PQR) que afecta a los meses invernales y refleja el sobrecoste que supone la existencia de una correlación positiva entre el volumen real de gas natural que tienen la obligación de suministrar y el precio de la energía en el mercado.

Se consideró conveniente prescindir en el cálculo de la prima de riesgo por cantidad (PQR) dada su complejidad de cálculo y por su aplicación limitada a los meses de invierno.

²² La Orden ETU/1977/2016 determinó que el precio de cesión era 17,10 €/MWh para 2017, la Orden ITC/1283/2017 estableció que era 19,61 €/MWh para 2018, la Orden TEC/1367/2018 estableció que era

de la materia prima aplicable en los 12 meses anteriores al momento de cálculo. Aunque existe un desfase temporal entre los precios utilizados, hay que señalar que esta forma de proceder es consecuente con el proceso de liquidación vigente donde se detrae del importe de facturación declarado por aplicación de tarifas, el importe resultante de multiplicar la cantidad de energía suministrada por el precio de cesión recogido en las órdenes.

En el informe sobre la propuesta de nueva Orden de Liquidaciones, la CNMC propuso sustituir el citado precio de cesión por el coste materia prima (Cn) utilizado para determinar las tarifas de último recurso de gas natural. En consecuencia, sería posible determinar el extracoste del año de gas utilizando los costes reales incurridos en la adquisición del GLP/gas manufacturado y el valor que tendría dicha energía aplicando el coste de materia prima (Cn).

3. Se podrían eliminar aquellos aspectos que no se considera necesario explicitar en la disposición, concretamente:
- Los datos de demanda y precios utilizados para determinar la retribución provisional del año de gas 2022 por el coste diferencial del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas (o extra coste), al poder reflejarse en la memoria justificativa.
 - La referencia del apartado 3 sobre los conceptos que serán incluidos en la liquidación de cargos, en tanto tal circunstancia ya está dispuesta tanto en el Real Decreto 1184/2020 como en la futura Orden Ministerial que desarrolla los procedimientos de liquidación.

En consecuencia, se proponen las siguientes modificaciones en el redactado de la disposición:

Disposición adicional primera. Régimen económico aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares durante el año de gas 2022

1. Conforme lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y el apartado b) artículo 7 del Real Decreto 1184/2020, sobre costes regulados a cubrir por cargos, se establecen las siguientes retribuciones ~~el extracoste provisionales~~ de Gasificadora Regional del Gas, S.A. para el año de gas 2022 ~~se establece en:~~

a) 1.355.456,90 € por el coste diferencial del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural valor que resulta de multiplicar la provisión de demanda 46.355.041 kWh por la diferencia entre el precio de medio de compra del año 2020 (0,045811 €/kWh) y el precio de cesión en vigor (0,016570 €/kWh).

b) 126.893 € por retribución a la actividad de suministro realizado por la empresa en dichos territorios.

2. ~~Asimismo, se reconoce a la Gasificadora Regional Canaria, S.A. una~~ La retribución definitiva a la actividad en concepto de «suministro a tarifa» realizada por las empresas distribuidoras en los territorios insulares se calculada conforme a la siguiente fórmula: lo dispuesto en el artículo 21 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se

23,30 €/MWh para 2019, la Orden TEC/1259/2019, determinó que era 21,68 €/MWh para 2020, y la Orden TED/1286/2020, determinó que era 16,57 €/MWh para 2021.

~~establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista y un gasto liquidable en concepto de compra de gas a precio de cesión de 0,016570 €/kWh.~~

$$RAS = CS_{<4} \times kWh_{<4} + CS_{>4} \times kWh_{>4}$$

Donde:

CS_{<4} es el coeficiente de suministro a presión de diseño igual o inferior a 4 bar, cuyo valor es 25,37421 €/MWh.

kWh_{<4} son los kWh de gas suministrados y facturados a consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea inferior o igual a 4 bar.

CS_{>4} es el coeficiente de suministro a presión de diseño superior a 4 bar, cuyo valor es 3,60167 €/MWh.

kWh_{>4} son los kWh de gas suministrados y facturados a consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño sea superior a 4 bar.

