

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 2023

Expediente nº: IPN/CNMC/033/22

PLENO DE LA CNMC

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. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 6 de septiembre de 2022

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 particulares sobre la Propuesta de Orden	9
4.1. Artículo 1. Objeto.....	9
4.2. Artículo 2. Cargos del sistema gasista	9
4.3. Artículo 3. Retribución a la Actividad de Almacenamiento Subterráneo Básico	13
4.4. Artículo 4. Cánones aplicables al acceso de terceros a los almacenamientos subterráneos básicos	16
4.5. Disposición adicional primera. Régimen económico aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares durante el año de gas 2023.....	21
4.6. Disposición adicional segunda. Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas	24
4.7. Disposición transitoria única. Incentivo a la calidad de los repartos	26
4.8. Disposición final primera. Modificación del artículo 9.4 de la Orden IET/2446/2013	27
4.9. Disposición final segunda. Desarrollo del Real Decreto 1184/2020 - Auditoría de los costes de O&M	28
4.10. Disposición final tercera. Modificación Retribución 2019 Distribución por Sentencia nº 365/2021.....	33
4.11. Anexo I. Cargos del sistema gasista año de gas 2023.....	35
5. Conclusiones	37

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Variables de facturación. Propuesta de Orden vs Resolución CNMC	10
Cuadro 2. Retribución considerada en la determinación de los cargos.....	11
Cuadro 3. Cargos aplicables para el año de gas 2023. Propuesta de OM y CNMC.....	12
Cuadro 4. Análisis últimas previsiones disponibles	13
Cuadro 5. Retribución provisional 2023 por Costes de O&M y por Extensión Vida Útil (REVI) tras aplicar los criterios propuestos por la CNMC.....	15
Cuadro 6. Capacidad contratada equivalente.....	18
Cuadro 7. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción. Propuesta de Orden vs CNMC.....	19
Cuadro 8. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción. Propuesta de Orden vs Orden TED/1286/2020	20
Cuadro 9. Variación de los importes de los ajustes por aplicación D.A. 3ª.7 de la Orden TED/1023/2021 al utilizar la información de la Liquidación 9/2022.....	22
Cuadro 10. Anualidades previstas del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 entre los años de gas 2023 y 2032 tras amortización	37

1. ANTECEDENTES

El 28 de julio de 2022 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 2023, 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 28 de julio de 2022 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 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 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 25 de noviembre de 2021, 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 2020, obteniéndose como resultado de la liquidación un superávit de 186.691.201,04 euros, procediéndose a la amortización parcial del capital pendiente correspondiente al déficit acumulado del ejercicio 2014. Posteriormente, el 28 de julio de 2022, la Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado la Resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector gas natural correspondiente al ejercicio 2021 obteniéndose un superávit de 81.127.135,83 euros. Tras la aplicación del citado superávit para la amortización parcial del déficit acumulado del ejercicio 2014, el capital pendiente de este déficit es de 58.832.031,30 euros.

3. CONTENIDO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

La Propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, cuatro artículos, tres disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria, cinco 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 2022 y el 30 de septiembre de 2023 (o año de gas 2023): (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; (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; (iv) el coste diferencial del suministro de gas manufacturado en las redes de distribución en territorios extrapeninsulares acogidas a lo dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998; y (v) 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,

Mientras que en el resto de los 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 **tres disposiciones adicionales** se establece:

- El régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares (DA 1ª).
- Retribución del Operador del Mercado Organizado de gas natural (DA 2ª)
- Habilitación de la Secretaría de Estado de Energía para dictar resoluciones de aplicación de la Orden (DA 3ª)

En la **disposición transitoria única** extiende al año 2021 la flexibilización de la aplicación del incentivo a la calidad de los repartos de gas realizados por distribuidores y transportistas previsto en el artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre.

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 **cinco disposiciones finales** se establece:

- Modificación del artículo 9.4 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, sobre forma de facturar cuando la telemedida está inhabilitada.
- Desarrollo del Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, que establece el criterio de elaboración de las auditorías de costes de operación y mantenimiento de los AA.SS..
- Revisión de la retribución de la actividad de distribución del año 2019, conforme con lo dispuesto en la Sentencia nº 365/2021 en relación con el recurso contencioso-administrativo número 56/2021 contra la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre
- Título competencial.
- La entrada en vigor de la orden el 1 de octubre de 2022.

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

- Los cargos del sistema gasista para el año de gas 2023, 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 2023 y los ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores de la actividad de almacenamiento subterráneo básico (Anexo II)

4. CONSIDERACIONES SOBRE EL ARTICULADO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1. 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.

4.2. Artículo 2. Cargos del sistema gasista

En el artículo 2 de la propuesta de Orden se establecen los cargos de aplicación para el año de gas 2023 incluidos en el anexo I de esta orden, junto con los costes y previsiones de demanda empleados para la determinación de estos.

Respecto de las **variables de facturación** empleadas en la determinación de los cargos, si bien se indica en la memoria 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, se ha comprobado que dichos valores no coinciden con los empleados en la Resolución de 19 de mayo de 2022, 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 2023.

Los valores indicados en la memoria son muy similares a los valores que se incluían en la propuesta que sometió a trámite de audiencia el 8 de abril de 2022, encontrándose pequeñas diferencias en el número de puntos de suministro de algunos grupos tarifarios. Estas previsiones fueron actualizadas en la Resolución finalmente aprobada en respuesta a las alegaciones presentadas por los agentes en el trámite de audiencia.

Adicionalmente, respecto al caudal considerado desde plantas satélite unicliente, el valor recogido en la memoria (67.715.885 kWh/día) no se corresponde con el resultado de realizar el cálculo indicado¹ en la misma (58.975.871 kWh/día).

En el Cuadro 1 se muestra la previsión de las variables de facturación consideradas en la propuesta de orden y las de la Resolución de 19 de mayo de 2022, 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 2023. Se observa que las variables empleadas en la propuesta de Orden son un 8,8 % inferiores para el consumo y un 8,5% para la capacidad contratada equivalente.

Cuadro 1. Variables de facturación. Propuesta de Orden vs Resolución CNMC

	Propuesta OM (A)			Resolución 19/05/2022 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	4.701.485	84.037.154	11.485.911	4.701.485	84.037.789	11.485.911	0,0%	0,0%	0,0%
RL.2	2.921.366	176.836.578	21.561.958	2.921.366	176.836.578	21.561.958	0,0%	0,0%	0,0%
RL.3	396.986	60.167.875	7.333.054	396.986	60.168.511	7.333.060	0,0%	0,0%	0,0%
RL.4	57.944	49.622.640	7.550.222	57.944	49.658.629	7.550.349	0,0%	-0,1%	0,0%
RL.5	21.650	81.935.198	13.679.540	21.011	81.935.198	13.679.540	3,0%	0,0%	0,0%
RL.6	2.325	28.860.106	6.018.890	2.325	28.860.106	6.018.890	0,0%	0,0%	0,0%
RL.7	999	46.704.850	9.260.773	1.175	46.722.330	9.264.687	-15,0%	0,0%	0,0%
RL.8	669	92.177.550	19.106.911	709	92.177.550	19.106.911	-5,7%	0,0%	0,0%
RL.9	287	107.464.257	27.972.682	311	107.464.257	27.972.682	-7,8%	0,0%	0,0%
RL.10	165	174.395.754	49.521.820	190	175.717.459	49.827.110	-13,3%	-0,8%	-0,6%
RL.11	103	744.409.717	182.024.215	103	910.529.959	217.277.625	-0,5%	-18,2%	-16,2%
Plantas unicliente	-	67.715.885	12.605.802	-	58.975.871	12.605.802		14,8%	0,0%
Total	8.103.979	1.714.327.564	368.121.778	8.103.607	1.873.084.237	403.684.524	0,0%	-8,5%	-8,8%

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Respecto de los **costes considerados** en el cálculo de los cargos, sin perjuicio de las observaciones que se realizan en los epígrafes siguientes, conforme al punto 4 de la disposición adicional primera de la propuesta de Orden el ajuste del coste de aprovisionamiento y de la retribución por el suministro a tarifa de los ejercicios 2019 y 2020 (estimados en 75.591,34 € y 10.181,5 € respectivamente), se abonarán como pago único en la primera liquidación disponible. Dado que la primera liquidación disponible corresponde al ejercicio 2022 no procedería la inclusión de dichas partidas en la determinación de los cargos del año de gas 2023 (véase Cuadro 2).

¹ En la memoria se indica que el caudal se ha calculado proporcionalmente a partir del caudal considerado para el cálculo del peaje de carga de cisternas.

