

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS Y LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS PARA EL AÑO 2019

Expediente núm.: IPN/CNMC/036/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 18 de diciembre de 2018

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la “*Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2019*”:

1. Antecedentes

En cumplimiento de lo establecido en los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y de los mandatos establecidos en la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009, y en el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002, relativos a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actual Ministerio para la Transición Ecológica) de la propuesta de retribución para 2019 de las actividades reguladas del sector de gas natural, la previsión del desvío del ejercicio 2018 y la previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración para establecer para 2019 la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de último recurso y los peajes de acceso del gas natural, esta Sala remitió, el pasado 12 de noviembre de 2018, *Informe de previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2018 y 2019* (en adelante, Informe de previsión CNMC, incluido en el Anexo I del presente informe).

El 5 de diciembre de 2018 se recibió en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2019, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2.a), en relación con el artículo 7 y en la disposición transitoria de la Ley 3/2013, se emita el correspondiente informe, con carácter urgente.

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 mismo 5 de diciembre del 2018 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para alegaciones.

Esta Sala considera que se debería disponer de mayor tiempo para analizar la propuesta de Orden ministerial, tanto por parte de los miembros del Consejo Consultivo como por parte de esta Sala, al objeto de dar adecuado cumplimiento a las funciones que tienen encomendadas.

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

2. Fundamentos Jurídicos

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece en su artículo 7, que entre las funciones de la CNMC se encuentra la de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, dentro del marco tarifario y retributivo definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en su normativa de desarrollo.

Adicionalmente, el artículo 92.4 de la Ley 34/1998, establece que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. No obstante lo anterior, se ha de indicar que mediante el artículo 3.13, de la Ley 8/2015, de 1 de mayo, se amplía el citado artículo 92, disponiendo que el Gobierno establecerá la estructura y condiciones de aplicación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas

Teniendo en cuenta que en el momento de emisión del presente informe no se ha aprobado la Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas, resulta de aplicación la Disposición transitoria primera.2 del Real Decreto-ley 13/2012, la cual establece:

“2. Hasta que la Comisión Nacional de Energía establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada Ley así como los dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural y las ordenes de desarrollo.”

El Real Decreto 949/2001, en su capítulo IV, introduce los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos de cálculo de dichos precios regulados, así como las estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, fue convalidado por el Congreso de los Diputados mediante la resolución de la Presidencia del Congreso de los Diputados de 10 de julio de 2014. Dicho Real Decreto-Ley fue tramitado posteriormente en forma de ley mediante trámite de urgencia, resultando aprobada finalmente la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Ambas normas introducen diversas medidas en relación con la sostenibilidad económica del sector de gas natural.

En primer lugar, dicha Ley, al igual que el Real Decreto-ley 8/2014, adoptan una serie de medidas dirigidas a garantizar la sostenibilidad y accesibilidad en los mercados de hidrocarburos, estableciendo el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, como un principio rector de las actuaciones de las Administraciones Públicas y demás sujetos del sistema gasista y enumerando los costes del sistema que serán financiados mediante los ingresos del sistema gasista.

En segundo lugar, se establece una metodología de cálculo común para todas las instalaciones de la red básica, que toma como base el valor neto anual de los activos eliminando cualquier actualización del mismo durante el periodo regulatorio. Esta retribución se compone de un término fijo por disponibilidad de la instalación y un término variable por continuidad de suministro.

En tercer lugar, se establecen límites a los desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema, así como la imposibilidad de revisar a la baja los peajes y cánones, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores.

En cuarto lugar, se incorporan dos nuevos conceptos de costes al sistema: el coste de la anualidad correspondiente a la recuperación del déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, que se determinará en la liquidación definitiva de 2014 y el coste asociado a la recuperación del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010.

En quinto lugar, se determina que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará la retribución de cada una de las empresas que realizan actividades reguladas.

El Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares, establece la hibernación de las instalaciones del almacenamiento subterráneo “Castor”, la extinción de la concesión de explotación de almacenamiento subterráneo y la asignación de la administración de las instalaciones asociadas a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. Asimismo, dicho Real Decreto-Ley reconoce el derecho de cobro, con cargo a la facturación por peajes de acceso y cánones del sistema gasista durante 30 años y que comenzará abonarse a partir de la primera liquidación del sistema gasista correspondiente a la facturación mensual por peajes de acceso y cánones devengados desde el 1 de enero de 2016.

En relación con dicho Real Decreto-ley, cabe señalar que la Sentencia 152/2017, del 21 de diciembre de 2017 del Tribunal Constitucional, estima parcialmente los recursos de inconstitucionalidad interpuestos, y, en consecuencia, declara inconstitucionales y nulos los artículos 4 a 6, así como el artículo 2.2, la Disposición adicional primera y la Disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 13/2014.

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, introduce dos nuevos artículos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, que establecen las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural.

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre de 2015, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas

natural, regula en su Título II el funcionamiento de este mercado, y en particular, establece en su artículo 14 los productos que se podrán negociar. El apartado 2 de dicho artículo indica que previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar diferentes productos, en concreto, en el apartado a) se incluyen productos de adquisición de gas necesario para el funcionamiento del sistema gasista, como el gas de operación, el gas talón, el gas colchón de los almacenamientos subterráneos, el gas para el mantenimiento de las existencias estratégicas de gas natural o la parte de gas para el suministro a consumidores de último recurso que se determine por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

El anexo del Real Decreto 984/2015, establece la lista de servicios estándar de contratación de capacidad.

El Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decreto que regulan el sector del gas natural, regula la baja del sistema retributivo de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento básico en extensión de vida útil, establece el procedimiento de inhabilitación para ejercer la actividad de comercialización, modifica la regulación de los peajes de regasificación, descarga de buques, carga de GNL a buque, carga en cisternas, entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de transporte, canon de almacenamiento subterráneo, canon de almacenamiento de GNL, e introduce los nuevos peajes de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución, almacenamiento en el Punto Virtual de Balance y peaje de salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación.

Por otra parte, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos dispone en su artículo 3.1.c) la competencia del Gobierno para determinar las tarifas de último recurso. Asimismo, en su artículo 93.3 establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso de gas natural o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

Por último, el Real Decreto 355/2018, de 6 de junio, por el que se reestructuran los departamentos ministeriales suprime el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y crea el Ministerio para la Transición Ecológica, por lo que en aplicación de lo establecido en la Disposición final segunda de dicho Real Decreto, todas las referencias del ordenamiento jurídico referidas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se deben entender realizadas al Ministerio para la Transición Ecológica.

3. Descripción de la propuesta normativa

La Propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, catorce artículos divididos en tres capítulos, tres disposiciones adicionales, una disposición

transitoria, una disposición derogatoria única, cuatro disposiciones finales y tres anexos.

En particular, en el **artículo 1** se establece que el objeto de la propuesta de Orden es la determinación de la retribución de las actividades reguladas y de los peajes y cánones aplicables, mientras que en el resto de artículos establecen:

- **Artículo 2**, las cuotas destinadas a fines específicos.
- **Artículo 3**, el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.
- **Artículo 4**, la retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel.
- **Artículo 5**, los gastos de operatividad y mantenimiento de las instalaciones afectas al artículo 1.1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.
- **Artículo 6**, el desajuste entre ingresos y costes del año 2017.
- **Artículo 7**, los tipos de interés aplicables en el cálculo de las anualidades correspondientes a los derechos de cobro.
- **Artículo 8**, la liquidación de las diferencias entre las anualidades provisionales reconocidas y las resultantes de la orden.
- **Artículo 9**, la información a incluir en la liquidación definitiva.
- **Artículo 10**, el procedimiento aplicable para la amortización anticipada de los desajustes anteriores.
- **Artículo 11**, la regulación de la cesión a terceros de los derechos de cobro.
- **Artículo 12**, la anualidad correspondiente al desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.
- **Artículo 13**, las anualidades del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015, 2016 y 2017.
- **Artículo 14**, los coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de operación y mantenimiento variable de las plantas de regasificación.

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

- El abono a Enagás Transporte, S.A.U. de los costes de operatividad y mantenimiento de las instalaciones afectas al artículo 1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.
- El reconocimiento de costes de operación y mantenimiento de la estación de compresión de Denia, del gasoducto submarino Denia – Ibiza – Mallorca y de planta de regasificación de El Musel.
- La aplicación del plazo durante el que tienen que estar disponibles las gasolinas de protección

En la única **disposición transitoria** se establece la retribución del operador del mercado organizado de gas para 2019.