~~3. Las retribuciones y gastos liquidables anteriores, así como los ingresos percibidos por la venta a precios regulados serán incluidos en la liquidación de cargos.~~

~~4. El coste diferencial definitivo del suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural, o extracoste, se obtendrá mediante la siguiente fórmula:~~

$$\text{Extracoste} = (CR / kWh_{glp} - CM) * (kWh_{<4} + kWh_{>4}) * (1 + Mr)$$

Donde,

CR son los costes reales incurridos en el suministro de gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural que deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden de la persona titular del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. La auditoría incluirá un listado de las facturas de compra, que incluirá fecha de emisión, fecha de entrega, empresa suministradora, kg suministrados, poder calorífico inferior y superior (PCS y PCI) del GLP/gas manufacturado adquirido, precio de compra en €/kg e importe total en €, 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.

KWh_{glp} es la cantidad de GLP/gas manufacturado adquirido en el año de gas, expresada en kWh, obtenida tras aplicar el PCS medio ponderado de todas adquisiciones realizadas.

CM es el coste medio ponderado en el año de gas del coste materia prima (C_n) utilizado para determinar las tarifas de último recurso de gas natural

Mr coeficiente de retención de mermas en las redes de distribución sobre los consumos de los puntos de suministro conectados a la red distribución alimentadas a partir de planta satélite

Mediante Orden se establecerán los ajustes entre la retribución definitiva resultante y el importe provisional establecido en esta orden a considerar en el proceso de liquidación.

(...)

5.6. Disposición adicional segunda. Comprobación de las facturas de la adquisición de propano en los territorios insulares

De acuerdo con lo establecido en los artículos 3 de la Orden TEC/1367/2018, 4 de la Orden TEC/1259/2019 y disposición adicional primera de la Orden TED/1286/2020²³, la Disposición adicional segunda de la Propuesta de Orden,

²³ Los dos primeros artículos establecieron el régimen económico aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares para los años 2019 y 2020, regulando, entre otros aspectos, el extracoste provisional para dichos años y el procedimiento de acreditación del extracoste definitivo. La disposición adicional

sobre la comprobación de las facturas de la adquisición de propano en los territorios insulares, señala que la empresa Gasificadora Regional Canaria, S.A. ha presentado las facturas de las compras de propano realizadas durante el año 2019 y 2020, y a partir de las mismas se ha comprobado que el precio aplicado corresponde con el precio máximo de venta a empresas distribuidoras de GLP por canalización en vigor en los meses de 2019 y 2020, más el impuesto canario de 1,25 €/kg.

La información correspondiente a 2019 coincide con los valores empleados para el cálculo del extracoste definitivo del citado año (854.642,59 €), reconocido en la disposición adicional primera de la Orden TED/1286/2020.

En cuanto al año 2020, las adquisiciones de GLP ascendieron a 1.627.100 kg, equivalentes a 22.714.316 kWh (PCS medio ponderado de 13,96 kWh/kg), con un precio total, impuestos incluidos, de 937.372,89 €. El coste conforme al precio de cesión de dicho año (0,02168 €/kWh) sería 492.446,37 €, por tanto, el extracoste a reconocer es de 444.926,52 €. En consecuencia, es necesario un ajuste de -210.088,48 €, dado que el valor provisional reconocido por la Orden TED/1286/2020 fue de 655.015 €.

Durante el procedimiento de comprobación, el Ministerio ha detectado que la energía facturada a los consumidores en ambos años difiere de las cantidades de propano adquiridas para dicho fin (4.444.679 kWh menos en 2019 (9,6%) y 3.528.281 kWh menos en 2020 (15,5%)), estableciendo un mecanismo de regularización de las declaraciones de ingresos por venta de gas a tarifa de los citados ejercicios.

Según la información de las liquidaciones definitiva de 2019 y 14/2020 de esta Comisión, mientras la energía suministrada y facturada en el año 2019 coincide (41.910.362 kWh), en 2020 difiere al ser de 20.696.671 kWh en vez de 19.186.035 kWh considerados en la propuesta. Por tanto, la diferencia entre adquisiciones de propano y ventas de gas propanado serían menores a las reflejadas por la Propuesta de Orden y su Memoria. Por otro lado, las facturas reflejan un Poder Calorífico Superior (PCS) bastante estable que oscila entre 12.028 y 12.033 kcal/kg, valores ligeramente superiores al PCS mínimo de 11.900 kcal/kg que establece el Real Decreto 61/2006²⁴ como especificación técnica.