Cuadro 2. Retribución considerada en la determinación de los cargos

Concepto de coste (€)	Propuesta OM (A)	CNMC (B)	Diferencias	
	Oct 22 - Sep 23	Oct 21 - Sep 22	(B) - (A)	(B) sobre (A)
Operador del Mercado Organizado de Gas	3.570.000	3.570.000	-	0,0%
Coste del suministro en territorios insulares	109.775	24.002	- 85.773	-78,1%
Coste adquisición GLP correspondiente a 2023	553.949	553.949	-	0,0%
Retribución por suministro a tarifa	49.465	49.465	-	0,0%
Minoración DA ⁸ Orden TED/1023/2021	- 102.504	- 102.504	-	0,0%
Desvío de ejercicio 2021	- 476.908	- 476.908	-	0,0%
Ajuste coste adquisición GLP ejercicios 2019-2020	75.591		- 75.591	-100,0%
Ajuste retribución suministro a tarifa ejercicios 2019-2021	10.182		- 10.182	-100,0%
Anualidad Financiación Déficit a 31/Dic/2014	7.078.359	7.078.359	-	0,0%
Total a recuperar por cargos	10.867.909	10.696.364	- 171.546	-1,6%
Tasa CNMC	4.264.590	4.264.590	-	0,0%
TOTAL	15.132.499	14.960.954	- 171.546	-1,1%

Fuente: Propuesta de Orden

El Cuadro 3 muestra el cálculo de los cargos para el año de gas 2023 conforme a la metodología establecida en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso según las estimaciones de la CNMC, aplicando las variables de facturación de la propuesta de orden y aplicando las variables de facturación de la Resolución de 19 de mayo de 2022, 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 2023. Los cargos resultantes serían entre un 2,8% y 8,5% inferiores a los considerados en la propuesta de Orden, de forma coherente con las variables de facturación estimadas por la CNMC en la citada Resolución.

Cuadro 3. Cargos aplicables para el año de gas 2023. Propuesta de OM y CNMC

1. Cuantía a recaudar (€)

	oct-22 a sept-23 (€)
Anualidad 2014	7.078.359,03
Operador de Mercado	3.570.000,00
Coste diferencial suministro territorios insulares	109.774,73
Total	10.758.133,76
A. Término por caudal (85,54%)	9.202.507,61
B. Término por punto de suministro (14,46 %)	1.555.626,14

2. Variables de facturación

	Propuesta OM			Resolución 19/05/2022 CNMC		
	Capacidad contratada equivalente (kWh/día/año)	Número de puntos de Suministro	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día/año)	Número de puntos de Suministro	Volumen (MWh)
RL.1	84.037.154	4.701.485	11.485.911	84.037.789	4.701.485	11.485.911
RL.2	176.836.578	2.921.366	21.561.958	176.836.578	2.921.366	21.561.958
RL.3	60.167.875	396.986	7.333.054	60.168.511	396.986	7.333.060
RL.4	49.622.640	57.944	7.550.222	49.658.629	57.944	7.550.349
RL.5	81.935.198	21.650	13.679.540	81.935.198	21.011	13.679.540
RL.6	28.860.106	2.325	6.018.890	28.860.106	2.325	6.018.890
RL.7	46.704.850	999	9.260.773	46.722.330	1.175	9.264.687
RL.8	92.177.550	669	19.106.911	92.177.550	709	19.106.911
RL.9	107.464.257	287	27.972.682	107.464.257	311	27.972.682
RL.10	174.395.754	165	49.521.820	175.717.459	190	49.827.110
RL.11	744.409.717	103	182.024.215	910.529.959	103	217.277.625
Plantas unificadas	67.715.885	-	12.605.802	58.975.871	-	12.605.802
Total	1.714.327.564	8.103.979	368.121.778	1.873.084.237	8.103.607	403.684.524

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)	0,191958	0,005368

4. Cargos de salida finales

	Con variables de la Propuesta OM		Con variables de la Resolución 19/05/2022 CNMC	
	Cargo por caudal para consumidores que no contratan caudal (€/año)	Cargo por cliente para consumidores que contratan caudal (€/kWh/día/año)	Cargo por caudal para consumidores que no contratan caudal (€/año)	Cargo por cliente para consumidores que contratan caudal (€/kWh/día/año)
RL.1	0,29	0,016107	0,28	0,015653
RL.2	0,52	0,008539	0,49	0,008084
RL.3	1,01	0,006635	0,94	0,006180
RL.4	4,79	0,005592	4,40	0,005137
RL.5	20,51	0,005419	19,35	0,004962
RL.6	66,82	0,005383	61,18	0,004928
RL.7		0,005372		0,004918
RL.8		0,005369		0,004915
RL.9		0,005369		0,004914
RL.10		0,005368		0,004913
RL.11		0,005368		0,004913
Plantas unificadas		0,005368		0,004913

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC

Por último, se indica en la memoria que, a la vista de la evolución reciente de la invasión de Ucrania por parte de Rusia y aplicando un principio de prudencia, al considerar que un corte de gas pueda reducir la demanda con la consecuente disminución de los ingresos por cargos, se ha incrementado en un 20% el cargo a aplicar respecto a los que resultan de la metodología, indicando que ello supone estimar una reducción de la demanda del 16,6%, (de 368,121 TWh a 307,013 TWh).

Se considera que si debido a la evolución reciente de la invasión de Ucrania por parte de Rusia y de las medidas de ahorro de consumo de gas se prevé una

reducción de la demanda, se debería actualizar la previsión de demanda y aplicar la metodología establecida en el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, publicándose en el correspondiente Anexo I de la orden, el escenario de demanda considerado.

La demanda implícita considerada asciende a 307,013 TWh, previsión que podría resultar conservadora respecto a los últimos datos disponibles y de las últimas previsiones publicadas por el Gestor Técnico del Sistema². En el Cuadro 4 se muestran las últimas previsiones publicadas por el GTS y las previsiones realizadas por la CNMC. Se observa que las previsiones consideradas por la CNMC y las últimas publicadas por el GTS son entre un 4% y un 36% superiores a los 307 TWh que señala la memoria de la propuesta de la orden.

Cuadro 4. Análisis últimas previsiones disponibles

	Generación eléctrica (TWh)	Convencional (TWh)	Total (TWh)
Propuesta de Resolución CNMC	79	289	368
Resolución 19/05/2022 CNMC	115	289	404
Últimos 12 meses	114	272	386
Previsión GTS escenario inferior	63	257	320
Previsión GTS escenario central	93	275	368
Previsión GTS escenario superior	123	294	417

NOTA: Los últimos tres meses de los escenarios inferior y superior del GTS se corresponden con las previsiones del escenario central.

Fuente: GTS y CNMC

4.3. Artículo 3. Retribución a la Actividad de Almacenamiento Subterráneo Básico

En el artículo 3 y el Anexo II de la propuesta de Orden se recogen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo (AA.SS.) básico para el año de gas 2023, junto con los ajustes de ejercicios anteriores.

² Disponibles en:

http://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/SeguimientoDemanda

Los valores de retribución para 2023 y los ajustes de ejercicios anteriores recogidos en la Orden son los resultantes de aplicar la metodología establecida por el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre³.

El ajuste está motivado por un error en el cálculo de la retribución por extensión de vida útil (REVI) provisional del año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) para Naturgy Almacenamiento Andalucía, titular del A.S. Marismas.

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.

No se han encontrado diferencias en la retribución por inversión para el año de gas 2023⁴ aunque 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.

En relación con la retribución provisional por costes de O&M para el año de gas 2023, y como se indicó el año pasado, se considera una mejor aproximación de estos costes, tomar el promedio de los costes auditados admitidos en las últimas Resoluciones de inclusión en el régimen retributivo de la retribución por O&M de años anteriores. Actualmente, cuentan con Resolución aprobada los años utilizados 2018 y 2019 mientras que para 2020, la mejor aproximación serían los

³ Cuya propuesta fue informada por esta Comisión en fecha 14 de octubre de 2020 - IPN/CNMC/018/20.

⁴ 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. Habría habido ligeras diferencias de haber realizado los cálculos a semejanza con la metodología de la Circular 9/2019, que determina el valor de amortización diario (Valor Inversión / Días de Vida Útil).

valores propuestos en sendos Informes de la CNMC⁵ para consideración por la DGPEM en sus Resoluciones pendientes de aprobación.