En la **disposición derogatoria** se derogan las disposiciones de igual o inferior rango en lo que se opongan a lo dispuesto en la presente orden y, en particular, la disposición transitoria primera de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, relativa al peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima.

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

- La modificación de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre incluyendo a los titulares de derechos de cobro correspondientes al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 como sujetos del sistema de liquidaciones.
- La modificación de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre estableciendo (i) la publicación en la página web del Gestor Técnico del Sistema del informe que relativo a las mermas tiene que elaborar dicho agente, (ii) la modificación de los términos fijos y variables del peaje de descarga de buques, (iii) la nueva regulación del peaje de trasvase de GNL a buques y (iv) el término fijo del Peaje de Acceso al Punto Virtual de Balance aplicable al biogás inyectado en una red de distribución.
- La habilitación a la Secretaria de Estado de Energía de dictar las resoluciones precisas para la aplicación de la orden
- La entrada en vigor de la orden el 1 de enero de 2019.

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

- Las retribuciones para el año 2019 y los ajustes de las retribuciones de ejercicios anteriores (Anexo I)
- Las anualidades de derechos de cobro reconocidos correspondientes al año 2019 (Anexo II)
- Las tarifas de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año 2019 (Anexo III)

4. Consideraciones previas

4.1. Sobre las competencias tarifarias de la autoridad nacional de regulación

La presente propuesta de Orden incorpora modificaciones en los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución gasistas, en particular modifica la estructura del peaje de descarga de buques, establece una nueva regulación del

peaje de trasvase de GNL a buques y establece el precio del nuevo peaje de acceso al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución¹.

La estructura y valores establecidos, en todos los casos, se califican en la propuesta como provisionales hasta que se publiquen los valores definitivos de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Esta Comisión insiste, como se ha puesto de manifiesto en sucesivos informes, que las competencias para la fijación de las tarifas de acceso a las redes y de sus metodologías, así como la retribución de las actividades reguladas corresponde a la autoridad independiente de regulación. Por tanto, se insta a la urgente aprobación de las modificaciones legislativas necesarias para adecuar las competencias de la CNMC a las contenidas en las Directivas y los Reglamentos de desarrollo y a las que tienen el resto de reguladores europeos, poniendo fin de esta manera al procedimiento abierto contra el Reino de España por la incorrecta transposición al ordenamiento español de las Directivas 2009/72/EC y 2009/73/EC. Dicha modificación legislativa permitiría a la CNMC establecer las metodologías de retribución y peajes de redes, imprescindibles para determinar la estructura y los valores definitivos que correspondan a los peajes que se abordan en la presente propuesta de Orden. En el mismo sentido, se advierte que tales modificaciones son necesarias para que la CNMC dé cumplimiento a lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas.

Teniendo en cuenta lo anterior, se advierte de que la estructura y los valores concretos de los peajes que finalmente se aprueben no prejuzgan el resultado de la metodología que en su momento defina la CNMC, basada en los principios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación.

4.2. Sobre el escenario de demanda y facturación

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se aporta, por una parte, información sobre el volumen regasificado (epígrafe 6.5), transportado (epígrafe 4.8) y la distribución de la demanda y el número de clientes (epígrafe 7.3) a efectos de la determinación de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y distribución y, por otra parte, información detallada sobre las distintas variables de facturación a efectos de la determinación de los ingresos

¹ Se entiende que el Peaje de Acceso al Punto Virtual de Balance aplicable al biogás inyectado en una red de distribución se corresponde con el Peaje de entrada al Punto Virtual de Balance desde la red de distribución, tal y como se recoge en el primer párrafo del epígrafe 14.22 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

previstos para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 (epígrafes 12 y 13 de la Memoria).

Se indica que se ha detectado una inconsistencia entre ambas fuentes de información. En particular, respecto del escenario de previsión para el cierre del ejercicio 2018 se señalan las siguientes diferencias:

- En la demanda prevista a efectos del cálculo de la retribución de la distribución se incluyen las variables de facturación asociadas al peaje interrumpible (epígrafe 7.3), aspecto no incluido en el escenario considerado a efectos de la determinación de los ingresos previstos para el cierre del 2018 (epígrafe 12)
- El caudal contratado previsto para el año 2018 a los efectos de la determinación de ingresos (epígrafe 12) es un 4,64% superior al recogido en el apartado 7.3 de la memoria

Respecto del escenario de previsión para el ejercicio 2019 se han detectado las siguientes diferencias:

- El volumen regasificado (162.318.657 MWh) previsto a efectos del cálculo de la retribución por continuidad de suministro del epígrafe 6.5 de la Memoria no se corresponde con el volumen de regasificación (162.328.568 MWh) empleado en la estimación de ingresos del epígrafe 13.
- El volumen de gas transportado (335.238.162 MWh) previsto a efectos del cálculo de la retribución por continuidad de suministro de la actividad de transporte del epígrafe 4.8 (coincidente con el recogido en el epígrafe 7.3) no se corresponde con la demanda (335.130.011 MWh) a efectos de la determinación de los ingresos del epígrafe 13.
- El caudal contratado previsto para el año 2019 a los efectos de la determinación de ingresos (epígrafe 13) es un 31% inferior al recogido en el apartado 7.3 de la memoria.
- La demanda desagregada por peaje prevista para el ejercicio 2019 a efectos de la determinación de la retribución de la distribución recogida en el 7.3 de la Memoria no coincide con la demanda considerada a efectos de la determinación de ingresos del epígrafe 13.

En el Cuadro 1 se resumen las diferencias señaladas entre los escenarios de previsión empleados en la determinación de la retribución de las actividades reguladas y los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2018 y 2019.

Cuadro 1. Comparación de los Escenarios de demanda contemplados en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	(A) Escenario de demanda a efectos de la determinación de la retribución (epígrafe 7.3 de la Memoria)			(B) Escenario de demanda a efectos de la determinación de ingresos (epígrafes 12 y 13 de la Memoria)			(B) - (A)		
Demanda prevista para el cierre de 2018									
5. Consumidores Nacionales	Nº Consumidores	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Nº Consumidores	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)
Peaje 1 (P>60 bar)	127	556.246	131.970.494	127	584.347	131.970.495	0	28.101	1
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)	3.665	478.816	128.893.478	3.666	501.829	128.893.477	1	23.013	-1
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.818.903	31.022	70.737.724	7.818.903	31.022	70.737.724	0	0	0
3.1	4.710.405	0	11.776.012	4.710.405	0	11.776.012	0	0	0
3.2	3.032.162	0	28.805.543	3.032.162	0	28.805.543	0	0	0
3.3	25.924	0	1.710.974	25.924	0	1.710.974	0	0	0
3.4	50.113	0	23.603.506	50.113	0	23.603.506	0	0	0
3.5	299	31.022	4.841.689	299	31.022	4.841.689	0	0	0
Interrumpible	1	650	0	0	0	0	-1	-650	0
Materia Prima	2	20.100	6.043.903	2	20.100	6.043.903	0	0	0
TOTAL	7.822.698	1.086.834	337.645.599	7.822.698	1.137.298	337.645.599	0	50.464	0
GNL directo a cliente final			10.390.013			0	0	0	-10.390.013
TOTAL			348.035.612			337.645.599			-10.390.013

Demanda prevista para 2019

5. Consumidores Nacionales	Nº Consumidores	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Nº Consumidores	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Nº Consumidores	Caudal facturado (kWh/día)/mes	Volumen (MWh)
Peaje 1 (P>60 bar)	127	577.517	130.557.393	128	577.517	130.557.393	1	0	0
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)	3.733	998.064	128.330.408	3.733	499.632	128.325.468	0	-498.432	-4.940
Peaje 3 (P<= 4 bar)	7.893.515	31.022	70.181.225	7.893.515	33.201	70.203.247	0	2.179	22.022
3.1	4.769.173	0	11.465.561	4.769.173	0	11.467.690	0	0	2.129
3.2	3.045.618	0	27.429.100	3.045.618	0	27.436.051	0	0	6.951
3.3	26.867	0	1.758.914	26.867	0	1.757.987	0	0	-927
3.4	51.539	0	24.091.008	51.539	0	24.093.323	0	0	2.315
3.5	318	31.022	5.436.642	318	33.201	5.448.196	0	2.179	11.554
Interrumpible	1	650	125.233	0	0	0	-1	-650	-125.233
Materia Prima	2	20.100	6.043.903	2	20.100	6.043.903	0	0	0
TOTAL	7.897.378	1.627.353	335.238.162	7.897.378	1.130.450	335.130.011	0	-496.903	-108.151
GNL directo a cliente final			10.600.139			0	0	0	-10.600.139
TOTAL			345.838.301			335.130.011			-10.708.290

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En consecuencia, se señala la necesidad de que en la Orden se utilice el mismo escenario de previsión para determinar tanto los ingresos como los costes previstos tanto para 2018 como para 2019.