Respecto al mecanismo de regularización de las diferencias observadas, recogido en los apartados 5 y 6, se efectúan las siguientes consideraciones:

- Teniendo en cuenta que el dato de energía suministrada indicada anteriormente debería llevar aplicadas unas mermas del 2%, correspondientes a la distribución desde una instalación similar a una planta satélite, los coeficientes que Gasificadora Regional Canaria, S.A. deberá aplicar para llevar a cabo la regularización de la información

primera, al determinar el extracoste del año 2019, indicaba que una vez se presenten las facturas de compra, conforme con lo dispuesto en el artículo 3.2 de la Orden TEC/1367/2018, se realizarían los ajustes que procedan.

²⁴ Real Decreto de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes.

comunicada de los años 2019 y 2020 serían, respectivamente 0,084365 y 0,075967, en vez de los propuestos 0,106052 y 0,183898.

- No obstante, puesto que estas diferencias entre el GLP adquirido y la energía suministrada no han sido facturadas, se considera que lo más conveniente es corregir los extracostes reconocidos en los años 2019 y 2020. El impacto económico podría laminarse a lo largo del periodo que se considere necesario.
- En el apartado 6 se recogen los costes liquidables que deberán ser reconocidos en el sistema de liquidaciones en coherencia con los mayores ingresos declarados establecidos en el apartado 5 de la propuesta de orden. Si la corrección de las diferencias encontradas se llevara a cabo corrigiendo los extracostes, no se deberían reconocer mayores costes regulados asociados a un gas que, de hecho, no ha sido suministrado.

En resumen, por su simplicidad sería preferible realizar la corrección directamente en el extra coste reconocido en 2019 y 2020, y podría laminarse a lo largo del periodo que se considere necesario.

5.7. Disposición adicional tercera. Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas

La disposición adicional tercera de la propuesta de orden establece en su apartado primero la retribución para el año de gas 2022 del operador del mercado organizado de gas en 1.433.500 €. Esta cifra es la suma de 894.250 € en concepto de retribución transitoria provisional para el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021 (incluyendo la correspondiente a la actividad de gestión de garantías), correspondiente a la cuarta parte de la retribución provisional del año natural 2021 publicada en la disposición transitoria primera de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, y 534.000 € en concepto de retribución por gestión de garantías para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2022 (calculado como tres cuartos de la retribución anual de 712.000 € indicada en la propuesta de Orden por la que se establecería la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas). Cabe destacar que esta cantidad, 712.000 €, coincide con la propuesta por la CNMC en su “*Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas*” (IPN/CNMC/041/19), aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 10 de marzo de 2020²⁵, como retribución transitoria anual del gestor de garantías a partir del año 2022.

En el apartado segundo de dicha Disposición adicional tercera, se hace referencia al contenido de una Orden TED prevista por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas que, a día de hoy, no ha sido publicada en el BOE y, por lo tanto, solamente se conoce el contenido de la propuesta de Orden informada por la CNMC.

²⁵ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc04119>

De acuerdo con este apartado segundo de la Disposición adicional tercera, con la publicación de esa prevista Orden TED, desde 1 de enero de 2022 entraría en vigor un nuevo sistema de financiación de MIBGAS y un mecanismo transitorio de compensación de costes. MIBGAS facturaría directamente a los usuarios por el uso de sus servicios y en caso de que lo facturado no fuese suficiente para cubrir los costes o fuese superior a dichos costes, en la liquidación catorce de cada ejercicio se calcularía la diferencia entre la facturación por comisiones a los agentes y los ingresos mínimos. La diferencia sería un gasto o un ingreso liquidable.

Según se aclara en la memoria, dicha propuesta de orden establece unos ingresos mínimos anuales para el operador del mercado de 2.830.000 € (sin tenerse en cuenta la gestión de garantías)²⁶ para los años 2022, 2023 y 2024, debiendo cubrir el sistema gasista la diferencia en caso de que los ingresos que éste obtenga a través del cobro de comisiones no alcancen dicha cantidad²⁷.

El importe establecido para los ingresos mínimos anuales coincide con el propuesto por la CNMC en su "*Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas*" (IPN/CNMC/041/19), como retribución objetivo del operador del mercado organizado de gas a partir del año 2022, sin tenerse en cuenta la retribución correspondiente a la actividad de gestión de garantías.