Se realizan las siguientes consideraciones en los cálculos efectuados:

- En los años 2019 (para todos los AA.SS. menos Marismas) y 2020 (para todos los AA.SS.) se han computado los costes variables brutos en vez de netos de ingresos asociados. Esto afecta al coste promedio 2018-2020, al cálculo los costes variables previstos, y al cálculo de los costes directos fijos que están calculados como total de costes directos admitidos menos costes variables (donde ahora se estarían minorando dos veces los ingresos asociados a los costes variables).
- Se recomienda no computar los Costes de O&M no recurrentes activados (COPEX) 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 (REU) y por mejoras de productividad (RMP). De hecho, se ha observado que estas cantidades son minoradas para el año 2018, mientras no lo son para los años 2019 y 2020.

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

Cuadro 5. Retribución provisional 2023 por Costes de O&M y por Extensión Vida Útil (REU) tras aplicar los criterios propuestos por la CNMC

[Euros]	COM 2023 directos fijos	COM 2023 variables de inyección	COM 2023 variables de extracción	COM 2023 indirectos	COM 2023 provisionales	REU 2023 provisionales	TOTAL COM y REU 2023 provisionales
AA.SS. Serrablo	3.760.731,69	60.098,37	175.395,94	1.926.828,05	5.923.054,04	888.458,11	6.811.512,15
AA.SS. Gaviota	15.892.584,81	18.087,57	105.238,15	2.718.243,11	18.734.153,64	2.810.123,05	21.544.276,69
AA.SS. Yela	4.167.072,41	971.743,74	83.633,40	0,00	5.222.449,55	0,00	5.222.449,55
AA.SS. Marismas	2.542.174,63	63.897,20	97.632,96	2.101,44	2.705.806,23	296.280,08	3.002.086,30
TOTAL AA.SS.	26.362.563,53	1.113.826,87	461.900,45	4.647.172,60	32.585.463,46	3.994.861,23	36.580.324,69

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

En relación con la retribución provisional por costes de O&M no recurrentes activados (COPEX) de los AASS básicos para el año de gas 2023, se observa

⁵ Informe sobre costes de O&M 2020 de los AA.SS. de Enagas (INF-DE-026-21) e Informe sobre costes de O&M 2020 del AA.SS. de Marismas (INF-DE-027-21), aprobados el 10 de febrero de 2022.

que los valores recogidos se corresponden a los resultantes de aplicar la metodología a los importes de COPEX utilizados en la Orden TED/1023/2021.

Tampoco se han observado diferencias en el cálculo del resto de conceptos retributivos⁶. 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)⁷. Hoy en día, la cantidad pendiente de devolver es de 11.990.593 €, correspondientes a 17 deducciones a aplicar entre 2023 y 2039, ambos incluidos.

Respecto al ajuste de la retribución anual por extensión de vida útil (REVU) de 2022, se sugiere que la memoria aporte mayor información sobre las razones para ello, aunque el importe no es significativo.

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 conocimiento⁸ que están pendientes de incluir en el régimen retributivo.

4.4. 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

⁶ Retribución por mejoras de productividad, Retribución transitoria por continuidad de suministro (RCS) y Retribución por extensión de vida útil (REVU)

⁷ *“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”.*

⁸ Por ejemplo, en la propuesta de Orden no se presupuesta la retribución de 2023 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.

multiplicadores aplicables conforme a la metodología recogida en el Real Decreto 1184/2020, 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**, desde octubre de 2022 a marzo de 2023, se ha considerado la información facilitada por el GTS, mientras que, para el resto del periodo, se ha considerado la misma previsión que en el año anterior, considerando que se alcanza para el 1 de noviembre de 2023 el 90% de la capacidad nominal de los AA.SS.
- Para los **productos trimestrales y mensuales**, desde octubre de 2022 a marzo de 2023, se han considerado las estimaciones aportadas por el GTS, mientras que para el resto del periodo se han tomado las capacidades contratadas en el año de gas 2022
- Para los **productos diarios e intradiarios**, se han considerado los promedios de los tres últimos ejercicios.

Esta Comisión, considerando las hipótesis anteriores y la última información disponible en el SL-ATR a 29 de julio de 2022, ha procedido a actualizar el escenario de demanda previsto para el año de gas 2023, resultando una capacidad contratada equivalente de 30.164 MWh/día, un 2,35% superior a la considerada en la propuesta de Orden (Véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Capacidad contratada equivalente

PERIODO	Caudal Contratado (kWh/día/mes)						Multiplicadores					Capacidad contratada equivalente
	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradía	TOTAL	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradía	(kWh/día/mes)
	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)	(kWh/día/mes)						
oct.-20	25.325.991.378	6.109.900.000	2.251.408.622	16.787.318	1.799.707	33.705.887.025	1,00	1,40	1,60	2,00	3,00	37.521.078.931
nov.-20	25.325.991.378	6.109.900.000	2.226.920.000	20.246.207	2.454.378	33.685.511.963	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	37.263.546.810
dic.-20	25.325.991.378	6.109.900.000	594.600.000	4.390.282	1.506.430	32.036.388.090	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	34.783.871.889
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	25.328.791.378	111.485.000	225.000.000	5.866.394	42.857	25.671.185.629	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	25.695.492.690
mar.-21	25.330.053.378	111.485.000	28.501.000	1.179.125	79.971	25.471.298.474	1,00	1,00	1,00	1,20	1,90	25.471.606.273
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	378.202.661	225.806	25.477.371.096	1,00	1,30	1,30	1,60	2,40	26.111.863.321
ago.-21	23.763.353.327	1.356.473.000	201.522.000	219.629.136	9.224.218	25.550.201.681	1,00	1,30	1,50	1,80	2,80	26.250.211.482
sep.-21	24.145.753.327	1.356.473.000	351.687.000	106.505.533	6.975.677	25.967.394.537	1,00	1,30	1,60	2,00	3,00	26.705.805.524
oct.-21	24.145.801.327	11.853.000	1.661.800.000	386.527.041	8.498.821	26.214.480.189	1,00	1,40	1,60	2,00	3,00	27.619.826.071
nov.-21	24.145.801.327	11.853.000	2.412.557.969	174.361.412	2.518.833	26.747.092.542	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	28.102.135.756
dic.-21	24.145.801.327	11.853.000	1.288.400.000	188.615.897	1.247.222	25.635.917.446	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	26.437.996.364
ene.-22	24.074.124.107	87.821.220	76.801.000	118.219.091	645.355	24.357.610.773	1,00	1,00	1,30	1,60	2,40	24.452.486.024
feb.-22	24.074.294.107	87.821.220	4.101.000	68.619.278	0	24.234.835.605	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	24.255.831.488
mar.-22	24.083.894.107	87.821.220	60.571.370	3.197.222	3.209.198	24.238.693.117	1,00	1,00	1,00	1,20	1,90	24.242.220.839
abr.-22	29.260.532.130	17.600.000	0	8.647.512	288.529	29.287.068.172	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	29.289.979.808
may.-22	29.260.532.130	17.600.000	100.000.000	30.324	190.323	29.378.352.776	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	29.388.571.228
jun.-22	29.258.532.130	17.600.000	54.500.000	319.834	213.200	29.331.165.164	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	29.336.945.635
jul.-22	29.258.532.130	638.295.000	11.000.000	755.485	1.325.645	29.909.908.260	1,00	1,30	1,30	1,60	2,40	30.107.005.954
ago.-22	29.258.532.130	638.295.000	325.200.000	112.337.671	161.587.744	30.495.952.545	1,00	1,30	1,50	1,80	2,80	31.230.769.121
sep.-22	29.258.532.130	638.295.000	150.000.000	56.045.141	114.715.546	30.217.587.817	1,00	1,30	1,60	2,00	3,00	30.784.552.550
oct.-22	29.258.532.130	640.695.000	90.000.000	199.232.883	157.551.276	30.346.011.289	1,00	1,40	1,60	2,00	3,00	31.170.624.724
nov.-22	29.258.532.130	640.695.000	50.000.000	97.303.809	2.486.806	30.049.017.545	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	30.412.614.484
dic.-22	29.258.532.130	640.695.000	5.000.000	96.503.090	1.376.826	30.002.107.046	1,00	1,40	1,50	1,80	2,80	30.340.565.804
ene.-23	29.258.532.130	74.850.000	2.000.000	42.309.870	1.407.529	29.379.099.529	1,00	1,00	1,30	1,60	2,40	29.407.055.991
feb.-23	29.258.532.130	74.850.000	0	1.296.999.461	4.427.495	30.634.809.086	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	31.028.779.168
mar.-23	29.258.532.130	74.850.000	0	106.259.204	1.252.428	29.440.893.762	1,00	1,00	1,00	1,20	1,90	29.463.272.788
abr.-23	29.258.532.130	17.600.000	0	9.894.114	455.483	29.286.481.727	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	29.289.950.993
may.-23	29.258.532.130	17.600.000	100.000.000	14.685.270	1.167.473	29.391.984.873	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	29.407.674.675
jun.-23	29.258.532.130	17.600.000	54.500.000	319.834	213.200	29.331.165.164	1,00	1,00	1,10	1,30	2,10	29.336.945.635
jul.-23	29.258.532.130	638.295.000	11.000.000	755.485	1.325.645	29.909.908.260	1,00	1,30	1,30	1,60	2,40	30.107.005.954
ago.-23	29.258.532.130	638.295.000	325.200.000	112.337.671	161.587.744	30.495.952.545	1,00	1,30	1,50	1,80	2,80	31.230.769.121
sep.-23	29.258.532.130	638.295.000	150.000.000	56.045.141	114.715.546	30.217.587.817	1,00	1,30	1,60	2,00	3,00	30.784.552.550
Promedio año de gas 2023												30.164.984.324