5. Consideraciones generales

5.1. Sobre el escenario de facturación previsto para el cierre de 2018 y 2019

Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

Como se ha comentado, se han detectado una serie de inconsistencia entre los escenarios de demanda a efectos de la determinación de la retribución de las actividades reguladas y los ingresos regulados previstos para el cierre ejercicio 2018 y 2019. Se indica que, teniendo en cuenta que el escenario descrito en el apartado 7.3 de la memoria carece del detalle necesario para estimar la

facturación asociada, se ha considerado como escenario de demanda previsto por la propuesta de Orden para los ejercicios 2018 y 2019 el resultado de incorporar al escenario de demanda utilizado a los efectos de la determinación de ingresos (recogidos en los epígrafes 12 y 13 de la memoria) la demanda de los consumidores acogidos al peaje interrumpible y el GNL directo al cliente final.

En el Cuadro 2 se comparan las demandas previstas para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 por el Ministerio, las empresas transportistas/distribuidoras, el GTS y la CNMC. Adicionalmente, se incluye el escenario de demanda actualizado previsto por el GTS para el ejercicio 2019 publicado en su página web, en adelante escenario previsión GTS actualizado².

Cabe señalar que los momentos de elaboración de los escenarios anteriores no son coincidentes en el tiempo. Así, los escenarios de demanda previstos por el GTS y las empresas fueron remitidos a la CNMC a principios del mes de septiembre, escenario de la CNMC corresponde a octubre y el escenario de previsión GTS actualizado ha sido publicado en su página web el pasado 15 de noviembre de 2018.

Se indica que, a diferencia de años anteriores, el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden, no distingue entre la demanda destinada a generación eléctrica y la demanda convencional y, al igual que en los últimos años, no se detallan las hipótesis subyacentes consideradas para estimar dicho escenario de demanda.

El escenario de demanda es uno de los elementos clave a la hora de establecer los peajes y cánones por lo que se considera necesario que se detallen las hipótesis consideradas en su cálculo a los efectos de comprobar la bondad de las mismas.

² Disponible en

https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Documentos/DEMANDA/PA19_rev_nov_web.pdf

Cuadro 2. Demanda de gas natural prevista el cierre de 2018 y 2019 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Comparación con el escenario de demanda de las empresas, el GTS y la CNMC

	TWh		Tasa de variación s/ año anterior		Tasa de variación respecto de la previsión de la propuesta OM		
	2017 Real	Previsión de cierre 2018	Previsión 2019	2018 vs 2017	2019 vs 2018	Previsión cierre 2018	Previsión 2019
A. Demanda generación eléctrica							
Previsión OM		nd	nd	n.d	n.d		
Previsión OS - GTS		nd	47,0	n.d	n.d	n.d	n.d
Previsión empresas	73,1	58,2	62,4	-20,4%	7,3%	n.d	n.d
Previsión GTS actualizada (nov - 2018)		nd	65,0	n.d	n.d	n.d	n.d
Previsión GTS (sep - 2018)		61,1	68,0	-16,5%	11,3%	n.d	n.d
Previsión CNMC		59,0	54,1	-19,2%	-8,3%	n.d	n.d
B. Demanda Industrial ⁽¹⁾							
Previsión OM		nd	nd	n.d	n.d		
Previsión empresas	206,5	208,9	211,5	1,2%	1,3%	n.d	n.d
Previsión GTS actualizada (nov - 2018)		nd	227,9	n.d	n.d	n.d	n.d
Previsión GTS (sep - 2018)		221,6	225,5	7,3%	1,8%	n.d	n.d
Previsión CNMC		214,3	218,5	3,8%	2,0%	n.d	n.d
C. Demanda generación eléctrica e industrial (A) + (B)							
Previsión OM		271,3	269,6	-3,0%	-0,6%		
Previsión empresas		267,0	274,0	-4,5%	2,6%	-1,6%	1,6%
Previsión GTS actualizada (nov - 2018)	279,6	nd	292,9	n.d	n.d	n.d	8,6%
Previsión GTS (sep - 2018)		282,7	293,5	1,1%	3,8%	4,2%	8,9%
Previsión CNMC		273,3	272,6	-2,2%	-0,3%	0,8%	1,1%
D. Doméstico							
Previsión OM		70,7	70,2	5,8%	-0,8%		
Previsión empresas		74,4	73,8	11,3%	-0,8%	5,2%	5,2%
Previsión GTS actualizada (nov - 2018)	66,9	nd	66,6	n.d	n.d	n.d	-5,1%
Previsión GTS (sep - 2018)		68,1	65,9	1,8%	-3,3%	-3,7%	-6,2%
Previsión CNMC		73,0	70,1	9,2%	-4,1%	3,3%	-0,2%
E. TOTAL (C) + (D)							
Previsión OM		342,0	339,8	-1,3%	-0,6%		
Previsión empresas		341,5	347,8	-1,4%	1,7%	-0,2%	2,3%
Previsión GTS actualizada (nov - 2018)	346,4	nd	359,5	n.d	5,1%	n.d	5,8%
Previsión GTS (sep - 2018)		350,8	359,4	1,3%	5,1%	2,6%	5,8%
Previsión CNMC		346,4	342,7	0,0%	0,2%	1,3%	0,9%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, GTS, Empresas y CNMC

Nota: (1) Incluye el GNL a cliente final, Materia prima e Interrumpibles

En relación con la demanda prevista para el cierre de 2018, la propuesta de Orden estima que se reducirá un 1,3% respecto de la registrada en 2017, motivado por una reducción de la demanda destinada a generación eléctrica e industrial (-3,0%) y un incremento de la demanda doméstica (+5,8%).

Cabe señalar que, la demanda prevista para el cierre de 2018 en la propuesta de Orden (342 TWh) es muy similar a la demanda prevista por las empresas (341,5 TWh), pero inferior tanto a la demanda prevista por el GTS (350,8 TWh) como por la CNMC (346,4 TWh).

En particular, en la propuesta de Orden se estima que la demanda destinada a generación eléctrica e industrial se reducirá en 2018 en 8,3 TWh (-3,0%) sobre la registrada en 2017, reducción que se sitúa entre la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras (-12,5 TWh, - 4,5%) y la CNMC (-6,2 TWh, -2,2%) y en contra del incremento previsto por GTS (+3,1 TWh, +1,1%).

Por otra parte, la propuesta de Orden estima que la demanda de los consumidores domésticos se incrementará en 3,87 TWh (+5,8% sobre la registrada 2017), valor que se sitúa por encima del incremento previsto por el GTS (+1,22 TWh, +1,8%), pero por debajo del previsto por las empresas (+7,56 TWh, +11,3%) y la CNMC (+6,18 TWh, +9,2%).

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden **la demanda prevista para 2019** alcanzará 339,8 TWh, inferior en un 0,6% a la prevista para el cierre de 2018. Esta reducción se explica por una contracción tanto de la demanda destinada a generación eléctrica e industrial (-0,6%) como de la demanda doméstica (-0,8%).

Cabe señalar, que el escenario considerado en la propuesta de Orden es el único escenario previsto para dicho ejercicio que prevé una reducción de la demanda, dado que el resto de agentes estiman que la demanda se incrementará entre un 0,2% y un 5,1%.

Por colectivos, se observa que la propuesta de Orden estima que la demanda destinada a generación eléctrica e industrial se reducirá en 2019 un 0,6% hasta alcanzar los 269,6 TWh, cifra inferior a la prevista por el resto de agentes (272,6 TWh la CNMC, 274 TWh las empresas, 292,9 TWh el GTS en el escenario actualizado y 293,5 TWh en el escenario del GTS).

Por el contrario, la demanda del Grupo 3 (70,2 TWh) prevista para el año 2019 en la propuesta de Orden es superior a la prevista por todos los agentes, con la excepción de las empresas. En particular, la CNMC estima la demanda del Grupo 3 para dicho ejercicio en 70,1 TWh, el GTS en 65,9 TWh en el escenario original y 66,6 TWh en el escenario actualizado y las empresas en 73,8 TWh.