Para el año 2022, se estima, conforme a la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, que los ingresos por cobro de comisiones alcanzarán la mitad de los ingresos mínimos, aportando el sistema gasista la otra mitad.

Cabe señalar que, hasta la publicación de la Orden TED, no sería posible implementar lo contenido en esta propuesta. La aprobación de la disposición adicional tercera requiere que, de manera previa, se apruebe la Orden TED por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas. Si dicha Orden no estuviera aprobada, habría que incluir la disposición adicional tercera en una orden con fecha posterior, puesto que es un desarrollo que deriva de la Orden TED pendiente.

²⁶ Considerando los ingresos mínimos anuales garantizados de 2.830.000 € y la retribución por garantías del año natural 2022 (712.000 €), se obtiene una retribución en términos anuales (3.542.000 euros) muy similar a los 3.577.000 euros establecidos para el año 2021.

²⁷ A este respecto, y como ya señaló la CNMC en su "*Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas*" (IPN/CNMC/041/19), conforme a lo establecido en el artículo 2,2 de la Decisión de la Comisión, de 20 de diciembre de 2011, relativa a la aplicación de las disposiciones del artículo 106, apartado 2, del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea, a las ayudas estatales en forma de compensación por servicio público concedidas a algunas empresas encargadas de la gestión de servicios de interés económico general (Decisión SIEG), el mecanismo transitorio de compensación de costes no podría extenderse más allá del 31 de diciembre de 2024, al establecerse en un máximo de 10 años el periodo durante el que se puede encomendar a una empresa el funcionamiento de un servicio de interés económico general (en el caso de MIBGAS, la sociedad comenzó a recibir retribución transitoria en 2015).

El mecanismo de compensación se llevará cabo en el ámbito del procedimiento de liquidación de cargos del sistema, tal y como se describe en la memoria de la propuesta de Orden²⁸.

Dado que la memoria considera que los ingresos por aplicación de comisiones por operación durante el año de gas podrían no ser suficientes para cubrir los ingresos mínimos previstos de 2.830.000 €, se ha estimado dentro de los cargos a recaudar por el sistema gasista una cantidad equivalente a la mitad de los ingresos mínimos para los primeros nueve meses de 2022 (1.061.250 euros). Se considera adecuado incorporar dicha cantidad como retribución transitoria del MIBGAS, para no afectar a la liquidez del operador durante el año. Por consiguiente, cabría añadir el importe transitorio de 1.061.250 €, complementariamente al de 1.428.250 € que corresponde a la retribución transitoria provisional y retribución por gestión de garantías, introduciéndolo en las liquidaciones provisionales. Dicho importe transitorio se regularizaría en la liquidación 14 del año de gas 2022, tomando en consideración el ingreso mínimo anual correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2022 de acuerdo con lo establecido en la Orden TED XX/2021 por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas y la facturación por comisiones a los agentes en dicho periodo.

El mercado spot MIBGAS está siendo utilizado actualmente por un gran número de nuevos comercializadores para realizar sus aprovisionamientos de gas, al menos de forma parcial, al no tener volumen suficiente para acudir a aprovisionarse en el mercado internacional. Además, MIBGAS es usado por la mayoría de los comercializadores que operan en España para gestionar su posición de balance diario de gas. Ello se refleja principalmente en la evolución positiva del número de agentes que operan en MIBGAS.

La situación actual sigue siendo de liquidez insuficiente del mercado MIBGAS, como puso de manifiesto la CNMC en el *Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2020 y recomendaciones para el incremento de la liquidez, transparencia y nivel de competencia en el mercado organizado de gas* (INF/DE/041/21)²⁹ y como también recoge el MITERD en la justificación de la renovación de las obligaciones de los operadores dominantes de actuar como creadores de mercado obligatorios, aprobada recientemente mediante la Resolución de 9 de julio de 2021 de la SEE.