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 7 se muestra el cálculo de los cánones de almacenamiento, inyección y extracción incluidos en la propuesta de Orden y se compara con el cálculo de los cánones realizado por la CNMC. Se ha advertido una errata en el cálculo de los cánones de inyección y extracción, en tanto que los valores propuestos no son el resultado de dividir la retribución a recuperar entre la capacidad contratada equivalente.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, y la previsión de capacidad contratada de almacenamiento anteriormente descrita, el canon de almacenamiento resulta un -2,32% inferior al propuesto, el canon de inyección un 47% inferior y el canon de extracción un 12% inferior.

**Cuadro 7. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción.
Propuesta de Orden vs CNMC.**

Retribución (€)	Propuesta de Orden	CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución fija (inversión, copex, com, revu, rmp, rcs y minoración)	87.673.162	87.673.162	0,00%
Gas de operación	15.607.682	15.607.682	0,00%
COM variables inyección	1.179.376	1.179.376	0,00%
COM variables extracción	637.919	637.919	0,00%
Ingresos condensados	- 175.759	- 175.759	0,00%
TOTAL	104.922.380	104.922.380	0,00%

Canon almacenamiento	Propuesta de Orden	CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución (€)	87.673.162	87.673.162	0,00%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	29.471.193,20	30.164.984,32	2,35%
Canon (€/kWh/día)/año	0,002975	0,002906	-2,32%
Tasa de variación sobre vigentes	-4,46%	-6,68%	

Canon inyección	Propuesta de Orden	CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución (€)	1.179.376	1.179.376	0,00%
1/2 gas operación (€)	7.803.841	7.803.841	0,00%
1/2 condensados (€)	- 87.879,50	- 87.879,50	0,00%
Total a asignar (€)	8.895.337,50	8.895.337,50	0,00%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	62.143,17	62.143,17	0,00%
Canon (€/kWh/día)/año	0,267954	0,143143	-46,58%
Tasa de variación sobre vigentes	230,42%	76,51%	

Canon extracción	Propuesta de Orden	CNMC	CNMC vs Propuesta de Orden
Retribución (€)	637.919	637.919	0,00%
1/2 gas operación (€)	7.803.841	7.803.841	0,00%
1/2 condensados (€)	- 87.879,50	- 87.879,50	0,00%
Total a asignar (€)	8.353.880,50	8.353.880,50	0,00%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	33.072,10	33.072,10	0,00%
Canon (€/kWh/día)/año	0,286896	0,252596	-11,96%
Tasa de variación sobre vigentes	279,68%	234,29%	

Fuente: Propuesta de Orden, SL-ATR y CNMC

En el Cuadro 8 se comparan los cánones de almacenamiento subterráneo, inyección y extracción establecidos en la Orden TED/1023/2021 con los incluidos en la propuesta de Orden, corregidas las erratas de cálculo de los cánones de inyección y extracción.

Se observa que la retribución de los AA.SS. se incrementa el 15% respecto de la considerada en la TED/1023/2021, resultado de un incremento de todos los conceptos retributivos, con la excepción de los ingresos por condensados que se reducen un 58%. Cabe destacar el incremento de la retribución del gas de operación, del 298%, consecuencia del incremento de la cotización de gas natural.

El canon de almacenamiento resultante para el ejercicio 2023 es un 4,46% inferior al incluido en la Orden TED/1023/2021, motivado porque el incremento de la retribución (del 1,87%) es compensado por el incremento de la capacidad contratada (del 6,62%).

Por el contrario, los cánones de inyección y extracción resultan un 77% y un 234%, respectivamente, superiores a los considerados en la Orden TED/1023/2021, en ambos motivado por el incremento de la retribución que se debe recuperar por los mismos (230% en el caso del canon de inyección y 280% en el caso del canon de extracción), parcialmente compensado por el aumento previsto de la capacidad contratada equivalente (del 87% para la inyección y del 14% para extracción).

**Cuadro 8. Cánones de Almacenamiento Subterráneo, inyección y extracción.
Propuesta de Orden vs Orden TED/1023/2021**

Retribución (€)	Propuesta de Orden	Orden TED/1023/2021	Propuesta de Orden vs Orden TED/1023/2021
Retribución fija (inversión, copex, com, revu, rmp,rsc y minoración)	87.673.162	86.062.038	1,87%
Gas de operación	15.607.682	3.922.318	297,92%
COM variables inyección	1.179.376	938.734	25,63%
COM variables extracción	637.919	446.904	42,74%
Ingresos condensados	- 175.759	- 415.627	-57,71%
TOTAL	104.922.380	90.954.367	15,36%

Canon almacenamiento	Propuesta de Orden	Orden TED/1023/2021	Propuesta de Orden vs Orden TED/1023/2021
Retribución (€)	87.673.162	86.062.038	1,87%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	29.471.193,20	27.641.063,00	6,62%
Canon (€/kWh/día/año)	0,002975	0,003114	-4,46%

Canon inyección	Propuesta de Orden	Orden TED/1023/2021	Propuesta de Orden vs Orden TED/1023/2021
Retribución (€)	1.179.376	938.734	25,63%
1/2 gas operación (€)	7.803.841	1.961.159	297,92%
1/2 condensados (€)	- 87.879,50	- 207.813,50	-57,71%
Total a asignar (€)	8.895.337,50	2.692.079,50	230,43%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	62.143,17	33.197,00	87,20%
Canon (€/kWh/día/año)	0,143143	0,081094	76,51%

Canon extracción	Propuesta de Orden	Orden TED/1023/2021	Propuesta de Orden vs Orden TED/1023/2021
Retribución (€)	637.919	446.904	42,74%
1/2 gas operación (€)	7.803.841	1.961.159	297,92%
1/2 condensados (€)	- 87.879,50	- 207.813,50	-57,71%
Total a asignar (€)	8.353.880,50	2.200.249,50	279,68%
Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	33.072,10	29.118,00	13,58%
Canon (€/kWh/día/año)	0,252596	0,075563	234,29%

Fuente: Propuesta de Orden, SL-ATR y CNMC

4.5. Disposición adicional primera. Régimen económico aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares durante el año de gas 2023

Esta disposición adicional establece la retribución para el año de gas 2023 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 cargos⁹, y según la Disposición Adicional Primera de la Orden TED/1023/21. Esto es:

1. El extracoste provisional de Gasificadora Regional Canaria, S.A.U., 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, se aplica 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 de diferencial entre coste real del incurrido en el suministro de gas manufacturado y/o aire propanado¹⁰ y el coste de la materia prima utilizado para determinar las tarifas de último recurso de gas natural¹¹.
2. La retribución a la actividad de suministro realizada por empresas distribuidoras en dichos territorios. Para ello, tal y como indica la propia disposición, se aplica 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.
3. Ajustes en la retribución por Extracoste y Suministro a Tarifa en 2019, 2020 por aplicación de la disposición adicional tercera de la Orden TED/1023/2021,

⁹ 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”

¹⁰ Se toma el precio máximo de los GLP a granel a empresas distribuidoras de GLP de la Resolución de 8 de junio de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

¹¹ Se toma el valor utilizado en la tarifa de último recurso en vigor el 1 de julio de 2022 recogido en la Resolución de 27 de junio de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

y del Extracoste de 2021 provisional recogido en la disposición adicional primera de la Orden TED/1286/2020.

La disposición, a diferencia con años anteriores solo determina la retribución para el año de gas 2023, junto con los ajustes de ejercicios anteriores, de Gasificadora Regional Canaria, S.A. en aplicación, principalmente, de lo dispuesto en la Disposición Adicional Primera de la Orden TED/1023/2021, dando así continuidad al modelo económico que desarrolló esta Orden.

Por ello, la disposición podría recoger las retribuciones aprobadas desglosadas tanto por concepto retributivo como por periodo temporal aplicable para facilitar su trazabilidad¹², y trasladar todos los aspectos explicativos sobre demanda y precios a la Memoria.