En el Cuadro 3 y el Cuadro 4 se comparan las variables de facturación por grupo tarifario según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y las previstas por la CNMC para el cierre del ejercicio 2018 y 2019.

Cuadro 3. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para el cierre de 2018 por el MITECO y la CNMC (1)

	Previsión propuesta OM				Previsión CNMC					% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Capacidad facturada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada	Volumen
Grupo 1 Firme	127	584.347.421	131.970.495	61,9%	127	565.941.738	533.941.059	128.670.152	62,3%	0,2%	3,3%	2,6%
1.1	46	19.476.192	2.913.399	41,0%	64	8.793.884	8.732.391	1.806.477	56,3%	-27,9%	121,5%	61,3%
1.2	34	108.780.257	19.130.265	48,2%	33	90.613.977	84.459.730	19.204.692	58,1%	2,3%	20,0%	-0,4%
1.3	47	456.090.972	109.926.831	66,0%	30	466.533.877	440.748.939	107.658.983	63,2%	58,2%	-2,2%	2,1%
Grupo 2 Firme	3.666	501.828.740	128.893.477	70,4%	3.665	482.336.722	494.119.137	128.107.492	72,8%	0,0%	4,0%	0,6%
2.1	623	1.620.456	143.745	24,3%	625	790.137	1.010.757	193.488	67,1%	-0,2%	106,1%	-25,7%
2.2	1.356	12.410.377	3.033.525	67,0%	1.355	10.295.241	12.328.193	3.071.471	81,7%	0,0%	20,5%	-1,2%
2.3	1.033	73.857.559	14.354.061	53,2%	1.032	68.034.313	73.327.104	13.687.372	55,1%	0,1%	8,6%	4,9%
2.4	386	87.388.564	19.997.100	62,7%	386	87.446.039	89.766.579	20.662.433	64,7%	0,1%	-0,1%	-3,2%
2.5	233	195.393.420	52.877.942	74,1%	233	193.721.508	192.161.735	53.115.890	75,1%	0,2%	0,9%	-0,4%
2.6	35	131.158.364	38.487.104	80,4%	35	122.049.484	125.524.769	37.376.838	83,9%	-0,3%	7,5%	3,0%
Grupo 2 Interrumpible	1	650.000	-	0,0%	1	650.000	644.538	125.233	52,8%	100,0%	0,0%	-100,0%
Grupo 3	7.818.903	31.021.913	70.737.724		7.859.250	23.694.046	24.651.244	73.049.824		-0,5%	30,9%	-3,2%
3.1	4.710.405	-	11.776.012		4.790.621	-	-	12.697.594		-1,7%		-7,3%
3.2	3.032.162	-	28.805.543		2.993.109	-	-	29.212.587		1,3%		-1,4%
3.3	25.924	-	1.710.974		25.223	-	-	1.692.694		2,8%		1,1%
3.4	50.113	-	23.603.506		50.004	-	-	24.338.203		0,2%		-3,0%
3.5	299	31.021.913	4.841.689	42,8%	293	23.694.046	24.651.244	5.108.746	59,1%	1,9%	30,9%	-5,2%
Materia prima	2	20.100.000	6.043.903	82,4%	2	20.100.000	17.956.502	6.043.903	82,4%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	7.822.699	1.137.948.074	337.645.599	65,4%	7.863.044	1.092.722.506	1.071.312.480	335.996.604	67,2%	-0,5%	4,1%	0,5%

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC
(1) Excluido el GNL directo a cliente final

Cuadro 4. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2019 por el MITECO y la CNMC (1)

	Previsión propuesta OM				Previsión CNMC					% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Capacidad facturada (kWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Clientes	Capacidad contratada	Volumen
Grupo 1 Firme	128	577.516.611	130.557.393	61,9%	126	540.385.817	509.201.753	124.452.353	67,0%	1,4%	6,9%	4,9%
1.1	46	18.891.906	2.825.997	41,0%	64	8.387.259	8.353.881	1.746.283	57,3%	-27,6%	125,2%	61,8%
1.2	34	106.446.709	18.619.194	47,9%	32	89.637.856	83.631.747	18.832.050	61,7%	4,8%	18,8%	-1,1%
1.3	48	452.177.996	109.112.202	66,1%	30	442.360.702	417.216.125	103.874.020	68,2%	58,4%	2,2%	5,0%
Grupo 2 Firme	3.733	499.632.188	128.325.468	70,4%	3.734	486.979.026	498.830.589	131.426.048	72,2%	0,0%	2,6%	-2,4%
2.1	626	1.602.785	142.251	24,3%	627	788.205	991.341	193.488	53,5%	-0,2%	103,3%	-26,5%
2.2	1.388	12.498.191	3.056.718	67,0%	1.388	10.362.795	12.395.812	3.130.867	69,2%	0,0%	20,6%	-2,4%
2.3	1.056	74.307.742	14.442.481	53,2%	1.056	68.060.831	73.350.023	13.705.779	51,2%	0,0%	9,2%	5,4%
2.4	392	87.329.957	19.986.077	62,7%	392	87.914.564	90.292.212	20.946.510	63,6%	0,1%	-0,7%	-4,6%
2.5	236	194.326.102	52.583.229	74,1%	236	195.833.602	194.237.043	54.556.814	77,0%	0,0%	-0,8%	-3,6%
2.6	35	129.567.411	38.114.712	80,8%	35	124.019.028	127.564.158	38.892.589	83,5%	0,0%	4,5%	-2,0%
Grupo 2 Interrumpible	1	650.000	125.233	52,8%	1	650.000	644.529	125.233	53,2%	100,0%	0,0%	0,0%
Grupo 3	7.893.515	33.201.221	70.203.247		7.983.440	23.694.046	24.639.394	70.059.330		-1,1%	40,1%	0,2%
3.1	4.769.173	-	11.467.690		4.866.778	-	-	11.716.354		-2,0%		-2,1%
3.2	3.045.618	-	27.436.051		3.038.664	-	-	27.081.018		0,2%		1,3%
3.3	26.867	-	1.757.987		26.259	-	-	1.739.584		2,3%		1,1%
3.4	51.539	-	24.093.323		51.440	-	-	24.413.628		0,2%		-1,3%
3.5	318	33.201.221	5.448.196	45,0%	299	23.694.046	24.639.394	5.108.746	56,8%	6,4%	40,1%	6,6%
Materia prima	2	20.100.000	6.043.903	82,4%	2	20.100.000	17.956.502	6.043.903	92,2%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	7.897.379	1.131.100.020	335.255.244	65,5%	7.987.303	1.071.808.889	1.051.272.767	332.106.866	86,6%	-1,1%	5,5%	0,9%

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC
(1) Excluido el GNL directo a cliente final

Al respecto se señalan las siguientes consideraciones:

- Nº de consumidores

La previsión del número de consumidores para el cierre del 2018 y 2019 considerada en la propuesta de Orden es inferior a la prevista por la CNMC

en ambos ejercicios. En particular, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el número de consumidores previstos para el ejercicio 2018 es 40.345 clientes inferior a la prevista por la CNMC, mientras que para 2019 es 89.924 clientes inferior, registrándose las diferencias fundamentalmente en los consumidores del Grupo 3.

En relación con lo anterior, se indica que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se estima que en 2018 se captarán 12.607³ clientes y en 2018 unos 74.612 clientes en el del grupo 3, en ambos casos inferior a la previsión de la CNMC (105.706 clientes y 124.190 clientes, respectivamente).

Adicionalmente, se indica que de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas el número de clientes del grupo 3 registrados entre enero y agosto de 2018 es de 7.842.717, cifra superior en 23.814 clientes a la considerada en la propuesta de Orden para el cierre del ejercicio 2018.

- Consumo medio por cliente

En el Cuadro 5 se comparan los consumos medios (kWh/cliente) previstos para los consumidores del Grupo 3 en la propuesta de Orden y los previstos por las empresas, el GTS y de la CNMC para el cierre de 2018 y 2019. Se observa que, los tamaños medios de los consumidores del Grupo 3 previstos para el cierre del ejercicio 2018 de la propuesta de Orden son superiores a los previstos por el GTS (entre un 0,9% y un 12,2%), pero inferiores tanto a los previstos por las empresas (entre un 2,3% y un 7,3%) como por la CNMC (entre un 1,7% y un 7%).