En consecuencia, si se introdujesen comisiones por la utilización de la plataforma de MIBGAS, las mismas deberían establecerse de manera proporcional al volumen efectivamente negociado por cada comercializador, limitando o evitando un coste fijo por la participación en el mercado, de manera que los

²⁸ De acuerdo con la memoria de la propuesta de orden, en la liquidación catorce de cada ejercicio, la entidad responsable de las liquidaciones calculará la diferencia entre la facturación por comisiones a los agentes y los ingresos mínimos. Si la diferencia fuera negativa, procederá a reconocer la diferencia como gasto liquidable. En caso contrario, es decir, cuando los ingresos por comisiones superan los ingresos mínimos, la mitad de la diferencia será considerada como ingreso liquidable.

²⁹ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde04121>

costes -en términos de energía- sean iguales para todos los agentes, con independencia del tamaño de los mismos.

Con base en la estimación que se realiza sobre los ingresos que percibirá el operador del mercado en 2022 del cobro de comisiones, su retribución para el año de gas 2022 ascendería a un total de 2.489.500 €, desglosados de la siguiente manera (tal y como se especifica en la página 10 de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden):

- Retribución transitoria 2021 (1/4 de 3.577.000 €) = 894.250,00 €.
- Retribución gestión de garantías 2022 (3/4 de 712.000 €) = 534.000 €.
- Retribución transitoria 2022 (3/4 de 1.415.000 €) = 1.061.250 €.

Por tanto, se propone la siguiente corrección en el texto de la disposición adicional tercera de la propuesta de orden:

Disposición adicional tercera. Retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural

“1. La retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural para el año de gas 2022 se establece en ~~1.433.500~~ 1.428.250 €, que incluye:

- a. 894.250 € en concepto de retribución transitoria provisional, que incluye la correspondiente a la gestión de garantías, para el periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021. Esta cifra corresponde a la cuarta parte de la retribución del año 2021 publicada en la disposición transitoria primera de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.*
- b. 534.000 € en concepto de retribución por gestión de garantías para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2022. Esta cifra corresponde a tres cuartos de la retribución anual de 712.000 € establecida en la Orden TED XX/XX/2021 por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas.*

2. Adicionalmente a la cantidad anterior, a partir del 1 de enero de 2022 y hasta la fecha de finalización de la retribución transitoria será de aplicación el mecanismo transitorio de compensación de costes dispuesto en la Orden TED XX/XX/2021 por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas”.

3. Transitoriamente, se le reconoce una retribución para el año de gas 2022 de 1.061.250 €. Esta retribución a considerar en las liquidaciones provisionales se regularizará en la liquidación 14 del año de gas 2022, tomando en consideración el ingreso mínimo anual correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2022 de acuerdo con lo establecido en la Orden TED XX/XX/2021 por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas y la facturación por comisiones a los agentes en dicho periodo.

Por su parte, el cuadro incluido en el apartado a. del Anexo I de la propuesta de Orden, con los conceptos a recaudar, debería reflejar un importe de 2.489.500 € para el coste del operador del mercado organizado de gas.

En todo caso, cabe reseñar que dicha retribución tiene carácter provisional y que deberá calcularse su importe definitivo de acuerdo con lo que se defina en la Orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas, una vez se apruebe la misma. En este sentido, esta Comisión reitera lo señalado en el “Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen la retribución y

cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021” (IPN/CNMC/047/20) respecto a la necesidad de que se publique a la mayor brevedad la Orden con las retribuciones definitivas del MIBGAS tanto por aportar seguridad jurídica al operador del mercado de gas³⁰, como para que los consumidores gasistas puedan recuperar las cantidades pagadas en exceso durante el periodo 2015-2019, tal y como se recoge en la tabla 12 del “Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establece la fecha de finalización de la retribución transitoria del operador del mercado organizado de gas” (IPN/CNMC/041/19).

5.8. Disposición adicional cuarta. Facturación de cargos

La disposición transitoria segunda establece determinadas cuestiones sobre la facturación de cargos conforme a la habilitación de desarrollo incluida en la disposición final cuarta del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre.

Por una parte determina que para facturar el cargo aplicado a las cisternas de GNL con destino a plantas satélites nacionales uniclente se aplicarán las fórmulas de facturación incluidas en el artículo 35 “*Condiciones de facturación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación*” de la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. La cantidad resultante se multiplicará por la cantidad de GNL cargado en cisternas destinado a plantas uniclente nacionales y dividiendo por la totalidad de GNL cargado en cisternas durante el mes.