En relación con los importes recogidos en la Propuesta, se han podido reproducir todos ellos sin advertir diferencias significativas¹³ (normalmente diferencias de c€ por redondeos). No obstante, cabría valorar el recálculo de los ajustes correspondientes a Extracoste y Suministro a Tarifa de 2019 y 2020 por aplicación del apartado séptimo de la Disposición Adicional Tercera de la Orden TED/1023/2021 con la mejor información disponible. De acuerdo con la Liquidación 9/2022, la energía refacturada correspondiente a 2019 es de 2.944.900 kWh y de 2020 es de 1.444.182 kWh. Tal y como se puede observar en el cuadro adjunto, adoptar esta propuesta incrementaría el ajuste por estos conceptos en 7.945,57 €:

Cuadro 9. Variación de los importes de los ajustes por aplicación D.A. 3ª.7 de la Orden TED/1023/2021 al utilizar la información de la Liquidación 9/2022

En €	Según Información Propuesta OM	Según Información Liquidación 9/2022	Variación
Ajuste Extracoste 2020	27.231,18	28.288,54	1.057,36
Ajuste Extracoste 2019	48.360,15	54.294,80	5.934,63
Ajuste Suministro a tarifa 2020	3.526,94	3.663,89	136,95
Ajuste Suministro a tarifa 2019	6.654,58	7.471,21	816,63
TOTAL	85.772,87	93.718,43	7.945,57

Fuente: SIDRA, Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

¹² En el concepto “extracoste provisional del año 2023”, tal y como indica el último párrafo del apartado primero, se encuentra dicha partida retributiva (553.948,8 €) junto con los ajustes por el extracoste y suministro a tarifa del año de gas 2021 (-476.908 € y -102.504,38 €, respectivamente).

¹³ Normalmente diferencias de c€, posiblemente por diferentes criterios de redondeo.

Por otra parte, y a efectos de los apartados 5 y 6 de la disposición adicional segunda de la Orden TED/1023/2021¹⁴, la Propuesta de Orden debería reflejar si Gasificadora Regional del Gas, S.A. tiene derecho al incentivo por una eficiente gestión de compras en 2021¹⁵. De acuerdo con la información de la memoria se deduce que los precios de adquisición fueron los precios máximos de venta de GLP a granel a empresas distribuidoras de GLP por canalización, y que la empresa no tendría derecho al incentivo por la gestión de compras en 2021.

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

Disposición adicional primera. Régimen económico aplicable al suministro de gases manufacturados en territorios insulares por Gasificadora Regional del Gas, S.A. para el año de gas 2023

1. Conforme a lo dispuesto en la fórmula aprobada en el apartado tercero de las disposiciones adicionales primera y tercera de la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022, el extracoste provisional correspondiente al año de gas 2023 se establece en 553.948,82€:

a) La retribución de Gasificadora Regional Canaria, S.A.U. para el año de gas 2023 es:

<i>Retribución por Extracoste provisional año gas 2023</i>	<i>553.948,82€</i>
<i>Retribución por suministro a tarifa provisional 2023</i>	<i>49.465,43 €</i>

b) Los ajustes de retribución de Gasificadora Regional del Gas, S.A. en años anteriores, que se abonarán como pago único en la primera liquidación disponible, son:

<i>Ajuste extracoste año de gas 2021</i>	<i>- 476.908,00 €</i>
<i>Regularización Extracoste 2021 D.A.3ª.5 y 6 Orden TED/1023/2021</i>	<i>- 80.445,47€</i>
<i>Regularización Extracoste 2019 D.A.3ª.5 y 6 Orden TED/1023/2021</i>	<i>- 22.058,91€</i>
<i>Ajuste Extracoste 2020 por D.A.3ª.7 Orden TED/1023/2021</i>	<i>27.231,18 €</i>

¹⁴ “5. En los territorios insulares en los que sea de aplicación la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización será el precio máximo que se pueda aplicar a los suministros con destino a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización.

6. Como incentivo a una eficiente gestión de compras, la empresa distribuidora que suministre gases manufacturados en los territorios insulares tendrá derecho al 50 % de la diferencia entre el coste de adquisición calculado por aplicación del precio máximo de venta de GLP a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización y el coste real. Este incentivo se calculará sin incluir impuestos, a partir de los datos reales auditados y se incluirá en la retribución del año siguiente”.

¹⁵ El incentivo es el 50% del diferencial entre los precios de adquisición reales del GLP que le fueron aplicados en 2021 y el precio máximo de venta de GLP a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización (máximo que puede ser reconocido).

<i>Ajuste Extracoste 2019 por D.A.3ª.7 Orden TED/1023/2021</i>	<i>48.360,15 €</i>
<i>Ajuste Suministro a tarifa 2020 por D.A.3ª.7 Orden TED/1023/2021</i>	<i>3.526,94 €</i>
<i>Ajuste Suministro a tarifa 2019 por D.A.3ª.7 Orden TED/1023/2021</i>	<i>6.654,58 €</i>
<i>c) Gasificadora Regional del Gas, S.A. no tiene derecho al incentivo por una eficiente gestión de compras en 2021 porque los precios abonados fueron los precios máximos de venta de GLP a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización.</i>	
[Borrar el resto de la disposición original]	

4.6. Disposición adicional segunda. Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas

La disposición adicional segunda de la propuesta de orden establece en su único apartado la retribución para el año de gas 2023 del operador del mercado organizado de gas natural en 3.570.000 €. Esta cifra es la suma de 2.858.000 € en concepto de retribución transitoria provisional y de 712.000 € en concepto de retribución provisional por gestión de garantías.

Según se aclara en la memoria, se mantienen para este año de gas las mismas retribuciones fijadas en la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, *por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022*, que ascendían a 2.858.000 € en concepto de retribución transitoria provisional por gestión del mercado para el año de gas 2022, 179.750 € en concepto de retribución por gestión de garantías para el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021, y 534.000 € en concepto de retribución provisional por gestión de garantías para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2022.

Por su parte, de acuerdo con la información aportada por el operador del mercado de gas a la CNMC en el mes de junio de 2022, la contabilidad regulatoria de costes de la sociedad muestra en general un equilibrio de costes e ingresos en el desempeño de MIBGAS, tanto por actividades como por países.

A la vista de lo anterior, esta Comisión considera apropiado que se mantenga en el año de gas 2023 la misma retribución provisional para el operador del mercado de gas fijada para el año de gas 2022.

En todo caso, cabe señalar 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 los informes 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 y para el año de gas 2022 (IPN/CNMC/047/20 e IPN/CNMC/028/21 respectivamente) 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 gas¹⁶, 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).

En este sentido se considera que el título de la Disposición Adicional segunda debería hacer referencia al carácter provisional de esta retribución de forma consistente con el título de la Disposición adicional cuarta (Retribución

¹⁶ Cabe señalar que el informe de auditoría de las Cuentas Anuales de 2021 de MIBGAS incluye una salvedad (al igual que el de los dos años anteriores) derivada de que siguen sin establecerse las retribuciones definitivas de la sociedad. En particular, el auditor señala lo siguiente:

“Tal y como se describe en las notas 1, 2b), 3g) y 12 de la memoria abreviada adjunta, el 16 de diciembre de 2015 se puso en marcha el mercado organizado de gas y designó a la sociedad MIBGAS, S.A. como operador del mercado. La disposición transitoria segunda de la mencionada Ley establece que, hasta que el Ministro de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) determine que se han alcanzado las condiciones suficientes de liquidez en el mercado organizado de gas, se incluirá entre los costes del sistema gasista la parte correspondiente de la retribución del operador del mercado, de forma que “durante el periodo transitorio, la retribución del operador del mercado será fijada por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo”.

Durante el periodo transitorio, distintas órdenes ministeriales han publicado las retribuciones provisionales a cuenta del operador del mercado organizado de gas para los años 2015 a 2021. Sin embargo, a la fecha de formulación de las cuentas anuales abreviadas el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico 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.

En base a lo anterior, según la nota 12 de la memoria abreviada adjunta, la Sociedad ha registrado como ingreso las retribuciones provisionales publicadas de dichas órdenes ministeriales, ascendiendo a 3.577.000 euros y 3.515.000 euros para los ejercicios 2021 y 2020 respectivamente, y un total de 16.157.507 euros para los ejercicios 2015 a 2019. Dado el grado de incertidumbre sobre la cuantía y el momento en que se producirá la liquidación definitiva de la retribución, 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. La opinión de auditoría sobre las cuentas anuales abreviadas del ejercicio anterior incluyó una salvedad por esta cuestión”.

provisional del Operador del Mercado Organizado de gas natural) de la Orden TED/1023/2021¹⁷.