Asimismo, los tamaños de los consumidores del Grupo 3 previstos en la propuesta de Orden para 2019 son, con carácter general, superiores a los previstos por el GTS (entre un 2% y un 19%, con la excepción del peaje 3.3 que es un 4,1% inferior) e inferiores a los previstos por las empresas (entre un 1,4% y un 9,1%, con la excepción del peaje 3.5 que es superior en un 10,2%) y por la CNMC (entre el -0,1% y el 1,5%, con la excepción de los peajes 3.2 y 3,5%, que son un 1,1% y un 0,2% superiores, respectivamente).

³ Resultado de considerar como número de consumidores correspondientes al ejercicio 2017, los utilizados para los peajes 3.1 a 3.5 a efectos de actualizar la retribución de distribución.

Cuadro 5. Consumos medios (kWh/cliente) previstos para el cierre de 2018 y 2019

Previstos 2018				
	Previsión OM	Previsión GTS	Previsión empresas	Previsión CNMC
Grupo 3				
3.1	2.500	2.478	2.698	2.651
3.2	9.500	9.104	9.908	9.760
3.3	66.000	64.962	68.994	67.109
3.4	471.006	461.245	492.123	486.727
3.5	16.192.940	14.434.582	16.573.425	17.414.958

Previstos 2019					Tasa de variación 2019 sobre 2018			
	Previsión OM	Previsión GTS	Previsión empresas	Previsión CNMC	Previsión OM	Previsión GTS	Previsión empresas	Previsión CNMC
Grupo 3								
3.1	2.405	2.191	2.440	2.407	-3,8%	-11,6%	-9,6%	-9,2%
3.2	9.008	8.516	9.377	8.912	-5,2%	-6,5%	-5,4%	-8,7%
3.3	65.433	68.241	72.002	66.246	-0,9%	5,0%	4,4%	-1,3%
3.4	467.478	458.126	498.595	474.605	-0,7%	-0,7%	1,3%	-2,5%
3.5	17.132.692	14.413.286	15.540.487	17.097.890	5,8%	-0,1%	-6,2%	-1,8%

Fuente: Propuesta de Orden, GTS, empresas distribuidoras y CNMC.

- **Capacidad contratada**

La capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio 2018 según la información que acompaña a la propuesta de Orden alcanzará 1.138 GWh/día, un 0,3% inferior a la registrada en el ejercicio 2017 y un 4,1% superior a la prevista por la CNMC, a pesar que el escenario de demanda implícito en la propuesta de Orden es un 0,5% superior al previsto por la CNMC.

Asimismo, la capacidad contratada prevista en la propuesta de Orden para el ejercicio 2019 supera en un 5,5% a la prevista por la CNMC, a pesar que el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden es sólo un 0,9% superior.

- **Capacidad facturada**

Como consecuencia de la regla de facturación establecida en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, la capacidad facturada es inferior a la capacidad contratada por los consumidores.

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la capacidad contratada y la capacidad facturada son equivalentes. Según el escenario de la CNMC, se estima que para el ejercicio 2018 la capacidad facturada será el 98,0% de la capacidad contratada y para el ejercicio 2019 el 98,1%.

En consecuencia, las capacidades facturadas de la propuesta de Orden previstas para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 superan en un 6,2% y 7,6%, respectivamente, a las previstas por la CNMC en el escenario actualizado.

En la memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se indica las hipótesis subyacentes consideradas en su cálculo.

Previsión de las variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo

En el Cuadro 6 y en el Cuadro 7 se comparan las previsiones de las variables de facturación de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo de la propuesta de Orden y de la CMNC para el cierre 2018 y 2019.

Cuadro 6. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2018. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC				Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema										
	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen	Factor de carga
Entrada al Sistema	1.135.762	364.194	87,9%	1.182.018	1.113.149	352.782	81,8%	-3,9%	3,2%	7,4%
GN	617.468	200.307	88,9%	648.831	627.701	194.479	82,1%	-4,8%	3,0%	8,2%
GNL	518.294	163.887	86,6%	533.187	485.448	158.303	81,3%	-2,8%	3,5%	6,5%
Actividad de Regasificación										
Regasificación	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen regasificado	Factor de carga
	518.294	163.887	86,6%	541.976	501.921	160.882	81,3%	-4,4%	1,9%	6,5%
Descarga de buques	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)		Nº de buques	Volumen descargado	Tamaño medio del buque
	190	163.887	127.222	204	179.273	129.850		-6,7%	-8,6%	-2,0%
Carga en cisternas	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen cargado en cisternas	Factor de carga
	32.858	10.390	86,6%	33.890	35.745	11.656	94,2%	-3,0%	-10,9%	-8,1%
Trasvase de GNL a buques	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)		Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque
	23	20	130	7	6.661	144.797		239,0%	-99,7%	-99,9%
Puesta en frío	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)		Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque
	-	-	-	4	65	2.385				
Almacenamiento de GNL	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh/día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh/día)			nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado	
	14,46	7.495.671		13,60	7.371.039			6,3%	1,7%	
Almacenamiento Subterráneo										
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
	22.256,00	7.789,60	7.789,60	22.256,34	6.770,69	8.808,77		0,0%	15,0%	-11,6%

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

Cuadro 7. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2019. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC				Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema										
	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen	Factor de carga
Entrada al Sistema	1.124.960	360.730	87,9%	1.186.368	1.123.846	353.389	81,6%	-5,2%	2,1%	7,6%
GN	611.595	198.402	88,9%	637.868	616.777	190.832	82,0%	-4,1%	4,0%	8,4%
GNL	513.365	162.329	86,6%	548.500	507.069	162.558	81,2%	-6,4%	-0,1%	6,7%
Actividad de Regasificación										
Regasificación	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen regasificado	Factor de carga
	513.365	162.329	86,6%	556.326	514.523	165.137	81,3%	-7,7%	-1,7%	6,5%
Descarga de buques	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado	Tamaño medio del buque	
	190	162.329	126.012	201	177.031	129.993		-5,4%	-8,3%	-3,1%
Carga en cisternas	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día/mes)	Caudal facturado (MWh/día/mes)	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado	Volumen cargado en cisternas	Factor de carga
	33.523	10.600	86,6%	34.652	36.332	11.886	94,0%	-3,3%	-10,8%	-7,8%
Trasvase de GNL a buques	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	
	23	20	130	5	4.828	144.797		367,7%	-99,6%	-99,9%
Puesta en frío	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	
	-	-	-	-	-	-				
Almacenamiento de GNL	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)		nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado		
	14,49	7.437.664		13,60	7.566.193		6,5%	-1,7%		
Almacenamiento Subterráneo										
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos	
	22.256,00	7.789,60	7.789,60	22.279,32	7.645,89	4.168,72	-0,1%	1,9%	86,9%	

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

Respecto del escenario de la propuesta de Orden se realizan las siguientes observaciones:

- El volumen a regasificar previsto para el ejercicio 2019 a efectos de facturación (162.329 GWh) es superior al considerado en el cálculo del RCS (162.319 GWh).
- Los factores de carga de regasificación y entrada al sistema son entre un 6,5% y un 8,4% superiores a los previstos por la CNMC.

- El volumen a cargar en cisternas previsto para los ejercicios 2018 y 2019 (10.390 GWh y 10.600 GWh, respectivamente) coincide con el suministro GNL directo a cliente final previsto para dichos ejercicios, aspecto que debería corregirse en la Memoria de la orden que finalmente se publique, a efectos de considerar tanto el suministro GNL directo a cliente final como la demanda abastecida mediante plantas satélite.
- El volumen a descargar en la planta de regasificación previsto para los ejercicios 2018 y 2019 son un 8,6% y un 8,3%, respectivamente, inferiores a los previstos por la CNMC. Dicha discrepancia es consecuencia de los diferentes métodos de cálculo utilizados. Así, en la propuesta de Orden el volumen a regasificar previsto para los años 2018 y 2019 coincide con el volumen a descargar en la planta de regasificación, mientras que el escenario de la CNMC se calcula como la agregación de los volúmenes a regasificar, cargar en cisternas, trasvase de GNL a buque, de buque a buque y puesta en frío, teniendo en cuenta las mermas aplicables.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y las incertidumbres existentes en todo escenario de previsión, se advierte (i) de una infravaloración del número de clientes previstos para el ejercicio 2018 y 2019, (ii) de una sobrevaloración de las capacidades contratadas y facturadas previstas para dichos ejercicios y (iii) de una infravaloración del volumen a cargar en cisternas. En consecuencia, se sugiere la reconsideración del mismo en la Orden que finalmente se publique. En cualquier caso, esta Sala se remite al escenario de demanda adjunto en el Anexo I del presente informe.