Por otra parte, establece que conforme a lo dispuesto en el artículo 11 del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, los cargos aplicados en los puntos de salida de la red de transporte y distribución serán facturados conforme a las fórmulas incluidas en el artículo 26 “*Condiciones de facturación de los peajes de acceso a las redes locales*” de la Circular 6/2020, de 22 de julio, incluyendo la fórmula de facturación por capacidad demandada.

En relación con lo anterior se indica que la facturación por capacidad demandada tiene por objetivo incentivar que los consumidores finales contraten adecuadamente su capacidad contratada, al ser el caudal máximo demandado por los mismos un parámetro fundamental en el dimensionamiento de la red.

³⁰ Cabe señalar que el informe de auditoría de las Cuentas Anuales de 2020 de MIBGAS incluye una salvedad (al igual que el del año anterior) derivada de que siguen sin saberse las retribuciones definitivas de la sociedad. En particular, el auditor señala lo siguiente: “*a la fecha de formulación de las cuentas anuales abreviadas el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital no ha aprobado la metodología de retribución a la que se hace referencia en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo. Una vez se disponga de dicha metodología, se procederá al cálculo de la retribución definitiva y el saldo, positivo o negativo, en relación con las retribuciones provisionales se reconocerá en la liquidación que se determine reglamentariamente. [...] Debido a la situación descrita, a la fecha de formulación de las cuentas anuales abreviadas no es posible valorar el importe de los ingresos que finalmente se determinen regulatoriamente para los ejercicios 2020, 2019, 2018, 2017, 2016 y 2015, desconociéndose la cuantía y el momento en que se producirá la liquidación definitiva de dicha retribución. La opinión de auditoría sobre las cuentas anuales abreviadas del ejercicio anterior, emitida por otro auditor, incluyó una salvedad por esta cuestión*”.

Sin embargo, en el caso de los cargos, como en el caso de los otros costes de regasificación, al perderse la vinculación entre ambas variables, no se considera adecuado que el exceso de capacidad sea penalizado por los cargos.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la facturación del peaje de carga en cisternas no tiene prevista la aplicación de la facturación por capacidad demandada en la Circular 6/2020, por lo que la no aplicación de dicho concepto de facturación tiene la ventaja de evitar asimetrías entre consumidores.

5.9. Anexo I. Anualidades correspondientes al año de gas 2022 de los derechos de cobro reconocidos

El Anexo I de la propuesta de Orden establece en un importe de 21.161.336,01 € la anualidad correspondiente al año de gas 2022 relativa al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

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 el importe pendiente de cobro a 31/12/2020 ascendía a 372.245.390,10 €, como se estableció en la disposición adicional segunda de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre. En dicha disposición adicional también se establecía que la anualidad a abonar en el año natural 2021 era 38.264.834,81 € (34.155.245,70 € en concepto de amortización y 4.109.589,11 € en concepto de retribución financiera).

Por otro lado, se indica en la memoria que se ha considerado como mejor estimación del superávit definitivo del ejercicio 2020, el obtenido en la liquidación provisional 14 de 2020, por importe de 185.144.690 €, por ser la última liquidación disponible actualmente para dicho ejercicio, habiendo sido ésta aprobada por Resolución de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC de fecha 22 de abril de 2021.

Se ha tenido en cuenta por tanto que, conforme a lo establecido en el artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, en diciembre de 2021, dicha cantidad se destinará íntegramente a una nueva amortización anticipada del derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, puesto que los derechos de cobro relativos a los desajustes entre ingresos y gastos de los años 2015, 2016 y 2017 ya fueron amortizados completamente con anterioridad.

En base a lo anterior, se incluye en la memoria un cuadro con las nuevas anualidades calculadas para los ejercicios 2022 a 2031, reduciéndose el importe que se amortiza anualmente, dado que la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de *aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, establece en su artículo 66 a) que el plazo de recuperación del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 por parte de sus titulares será de 15 años a partir de la liquidación definitiva del ejercicio 2014.

No obstante, el cuadro que aparece en la memoria no refleja las cantidades correctas puesto que en éste se indica como importe pendiente de cobro a 31/12/2020 la cantidad de 357.241.906,28 €, en lugar de los 372.245.390,10 € establecidos en la disposición adicional segunda de la Orden TED/1286/2020.