4.7. Disposición transitoria única. Incentivo a la calidad de los repartos

La disposición transitoria única modifica el artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas. Este artículo establece el incentivo para que los transportistas y distribuidores envíen información, tanto en tiempo, como con suficiente calidad, sobre el reparto entre usuarios del gas que transita por sus instalaciones.

En concreto, esta disposición reformula la definición de los términos S1 y S2 para el cálculo del factor F2, que define el incentivo sobre la calidad de los repartos, que afectaría a todos los repartos correspondientes a consumos del año 2021. De esta manera, por un lado, el término S1 queda definido como el número de meses del año en los que la suma de los repartos diarios definitivos del mes «m» es superior o inferior al 20 % de la suma de los repartos diarios «n+1» del mes «m» (antes, el 10%). Por otro lado, el término S2 se define como el número días en los que el reparto diario definitivo es superior o inferior al 50 % del reparto publicado el día «n+1» (antes el 25%).

Con ello se extiende al año 2021 la aplicación de la disposición transitoria quinta de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021. Esta Orden ya ampliaba el margen de error permitido en la calidad de los repartos de gas realizados por distribuidores y transportistas durante 2020. La ampliación era necesaria por el cambio de los patrones de consumo como consecuencia de la pandemia COVID-19, empleados en el cálculo de los repartos, lo que dificultaba su determinación con suficiente precisión. Este hecho sigue manteniéndose en 2021, debido a que el consumo

¹⁷ Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022.

del año precedente, en este caso el año 2020, es uno de los parámetros empleados para calcular los repartos de 2021.

Respecto a esta disposición, conviene aclarar que el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó el artículo 65 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, atribuyendo a la CNMC, entre otras, las competencias en relación con las programaciones, nominaciones, renominaciones y repartos del sistema gasista. No obstante, se entiende la urgencia de la medida a prorrogar, con objeto de que los distribuidores y transportistas no se vean penalizados en sus incentivos como consecuencia de la crisis sanitaria de 2020.

En consecuencia, hasta que este aspecto quede regulado mediante la normativa propia de la CNMC, se estima adecuada la propuesta contenida en la disposición transitoria única. Esto es, la ampliación del margen de error permitido en la determinación de los incentivos de distribuidores y transportistas por la calidad de los repartos de gas durante el año 2021.

4.8. Disposición final primera. Modificación del artículo 9.4 de la Orden IET/2446/2013

La Disposición final primera de la propuesta de Orden, introduce dos modificaciones en el apartado 4 del artículo 9 de la Orden IET/2446/2013.

Por una parte, se incluye que en el caso de los consumidores que incumplan la obligación de tener instalado los equipos de teledemanda será de aplicación además de la fórmula de facturación por capacidad demandada establecida en el artículo 16.3.d (peajes de transporte), la fórmula aplicable establecida en el artículo 26.2.c) (peajes de redes locales). La introducción de la referencia al artículo 26.2.c), según señala la Memoria, se realiza a los efectos de aclarar el procedimiento de facturación.

Por otra parte, el último párrafo de dicho apartado en la redacción actual establece *“Cuando la teledemanda se encuentre fuera de servicio por un periodo inferior o igual a 30 días naturales consecutivos, el caudal demandado a facturar durante el periodo afectado se calculará aplicando como capacidad máxima demandada diaria, QMd, el consumo promedio durante el periodo sin teledemanda*

minorado por la capacidad contratada para cada día". La propuesta de Orden elimina la minoración de la capacidad contratada para cada día, dado que según se señala en la propuesta, la misma no incentiva el mantenimiento de los equipos de teled medida en condiciones operativas.

El apartado 4 del artículo 9 de la Orden IET/2446/2013, fue modificado por la disposición final segunda de la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, objeto del informe IPN/CNMC/015/21¹⁸.

En dicho informe se señalaba, que era necesario incluir la referencia al artículo 26.2.c de la Circular 6/2020, y que "[...]por coherencia con la fórmula de facturación de la capacidad demanda establecida en la Circular 6/2020, se debe considerar el consumo promedio en lugar del consumo promedio minorado por la capacidad contratada, como indica la propuesta de Orden, para el caso de consumidores sin teled medida operativa durante un periodo inferior a 30 días", motivo por el cual las modificaciones propuestas se consideran oportunas.

No obstante, esta Comisión se reitera en el resto de los comentarios realizados en el informe IPN/CNMC/015/21 sobre dicho apartado.

4.9. Disposición final segunda. Desarrollo del Real Decreto 1184/2020 - Auditoría de los costes de O&M

La propuesta establece que las auditorías de O&M para los AA.SS. que se resumen en la Plantilla de costes de O&M del Anexo III del Real Decreto (heredada del Anexo II la Orden ITC/3995/2006¹⁹) se efectúen según los criterios del SICORE. Para ello, hace uso de las habilitaciones contenidas tanto en el artículo 19.5 del Real Decreto 1184/2020, que permite al Ministerio establecer los requisitos mínimos de las auditorías de O&M para los AA.SS., como en la disposición final cuarta del citado Real Decreto, que permite al Ministerio, dictar las disposiciones necesarias para la adecuada aplicación de este.

Esta Comisión también viene observando, como indica la exposición de motivos, que los costes de O&M declarados en la referida Plantilla no coinciden plenamente con las declaraciones efectuadas en SICORE (Sistema de

¹⁸ <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc01521>

¹⁹ La Plantilla utilizada para la declaración de costes de O&M hasta el 31/12/2020, y publicada en el Anexo II de la Orden ITC/3995/2006, es la misma que la publicada en el Anexo III del Real Decreto 1184/2020, para el nuevo periodo regulatorio 2021-2026.

Información Regulatoria de Costes) que desarrolla la Circular 1/2015²⁰. Diferentes reglas de contabilización y formatos de agregación de costes pueden dar como resultado declaraciones de costes distintas tanto en importes como en la estructura de costes directos/indirectos, aunque partan de la misma contabilidad interna de las empresas:

- La Plantilla de costes de O&M del Anexo III del Real Decreto, es una declaración parcial de costes (los de la actividad de AA.SS.) sin necesidad de informar de los costes totales de la empresa que es cumplimentada por las empresas en base a unas reglas básicas definidas, en su momento, por el Anexo II de la Orden ITC/3995/2006), lo que dota a las empresas de cierto grado de libertad en su confección.
- La información regulatoria de costes recogida en la Circular 1/2015 (SICORE), es una declaración de los costes totales de la empresa, desglosada por actividades, que ha de ser coincidente con la información de los EE.FF. declarados en el Registro Mercantil. Además, cuenta con una serie de reglas de localización y reparto de costes predefinidos que es cumplimentada por las empresas bajo dos modos de localización y reparto de costes²¹.

²⁰ Circular de 22 de julio de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad, modificada por la Circular 3/2016, de 16 de noviembre de 2016, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y la Resolución de 20 de abril de 2017, de la Sala de Supervisión Regulatoria. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-8625.

²¹ El Modo General (MG) y el Modo Separación de Actividades (SA). La diferencia entre ambos modos radica en que mientras el SA permite la aplicación de criterios particulares de cada empresa en la localización inicial de costes a los CECOS auxiliares y principales y en el reparto de CECOS auxiliares y principales que han de ser explicados y justificados; el MG aplica reglas comunes establecidas por la Circular 1/2015 para todas las empresas tanto en la localización inicial como en el reparto de CECOS auxiliares y principales.

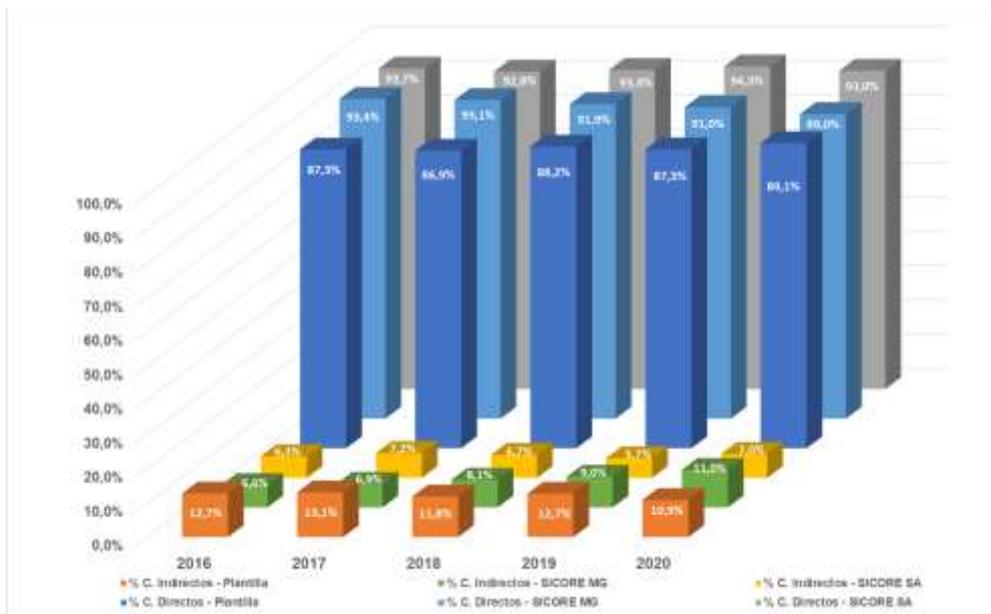
El reparto secundario de CECOS principales a OFC se efectúa en ambos modos según criterios de reparto comunes establecidos en la propia Circular 1/2015 a todas las empresas (dependiendo del CECO suelen ser niveles de dedicación, magnitud de costes en CECO, nº contratos etc.)