Finalmente, se reitera la necesidad de que en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se incluya, con el mayor detalle posible, las hipótesis subyacentes consideradas para estimar el escenario de demanda, al objeto que todos los agentes puedan analizar la bondad del mismo y, la existencia de un déficit o superávit implícito en el escenario de previsión.

5.2. Sobre los ingresos previstos para el cierre de 2018 y 2019

En el Cuadro 8 se comparan los ingresos previstos en la propuesta de Orden y los previstos por la CNMC para el ejercicio 2018. Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2018 se estiman en 3.057 M€, superiores en 30 M€ a los previstos inicialmente en la Orden ETU/1283/2017, motivado, fundamentalmente, por los mayores ingresos del término de conducción de los consumidores del Grupo 3 (70,8 M€), los mayores ingresos asociados a los contratos de corto plazo (20,1 M€) y los mayores ingresos por exportaciones (7,3 M€), parcialmente compensado por unos menores ingresos del término de conducción de los Grupos 1 y 2 (-42,6 M€ y -8,6 M€, respectivamente) y del canon de AA.SS. (-15,3 M€).

Asimismo, los ingresos de la propuesta de Orden son inferiores en 8,3 M€ a los previstos por la CNMC para el cierre de dicho ejercicio. En particular, cabe destacar que el escenario de la propuesta de Orden estima unos ingresos por aplicación del término de conducción del grupo 1 un 7,9% superiores (+21 M€) superiores a los previstos por la CNMC, mientras que los ingresos asociados a los consumidores del grupo 3 son un 2,4% inferiores (-43 M€) a los asociados al escenario de demanda de la CNMC.

Cuadro 8. Ingresos para el cierre de 2018 según la Orden ETU/1283/2017, la Memoria de la propuesta de Orden y la CNMC

	Previsión 2018 de facturación (M€)			Diferencias (miles de €) frente a:	
	Orden ETU/1283/2017	Propuesta OM	Previsión CNMC	Orden ETU/1283/2017	Previsión CNMC
I. Regasificación					
(A). Contratos de Largo Plazo	262.536	259.716	256.066	- 2.820	3.650
Peaje de descarga de buques	14.632	12.850	13.306	- 1.782	- 456
Peaje de carga en cisternas	13.944	13.135	14.349	- 810	- 1.214
Peaje de regasificación	135.402	140.988	136.786	5.586	4.202
Almacenamiento GNL	87.060	88.644	87.170	1.584	1.474
Puesta en frío	-	-	388	-	- 388
Trasvase de GNL a buques	11.498	4.099	4.067	- 7.399	32
(B). Contratos de Corto Plazo	20.310	20.443	21.890	133	- 1.447
(C) Total Regasificación (A) + (B)	282.846	280.159	277.956	- 2.687	2.203
II. AA.SS					
(D) Canon de AA.SS	128.011	112.688	114.150	- 15.323	- 1.462
III. Transporte y Distribución					
(E) Contratos de Largo Plazo	2.585.529	2.613.910	2.627.767	28.381	- 13.857
Reserva de Capacidad	144.605	147.849	144.905	3.244	2.944
Término de conducción	2.440.923	2.466.061	2.482.861	25.138	- 16.800
Consumidores nacionales	2.416.430	2.434.271	2.451.269	17.841	- 16.998
Grupo 1	330.977	288.342	267.318	- 42.635	21.024
Grupo 2	380.597	371.968	366.470	- 8.628	5.499
Grupo 3	1.689.881	1.760.729	1.803.261	70.848	- 42.532
Grupo 4 (interrumpible)	-	-	291	-	- 291
Materia Prima	14.975	13.232	13.929	- 1.743	- 697
Consumidores no nacionales	24.494	31.790	31.592	7.296	197
(F). Contratos de Corto Plazo	23.779	43.887	42.661	20.108	1.226
Reserva de Capacidad	7.230	16.263	16.431	9.033	- 167
Término de conducción	16.549	27.623	26.230	11.074	1.394
(G) Total Transporte y Distribución (E) + (F)	2.609.308	2.657.797	2.670.427	48.489	- 12.630
IV. Otros Ingresos					
(H). Otros Ingresos	5.900	5.900	2.380	-	3.520
Suministro a Tarifas	-	-	335	-	- 335
Venta de Condesados	900	900	578	-	322
Desbalances	5.000	5.000	1.333	-	3.667
Ejecución de fianzas	-	-	55	-	- 55
Mecanismos de Sobreventa y Recompra en CI	-	-	79	-	- 79
(I). Ingresos de actividades reguladas (C)+ (D) + (G) + (H)	3.026.065	3.056.543	3.064.913	30.479	- 8.370

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

En el Cuadro 9 se comparan los ingresos previstos en la propuesta de Orden y los previstos por la CNMC para el ejercicio 2019.

**Cuadro 9. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden
Escenario de facturación MITECO vs CNMC. Año 2019**

	Facturación (miles de €)		Diferencias: Propuesta de Orden vs CNMC	
	Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%
I. Regasificación				
(A). Contratos de Largo Plazo	257.880	266.303	- 8.423	-3,2%
Peaje de descarga de buques	12.775	19.040	- 6.265	-32,9%
Peaje de carga en cisternas	13.400	14.591	- 1.191	-8,2%
Peaje de regasificación	139.647	140.246	- 598	-0,4%
Almacenamiento GNL	87.958	89.478	- 1.520	-1,7%
Puesta en frío	-	-	-	-
Trasvase de GNL a buques	4.099	2.948	1.151	39,0%
(B). Contratos de Corto Plazo	20.249	17.610	2.639	15,0%
(C) Total Regasificación (A) + (B)	278.129	283.913	- 5.784	-2,0%
II. AA.SS				
(D) Canon de AA.SS	112.688	113.952	- 1.264	-1,1%
III. Transporte y Distribución				
(E) Contratos de Largo Plazo	2.582.491	2.551.208	31.283	1,2%
Reserva de Capacidad	146.443	146.298	145	0,1%
Término de conducción	2.436.048	2.404.910	31.138	1,3%
Consumidores nacionales	2.404.430	2.373.385	31.045	1,3%
Grupo 1	284.966	256.129	28.837	11,3%
Grupo 2	370.575	371.676	- 1.101	-0,3%
Grupo 3	1.735.657	1.735.397	261	0,0%
Grupo 4 (interrumpible)	-	291	- 291	-
Materia Prima	13.232	9.892	3.340	33,8%
Consumidores no nacionales	31.619	31.525	93	0,3%
(F). Contratos de Corto Plazo	43.468	39.792	3.676	9,2%
Reserva de Capacidad	16.109	17.727	- 1.619	-9,1%
Término de conducción	27.359	22.064	5.295	24,0%
(G) Total Transporte y Distribución (E) + (F)	2.625.959	2.591.000	34.959	1,3%
IV. Otros Ingresos				
(H). Otros Ingresos	5.900	1.197	4.703	392,8%
Suministro a Tarifas	-	619	- 619	-
Venta de Condesados	900	578	322	55,7%
Desbalances	5.000	-	-	-
Ejecución de fianzas	-	-	-	-
Mecanismos de Sobreventa y Recompra en CI	-	-	-	-
(I). Ingresos de actividades reguladas (C)+ (D) + (G) + (H)	3.022.675	2.990.061	32.614	1,1%

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos regulados previstos para 2019 se estiman en 3.022,7 M€, un 1,1% (33,8 M€) inferiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2018 (3.057 M€) y un 1,1% (32,6 M€) superiores a los previstos por la CNMC para dicho ejercicio (2.990,1 M€).

Respecto de la previsión de ingresos para el cierre del ejercicio 2018 y 2019 se formulan las siguientes observaciones que coinciden, en su mayoría, con las reflejadas en el informe sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2018⁴.