Teniéndose en cuenta el importe correcto pendiente de cobro a 31/12/2020 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, las anualidades previstas tras la amortización para los años 2022 a 2031 serían las que se muestran a continuación:

Cuadro 10. Anualidades previstas del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 entre los años 2022 y 2031 tras amortización

Tipo Interés	1,104%
Fecha Devengo	25/11/2016
Plazo (años)	15
Importe Derecho (€)	1.025.052.945,66

24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2016	1,104%	1.025.052.945,66	1.147.160,62	6.927.298,45	8.074.459,07

Año (t)	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
2017	1,104%	1.018.125.647,21	11.240.107,15	68.336.863,04	79.576.970,19
2018	1,104%	949.788.784,17	10.485.668,18	68.336.863,04	78.822.531,22
2019	1,104%	881.451.921,13	9.731.229,21	68.336.863,04	78.068.092,25
2020	1,104%	756.182.027,60	8.348.249,58	63.552.023,96	71.900.273,55
2021	1,104%	372.245.390,11	4.109.589,11	34.155.245,70	38.264.834,81
2022	1,104%	152.945.454,41	1.688.517,82	15.451.173,78	17.139.691,59
2023	1,104%	137.494.280,63	1.517.936,86	15.451.173,78	16.969.110,64
2024	1,104%	122.043.106,85	1.347.355,90	15.451.173,78	16.798.529,68
2025	1,104%	106.591.933,07	1.176.774,94	15.451.173,78	16.627.948,72
2026	1,104%	91.140.759,30	1.006.193,98	15.451.173,78	16.457.367,76
2027	1,104%	75.689.585,52	835.613,02	15.451.173,78	16.286.786,80
2028	1,104%	60.238.411,74	665.032,07	15.451.173,78	16.116.205,84
2029	1,104%	44.787.237,96	494.451,11	15.451.173,78	15.945.624,88
2030	1,104%	29.336.064,19	323.870,15	15.451.173,78	15.775.043,93
2031	1,104%	13.884.890,41	137.750,29	13.884.890,41	14.022.640,69

En 2019, el importe final de la anualidad fue de 74.423.956,01 €, como consecuencia de 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 estima una amortización de 185.144.690 €

Fuente: SIFCO, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

La nueva anualidad calculada para el ejercicio 2022 del derecho de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 asciende a 17.139.691,59 €, de los que 15.451.173,78 € corresponden a amortización de principal y 1.688.517,82 € a intereses.

No obstante, cabe destacar que esta anualidad (así como las correspondientes a años sucesivos) tiene un carácter provisional hasta que no se apruebe la liquidación definitiva del año 2020 y se conozca por tanto el importe exacto del superávit correspondiente a dicho ejercicio que será destinado a la amortización anticipada de este derecho de cobro.

En lo que respecta al cálculo de la anualidad correspondiente al año de gas 2022:

- Por un lado, hay que tener en cuenta 3 mensualidades correspondientes a la anualidad del ejercicio 2021 ($38.264.834,81 \times 3/12 = 9.566.208,70$ €).

- Por otro lado, hay que considerar 9 mensualidades correspondientes a la anualidad del ejercicio 2022 ($17.139.691,59 \text{ €} \times 9/12 = 12.854.768,69 \text{ €}$).

Por tanto, la anualidad correspondiente al año de gas 2022 relativa al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 ascendería a un importe de 22.420.977,39 €. Esta cantidad es la que debería aparecer reflejada en el cuadro incluido en el apartado a. del Anexo I, con los conceptos a recaudar, para el déficit acumulado a 31/12/2014.

6. Conclusiones

Se informa favorablemente 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 2022, con las observaciones que se han realizado en los apartados anteriores.

Estas consideraciones se focalizan en la corrección de ciertas discrepancias en algunas cifras en los conceptos de cargos, retribución provisional de almacenamientos subterráneos y cánones de los mismos. Adicionalmente, se propone una reformulación de la disposición adicional primera y tercera para, respectivamente, mejorar la transparencia de la metodología de la retribución del régimen económico de la actividad de gases manufacturados en territorios insulares, y se incluye una propuesta sobre la disposición relativa a la retribución del operador del mercado de gas al objeto de no afectar a la liquidez de este operador durante el año de gas 2022.