Grafica 1. Costes y retribución de O&M Totales AA.SS. entre 2016-2020 (€).



Fuente: SICORE y Auditoría de Costes O&M de AAS

Grafica 2. Estructura Costes O&M Directos/Indirectos Totales AA.SS. entre 2016-20



Fuente: SICORE y Auditoría de Costes O&M de AAS

Esto será especialmente relevante a partir del 2021, y no solo por la diferente estructura o metodología Plantilla/SICORE, sino por las implicaciones con otras actividades en las que ya se está utilizando SICORE para cálculos retributivos²², pues las imputaciones de los costes indirectos de ciertas sociedades impactan en resto actividades reguladas.

Por todo ello, y a fin de propiciar una correcta y coherente declaración de los costes directos/indirectos de O&M en la actividad de AA.SS. por parte de las empresas, esta Comisión ha recomendado a la DGPEM en informes recientes²³ extender el uso de SICORE para la declaración de la totalidad de los costes (directos e indirectos) de O&M de los AA.SS. de cara al siguiente periodo regulatorio (2021-2026) dado que, según el artículo 19.6 del Real Decreto 1184/2020, la retribución por costes de O&M indirectos de los AA.SS. ha de establecerse con la información declarada en SICORE. De esta forma, se garantiza un tratamiento homogéneo de los costes de la actividad de AA.SS. (coherencia de costes directos/indirectos, al proceder de la misma fuente) y con el resto de las actividades reguladas, al impedir, por no utilizar fuentes/declaraciones diferentes, que un coste pueda ser contabilizado dos veces (o ninguna) en dos actividades distintas (o en ninguna). En resumen, sería un avance más en la consolidación, coherencia y homogenización de la información de costes del conjunto de las actividades reguladas gasistas que, además, comportaría un ahorro en la carga administrativa (se elimina la auditoría específica de AA.SS.).

Cabe señalar que, actualmente, esta Comisión se encuentra ya trabajando en la adaptación de SICORE para establecer una correlación unívoca con lo dispuesto en las nuevas Circulares y en el Real Decreto 1184/2020, y permitir que la mayor parte de los requisitos de información para su aplicación y desarrollo se recojan a través de él.

Por tanto, se considera positiva la propuesta de desarrollo, pero aun así insuficiente. Es difícil implementar en una auditoría de costes parciales, como es la de los costes de O&M de AA.SS., los criterios de SICORE que permiten configurar una contabilidad analítica (la Información Regulatoria de Costes de la

²² Por ejemplo, la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, relativa a la retribución del transporte y la regasificación, en su redacción, tuvo ya en cuenta conceptos ya implementados en la Circular 1/2015; y la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, sobre valores unitarios (VVUU) y requisitos de auditorías, estableció los VVUU 2021-2026 de O&M aplicables a transporte y regasificación para el cálculo de los costes de O&M en base a información de costes declarada al SICORE.

²³ INF/DE/026/21, INF/DE/027/21, INF/DE/077/22

Empresa) a partir de la información Económico-Financiera que facilitan al Registro Mercantil. Por tanto, no solo se debe repartir los costes de O&M Directos e Indirectos según SICORE, sino que debe asegurarse que los costes reportados tengan consistencia con el Balance de Sumas y Saldos de la contabilidad de la empresa, los tipos de costes e ingresos definidos en SICORE, los conceptos de coste, materiales y equipos cuando proceda, la nomenclatura descriptiva de las cuentas analíticas, etc. En definitiva, se propone utilizar la información reportada a través de SICORE para dar cumplimiento a lo establecido en el apartado tercero del artículo 19 del Real Decreto 1184/2020²⁴, y, en extenso, cuando proceda, para cumplir lo dispuesto en todo el artículo.

Se considera que el Real Decreto 1184/2020, mediante las habilitaciones contenidas tanto en el artículo 19.5 del Real Decreto 1184/2020, que permite al Ministerio establecer los requisitos mínimos de las auditorías de O&M para los AA.SS., como en la disposición final cuarta del citado Real Decreto, que permite al Ministerio, dictar las disposiciones necesarias para la adecuada aplicación de este, permite al Ministerio dictar las disposiciones necesarias para indicar que la Retribución por costes de O&M de los AA.SS. se establezca utilizando la información de SICORE.

Con el objeto de concretar y formalizar dicha utilización, se propone las siguientes modificaciones al redactado de la disposición:

Disposición final segunda. Desarrollo 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.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 19 del Real Decreto 1184/2020 se utilizará la información que declaren las empresas a través del Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad, o normativa que la desarrolle o sustituya.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia facilitará el acceso a la Dirección General de Política Energética y Minas a la información declarada al Sistema de Información Regulatoria de Costes.

²⁴ “La valoración de los costes directos se realizará aplicando los criterios de admisibilidad de costes incluidos en el artículo 27 a las auditorías del año natural que los titulares de los almacenamientos remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas. Dichas auditorías incluirán la justificación de los costes mencionados en los apartados 1 y 2, incluyendo los que se abonen como gasto liquidable e incluirán información desglosada y clasificada por su naturaleza directa o indirecta, de acuerdo con el formato establecido en el “nexo III”

Las auditorías de los costes de operación y mantenimiento del año natural, que los titulares de los almacenamientos ~~han de remitir~~ a la Dirección General de Política Energética y Minas, ~~según el citado artículo 19 incluirán información desglosada y clasificada por su naturaleza directa o indirecta conforme a los criterios del~~ se considerarán remitidas al dar cumplimiento con lo previsto por Sistema de Información Regulatoria de Costes dispuestos en que desarrolla la citada Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad, o normativa que la desarrolle o sustituya.

4.10. Disposición final tercera. Modificación Retribución 2019 Distribución por Sentencia nº 365/2021

La disposición, tras la sentencia número 1365/2021 que dictó la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo²⁵, modifica el apartado 2 del Anexo I «Retribuciones reguladas para el año 2021 y ajustes de retribuciones de ejercicios anteriores» de la Orden TED/1286/2020²⁶ que publica las retribuciones definitivas del año 2019 de la actividad de distribución y los saldos en relación con los valores provisionales publicados en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre.

El redactado propuesto para sustituir el apartado 2 del Anexo I original de la Orden TED/1286/2020, modifica la configuración inicial de la tabla que es similar a todas las tablas de ajustes de otras disposiciones (compuesta por las columnas Calculo Nuevo, Calculo Anterior y Desvío/Ajuste) añadiendo una nueva columna, “Cantidad a Reconocer” y un texto explicativo al pie de la tabla indicando como interpretar dicha nueva columna (diferencia entre la columna Desvíos de esta orden con la recogida en el anexo equivalente en la Orden TED/1022/2021) y el tratamiento por el sistema de liquidaciones.

Podría ser preferible un redactado que solo refleje los dos últimos valores disponibles (los de esta propuesta y la Orden TED/1022/2021) y el ajuste final a realizar en vez de la corrección del Anexo de la Orden TED/1286/2020, lo que evitaría determinar tanto el desvío respecto al primer valor de la Orden TEC/1259/2019, que ya ha sido revisado dos veces a través de las Ordenes

²⁵ Sentencia de fecha 23 de noviembre de 2021, en relación con el recurso contencioso-administrativo número 56/2021, interpuesto por la mercantil NEDGIA, S.A., contra la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre.

²⁶ Según la redacción dada por la disposición final tercera de la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista

TEC/1286/2020 y TED/1022/2021, como añadir una columna con los desvíos respecto al valor de la Orden TED/1022/2021 y el texto interpretativo. Adicionalmente, se recomienda mantener la nota al pie del cuadro que advierte del carácter provisional de la retribución de las distribuidoras del grupo NEDGIA²⁷.