- En la propuesta de Orden no se incluyen los ingresos de acceso de los clientes acogidos al peaje interrumpible. En caso de aplicar los precios establecidos en la propuesta de Orden a las variables de facturación previstas para estos usuarios en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden la facturación de peajes aumenta en 207 miles de € en 2018 y 293 miles de € en 2019.
- En relación con los peajes aplicables a los consumidores acogidos al peaje de materia prima, se indica que los peajes considerados en el escenario de facturación de 2018 no coinciden con los establecidos en la Orden ETU/1283/2017, aplicándose un término fijo un 27% inferior y un término variable un 12% inferior a los establecidos en dicha Orden. En caso de aplicar los peajes establecidos en la Orden ETU/1283/2017 los ingresos del sistema aumentarían en 1.849 miles de €.
- La Disposición derogatoria única deroga la disposición transitoria primera de la Orden ETU/1283/2017, por lo que a partir del ejercicio 2019 a los consumidores anteriormente acogidos al peaje de materia prima le serán de aplicación los peajes generales. No obstante, en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se les procede a facturar a los mismos peajes que los considerados en el escenario de facturación del ejercicio 2018. Suponiendo que el volumen asociado al peaje de materia prima se ha tenido en cuenta en la estimación de los ingresos por los peajes de regasificación y entrada a la red de transporte, los ingresos previstos del término de conducción ser reducirían en 2.602 miles de € en caso de aplicar el peaje 1.3 en lugar del peaje de materia prima.
- Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos procedentes del peaje de exportaciones se estiman aplicando al volumen de gas exportado en contraflujo un descuento del 50% en la facturación por el término variable, lo que implica que se está considerando interrumpibilidad

⁴ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc04617>

en las interconexiones. Teniendo en cuenta que entre los años 2012 y 2018, sólo se ha aplicado el peaje interrumpible a seis contratos intradiarios durante los primeros días de marzo de 2018, se considera más adecuado aplicar los peajes generales, en cuyo caso los ingresos previstos se incrementaría en 22.665 miles de € en 2018 y en 22.543 miles de € en 2019.

- No se ha considerado el impacto de los contratos de corto plazo sobre la facturación de los AA.SS.
- El tamaño medio en m³ de GNL implícito para los ejercicios de 2018 y 2019 en las previsiones de trasvase de GNL a buque es de, aproximadamente, 5.958 m³ de GNL por lo que el peaje aplicable es el de menos de 9.000 m³ de GNL en lugar de más de 9.000 m³ de GNL. Como consecuencia de lo anterior la facturación por peajes se vería reducida en 2.064 miles de € en 2018 y 2019.
- El apartado segundo de la Disposición final segunda de la propuesta de Orden modifica los peajes de descarga de buques aplicables a las plantas de Bilbao, Barcelona y Mugaros igualándolos con los aplicables en las plantas de Huelva, Cartagena y Sagunto. No obstante, en el escenario de facturación de 2019 se han considerado los peajes vigentes en lugar de los establecidos en la propuesta de Orden. El impacto de considerar los peajes de la propuesta de Orden resulta en un aumento de los ingresos estimado en 4.881 miles de €.

En caso de incorporar el impacto de las observaciones anteriores, los ingresos por peajes y cánones previstos aumentarían en 22,7 M€ en 2018 y 23,1 M€ en 2019.

No obstante, como se ha señalado anteriormente, el escenario de demanda previsto para 2018 sobrevalora la capacidad facturada del término de conducción. En caso de aplicar a la capacidad contratada de la propuesta de Orden el factor de carga⁵ previsto por esta Comisión para 2018 y 2019, los ingresos por este concepto se reducirían en 38,7 M€ en 2018 y 43,9 M€ en 2019.

En consecuencia, la mejor estimación de ingresos asociadas al escenario de demanda de la propuesta de Orden para 2018 sería de 3.040,4 M€, cantidad 16 M€ inferior a la considerada en la propuesta de Orden y 24,4 M€ inferior a la considerada en el escenario de previsión de la CNMC. Para el ejercicio 2019 la mejor estimación de ingresos sería de 3.001,8 M€, cantidad 20,9 M€ inferior a la considerada en la propuesta de Orden, pero 11,7 M€ superior a la considerada en el escenario de previsión de la CNMC.

⁵ Calculado como Consumo/365/Caudal facturado

5.3. Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2018

5.3.1. Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2018

El artículo 61.2 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, establece una revisión automática de peajes y cánones en dos supuestos:

- 1) En el caso de que el desajuste anual supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio
- 2) En el caso de que la suma del desajuste anual y las anualidades reconocidas pendientes de amortizar supere el 15% de los ingresos liquidables del ejercicio.

Adicionalmente establece en el punto 3 que, si el desajuste anual entre ingresos y retribuciones reconocidas resultase una cantidad positiva, esta cantidad se destinará a liquidar las anualidades pendientes correspondientes a desajustes de ejercicios anteriores, aplicándose en primer lugar a las referidas en el apartado 2 y a continuación a las correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014.

En consecuencia, se hace necesario analizar la suficiencia de ingresos del ejercicio 2018 por el impacto que ello pudiera tener en el ejercicio 2019.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2018 ascienden a 3.056,5 M€, por lo que serían insuficientes para cubrir los costes previstos para el cierre del ejercicio (3.057 M€) en la propuesta de Orden, generándose un desajuste negativo de 0,4 M€.

No obstante, se indica que, como se ha comentado anteriormente, se han observado, erratas en el procedimiento de facturación utilizado para estimar los ingresos de las actividades reguladas para 2018 que reducirían los ingresos previstos para dicho ejercicio en 16 M€. Por tanto, si se tienen en cuenta las consideraciones anteriores el ejercicio 2018 presentaría un desajuste negativo de 16,5 M€.

Adicionalmente, se indica que de acuerdo con el escenario previsto por la CNMC se estima que en dicho ejercicio se producirá un superávit de 7,9 M€,

Cuadro 10. Costes, ingresos y desajuste previstos para el cierre del ejercicio 2018 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y según la CNMC

	Previsión de cierre del ejercicio 2018		
	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden corregida	CNMC
Costes regulados (M€) (A)	3.057,0	3.057,0	3.057,0
Ingresos regulados (M€) (B)	3.056,5	3.040,5	3.064,9
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	- 0,4	- 16,5	7,9

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

Si bien la propuesta de orden no hace referencia a ninguna anualidad en concepto de desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista en 2018, tomando en consideración que, según la información disponible en la memoria que acompaña a la propuesta de orden, se estima un desajuste en el ejercicio 2018 por importe de 421.905 €, resulta necesario proponer un tipo de interés provisional a aplicar a este potencial desajuste resultante de la liquidación definitiva de 2018, y una anualidad provisional para 2019.

5.3.2. Cálculo del tipo de interés aplicable

Para el cálculo del tipo de interés provisional a aplicar al potencial desajuste de 2018, se ha considerado como mejor aproximación, el mismo cálculo del tipo de interés a aplicar al desajuste de 2017, con la única variación de que el coste de financiación de los grupos de sociedades, a 5 años, durante el periodo de cálculo del 28 de agosto al 28 de noviembre de 2018, se ponderan por los porcentajes que supone la retribución prevista de cada uno de ellos para el ejercicio 2018 con respecto a la retribución prevista total correspondiente a los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y NATURGAS, que son aquellos de los que se dispone de datos del coste de financiación estimado, obteniéndose así un coste medio de financiación, que sería el tipo de interés reconocido, igual para todos ellos.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro 11, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 0,926%, habiéndose calculado éste a partir de los grupos de sociedades que suponen el 84% de la retribución prevista total para 2018.

Por lo tanto, se propone un tipo de interés provisional para el potencial desajuste de 2018 del 0,926%.

Cuadro 11. Cálculo del coste de financiación del desajuste 2018

Grupo	IRS 5Y (%) (media 28/08- 28/11 2018)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,356	42,00	Diferencial emisión	49,43%	0,776%
Naturgy	0,356	72,47	CDS Naturgy	43,29%	1,080%
Nortegas	0,356	68,00	Diferencial emisión	7,28%	1,036%
				100%	0,926%

Fuente: Elaboración propia

5.3.3. Cálculo de la anualidad

El cálculo de la anualidad provisional de 2019 del derecho de cobro correspondiente al potencial desajuste de 2018, se ha realizado considerando como fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva de 2018, el 28/11/2019. Se considera un perfil de amortización constante y anualidad decreciente.

Al considerarse como fecha de devengo el 29/11/2019 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2018), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2019, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2019.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro 12, según el cual la anualidad provisional correspondiente al año 2019 ascendería a 7.982,19 €.