Por último, en esta línea de aportar claridad a los cálculos, se recomienda que la retribución por distribución de Gasificadora Regional Canaria, S.A., no incorpore el valor del Extracoste del GLP, que ya ha sido determinados en otros epígrafes.

Respecto a los valores del ajuste, se han reproducido los cálculos de la retribución con SIDRA²⁸ observando que, salvo en Nedgia Castilla La Mancha, se producen diferencias irrelevantes por redondeos. Se recomienda que el ajuste de retribución se exprese de forma completa, es decir, con céntimos de euros. En lo que respecta a la diferencia detectada en Nedgia Castilla La Mancha (13.129,63 €) señalar que la causa ha de deberse a una imputación incorrecta de la corrección del error material con los puntos de suministro de 2018 que subsanó la Orden TED/1022/2021.

Atendiendo a lo expresado con anterioridad, se propone el siguiente redactado alternativo de la disposición.

Disposición final tercera. Ajustes en la Retribución para el ejercicio 2019 de la actividad de distribución de gas natural

Se aprueban las cuantías de los ajustes de la retribución para el ejercicio 2019 de la actividad de distribución de gas natural que resultan de la aplicación de las fórmulas publicadas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y la sentencia número 1365/2021 de 23 de noviembre de 2021 de la Sección Tercera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Tribunal Supremo

	Retribución 2019		Ajuste
	Cálculo 2022	Orden TED/1286/2020	
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	104.081.428,54	104.081.429,00	-0,46
NED España Distribución Gas, S.A.U.	71.262.144,13	71.262.144,00	0,13
Redexis Gas, S.A.	90.250.715,54	90.170.545,00	80.170,54

²⁷ “Nota: Las retribuciones de las empresas distribuidoras del Grupo NEDGIA son provisionales hasta que se disponga de la información necesaria de ventas y clientes de las zonas escindidas que permita la aplicación completa del procedimiento descrito en el artículo 2 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014.”

²⁸ Sistema de Información para la Determinación de la Retribución de las Actividades Reguladas del Sector Gasista.

DC Gas Extremadura, S.A.	12.884.722,56	12.884.722,00	0,56
Tolosa Gasa S.A.	777.892,57	777.893,00	-0,43
Nedgia Catalunya, S.A.	401.275.707,53	401.176.228,00	99.479,53
Nedgia Andalucía, S.A.	64.678.814,21	64.677.594,00	1.220,21
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.966.377,37	48.949.187,00	17.190,37
Nedgia Castilla y León, S.A.	79.447.732,32	79.446.012,00	1.720,32
Nedgia Cegás, S.A.	122.618.078,34	122.489.339,00	128.739,34
Nedgia Galicia, S.A.	41.283.279,10	41.159.819,00	123.460,10
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.701.929,94	16.696.650,00	5.279,94
Nedgia Navarra, S.A.	35.034.767,24	35.015.307,00	19.460,24
Nedgia Rioja, S.A.	15.473.814,43	15.459.174,00	14.640,43
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197.279,35	197.279,35	0,00
Madriñena Red de Gas, S.A.	143.634.850,94	143.611.411,00	23.439,94
Nedgia Madrid, S.A.	151.426.460,46	151.377.961,00	48.499,46
Nedgia Aragon, S.A.	6.631.095,95	6.631.096,00	-0,05
Nedgia, S.A.	15.807.360,25	15.807.360,00	0,25
Domus Mil Natural, S.A.	47.472,13	47.493,00	-20,87
Total	1.422.481.922,90	1.422.773.285,00	563.279,55

Nota: Las retribuciones de las empresas distribuidoras del Grupo NEDGIA son provisionales hasta que se disponga de la información necesaria de ventas y clientes de las zonas escindidas que permita la aplicación completa del procedimiento descrito en el artículo 2 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014

Los ajustes de retribución se abonarán como pago único en la primera liquidación disponible.

4.11. Anexo I. Cargos del sistema gasista año de gas 2023

El Anexo I de la propuesta de Orden establece en un importe de 7.078.359,03 € la anualidad correspondiente al año de gas 2023 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 la Resolución de 22 de diciembre de 2021 de la CNMC, *por la que se calcula la anualidad del 1 de enero al 30 de septiembre de 2022, del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 (RAP/DE/022/21)*, según la cual el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2021 era de 151.398.943,36 €, y la anualidad correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2022 ascendía a 12.689.925,01 €, de los cuales 11.439.776,24 € correspondían a la amortización de principal y 1.250.148,78 € a intereses.

Por otro lado, se indica en la memoria que se ha considerado como mejor estimación del superávit del sector gasista correspondiente al ejercicio 2021, un importe de 81.130.423,09 € que, conforme a lo establecido en la disposición transitoria segunda de la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, *por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades*

reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista, deberá emplearse, en septiembre de 2022, en amortizar anticipadamente el importe pendiente de cobro relativo al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 del sector gasista.

En base a lo anterior, se incluye en la memoria un cuadro con las nuevas anualidades calculadas para los años de gas 2023 a 2032, 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, dicho cuadro debe reflejar el importe definitivo de superávit del sector gasista correspondiente al ejercicio 2021 asciende a un importe de 81.127.135,83 €.

Teniéndose en cuenta dicho superávit, el nuevo importe pendiente de cobro a 30/09/2022 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 58.832.031,30 €:

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 31/12/2021 (€) (RAP/DE/022/21)	Amortización Total Año 2022 (€)	Importe Pendiente de Cobro a 30/09/2022 (€)	Importe Amortizado Anticipadamente (€) - Superávit 2021	Importe Pendiente de Cobro a 30/09/2022 (€) (tras amortización)
1	Déficit Acumulado a 31/12/2014	1,104%	151.398.943,36	11.439.776,24	139.959.167,13	81.127.135,83	58.832.031,30

Las anualidades previstas tras la amortización para los años de gas 2023 a 2032 serían las que se muestran a continuación:

Cuadro 10. Anualidades previstas del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 entre los años de gas 2023 y 2032 tras amortización

ANUALIDADES DÉFICIT ACUMULADO A 31/12/2014 - TRAS AMORTIZACIÓN CON SUPERÁVIT 2021						
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 (t)	Fechas de inicio y fin	Tipo de Interés	IPC 31/12/A-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
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 €						
Año de gas (t)	Fechas de inicio y fin	Tipo de Interés	IPC 30/09/A-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad (€)
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%	52.402.782,37	578.526,72	6.429.248,93	7.007.775,65
2025	01/10/2024-30/09/2025	1,104%	45.973.533,44	507.547,81	6.429.248,93	6.936.796,74
2026	01/10/2025-30/09/2026	1,104%	39.544.284,51	436.568,90	6.429.248,93	6.865.817,83
2027	01/10/2026-30/09/2027	1,104%	33.115.035,58	365.589,99	6.429.248,93	6.794.838,92
2028	01/10/2027-30/09/2028	1,104%	26.685.786,65	294.611,08	6.429.248,93	6.723.860,01
2029	01/10/2028-30/09/2029	1,104%	20.256.537,72	223.632,18	6.429.248,93	6.652.881,11
2030	01/10/2029-30/09/2030	1,104%	13.827.288,79	152.653,27	6.429.248,93	6.581.902,20
2031	01/10/2030-30/09/2031	1,104%	7.398.039,86	81.674,36	6.429.248,93	6.510.923,29
2032	01/10/2031-24/11/2031	1,104%	968.790,93	1.611,64	968.790,93	970.402,58
A 30/09/2022 se amortizan 81.127.135,83 €						

Fuente: Elaboración propia

Así, el cálculo de la nueva anualidad correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2022 y el 30 de septiembre de 2023 (año de gas 2023) del derecho de cobro relativo al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 asciende a 7.078.754,55 €.

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.

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 2023, con las observaciones que se han realizado en los apartados anteriores.

Estas consideraciones se focalizan en poner de manifiesto ciertas diferencias en el escenario de demanda utilizado, los valores obtenidos para algunos conceptos de cargos, retribución provisional de almacenamientos subterráneos y cánones

de estos. Adicionalmente, se propone una reformulación de la disposición adicional primera y de la disposición final tercera para, respectivamente, mejorar la transparencia y trazabilidad de los importes asociados régimen económico de la actividad de gases manufacturados en territorios insulares y los ajustes de retribución de distribución de 2019. También, se propone una reformulación de la disposición final segunda para propiciar una correcta y coherente declaración de los costes directos/indirectos de O&M en la actividad de AA.SS. coherente con la información del resto de actividades reguladas y la información económico-financiera de las empresas.