Cuadro 12. Cálculo de la anualidad 2019 correspondiente al Desajuste del ejercicio 2018

Tipo Interés	0,926%	
Fecha Devengo	29/11/2019	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	421.905,00	28/11/2019

Año	Tipo de Interés	IPC 28/11/2019 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2019	0,926%	421.905	353,22	7.628,97	7.982,19

Fuente: Elaboración propia.

5.4. Sobre los aspectos retributivos para el ejercicio 2019 contenidos en la Propuesta de Orden

La Propuesta de Orden recoge unas necesidades retributivas para el año 2019 de 2.953 Millones de €, a las que hay que añadir los ajustes en los costes correspondientes a ejercicios anteriores (2017 y 2018 principalmente) estimados en 90,6 Millones de €.

En los siguientes cuadros, que desglosan los importes recogidos en la Propuesta según los conceptos recogidos en los Artículos 59.4 y 66 de la Ley 18/2014 y el Real Decreto-Ley 13/2014, y se comparan con los valores obtenidos por esta Comisión (Valor Comprobación CNMC).

La Comprobación de la CNMC se realiza aplicando los criterios enunciados en la Memoria de la Propuesta junto con la información disponible en CNMC. Para aquellas partidas que son previsiones 2019, se ha tomado preferentemente los valores indicados por el MITECO salvo que se hayan observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

Para facilitar el análisis, se comparan por separado los importes correspondientes a la Retribución 2019, y las correcciones de ejercicios anteriores a liquidar en 2018 que indica la Propuesta.

Cuadro 13. Comparación Presupuesto Retribución 2019 previsto en la Propuesta de OM vs Valor Comprobación CNMC

En Millones de €	Retribución Presupuestada 2019 Prop. OM (A)	Valor Comprobación CNMC (B)	Diferencia (A)-(B)
Actividad de Regasificación	390,5	390,5	0,00
Actividad de AASS	98,5	95,8	2,7
Actividad de Transporte	800,9	802,6	-1,7
Actividad de Distribución	1.419,8	1.419,8	0,0
Gas de Operación	26,1	26,6	-0,5
Gestión Técnica del Sistema	24,0	24,5	-0,5
Operador del Mercado	3,9	3,2	0,8
TASA MINETUR/CNMC	4,3	4,2	0,1
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	23,6	23,6	0,0
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	8,7	8,7	0,0
Anualidad por Laudo de Paris	33,2	33,2	0,0
Sentencia Firme 2278/2016 del TS, sobre vaporizadore ENAGAS	12,2	12,2	0,0
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	78,1	78,1	0,0
Desajuste Temporal 2015, Art.61 Ley 18/2014	5,6	5,6	0,0
Desajuste Temporal 2016, Art.61 Ley 18/2014	18,5	18,5	0,0
Desajuste Temporal 2017, Art.61 Ley 18/2015	5,1	5,2	-0,1
Previsión Desajuste Temporal 2018, Art.61 Ley 18/2015	0,0	0,0	0,0
TOTAL	2.952,9	2.952,1	0,8

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Cuadro 14. Comparación Correcciones de años anteriores a liquidar en 2018 prevista en la Propuesta de OM vs Valor Comprobación CNMC

En Millones de €	Correcciones Años Anteriores Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia (A)-(B)
Actividad de Regasificación	1,2	0,8	0,43
Actividad de AASS	3,8	8,0	-4,1
Actividad de Transporte	7,2	7,7	-0,5
Actividad de Distribución	59,0	59,0	0,0
Gas de Operación	0,0	0,0	0,0
Gestión Técnica del Sistema	0,0	0,0	0,0
Operador del Mercado	0,0	0,0	0,0
TASA MINETUR/CNMC	0,0	0,0	0,0
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	0,9	0,9	0,0
Anualidad por Costes O&M de Hibernación AASS CASTOR	17,5	17,5	0,0
Anualidad por Laudo de Paris	0,1	0,1	0,0
Sentencia Firme 2278/2016 del TS, sobre vaporizadore ENAGAS	0,0	0,0	0,0
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	0,0	0,0	0,0
Desajuste Temporal 2015, Art.61 Ley 18/2014	0,2	0,2	0,0
Desajuste Temporal 2016, Art.61 Ley 18/2014	0,2	0,2	0,0
Desajuste Temporal 2017, Art.61 Ley 18/2015	0,5	0,5	0,0
Previsión Desajuste Temporal 2018, Art.61 Ley 18/2015	0,0	0,0	0,0
TOTAL	90,6	94,8	-4,2

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Debe señalarse que, tal y como se explica en los próximos epígrafes, las diferencias más significativas se corresponden con partidas cuyos valores son estimaciones, al estar pendientes de inclusión en el régimen retributivo o son costes variables.

Y en el caso de la distribución, la razón principal para considerar que existe una diferencia es por el criterio de cuándo han de liquidarse las correcciones de las retribuciones de distribución de ejercicios pasados (2017 y 2018). Tal y como se expondrá en epígrafes posteriores, esta Comisión considera que éstas correcciones deberían liquidarse en el ejercicio 2018. De esta forma se eliminaría la asimetría existente con el trato dado por el sistema de liquidaciones a los ajustes de retribución con el transporte, la regasificación y el almacenamiento subterráneo, cuyos ajustes de retribución por RCS son liquidados en el año que finaliza en vez de en el año que empieza.

Por tanto, en resumen, cabe indicar que en las partidas cuyos valores deben ser publicados en el BOE, o bien no existen diferencias o las que aparecen son por erratas, por omisión de conceptos retributivos o por discrepancia en el criterio de reparto entre empresas.

También debe indicarse que se han detectados ligeras diferencias entre los importes retributivos de 2019 que se desglosan a lo largo de la Propuesta de Orden y su Memoria con los valores agrupados que se reflejan dentro de los epígrafes 12 y 13 sobre los escenarios previsto de ingresos y costes en 2018 y 2019 (pag 40-45 de la Memoria)

5.5. Sobre la retribución de la Actividad de Transporte

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial 2019 recoge la retribución de la actividad de transporte en su epígrafe 4.

La retribución fija a publicar en el BOE de la actividad de transporte está compuesta de cuatro conceptos: Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}) de los gasoductos (o Gas Talón), Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) y los ajustes de retribuciones de años pasados.

En primer lugar, se considera acertado que se haya continuado con la práctica iniciada el año pasado de diferenciar los conceptos retributivos de 2019 (RCS, RD y RF_{NMLL}) entre aquellos activos cuya liquidación se realiza de forma proporcional a los días del periodo de liquidación (Instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008) y aquellos cuya liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008 (Instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2008).

En segundo lugar, tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado grandes diferencias en la retribución para 2019 a publicar en el BOE aunque existen ligeras diferencias en los repartos, ajustes y correcciones del RD, RF_{NMLL} y RCS por empresa.

Cuadro 15. Comparación Retribución 2019 y Correcciones a Liquidar en 2018 de la Actividad de Transporte previstas en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	801,92	801,73	0,19
RD 2019	566,03	565,98	0,05
RFNMLL 2019	2,25	2,11	0,14
RCS 2019	230,93	230,93	0,00
Ajustes Años Anteriores	2,71	2,71	0,00
RD años anteriores asociado Nuevas Instalaciones A Cuenta	0,00	0,00	0,00
Ajustes Costes O&M Instalaciones Singulares	-0,37	-0,37	0,00
RCS Años Anteriores	3,08	3,08	0,00
Otros Ajustes/Correcciones	0,00	0,00	0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	6,16	8,53	-2,37
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	3,84	5,55	-1,71
RFNMLL Pdte Inclusión Reg. Retributivo	2,32	2,98	-0,66
Total Actividad Transporte	808,08	810,26	-2,18
Gas de Operación para Actividad Transporte (presupuesto)	22,50	22,96	-0,46
Total	830,58	833,22	-2,64

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

- En relación con el importe de RD para 2019 a publicar en el BOE, se observa una diferencia aparente de 0,05 M€. De acuerdo con el

inventario de activos, esta Sala entiende que puede deberse a que en la Propuesta no se han tenido en cuenta sendas Resoluciones de 27 de noviembre y 2 de diciembre de 2018 por las que se incluía de forma definitiva en el Régimen Retributivo adquisiciones de gas de NMLL realizadas en 2014 y centros de mantenimiento, operación y control, puestos en servicio entre los años 2008 y 2011, pero por el detalle de la información facilitada en la Memoria no se ha podido confirmar esta circunstancia.

- En relación con las diferencias en el reparto del RCS₂₀₁₈ por empresa, el motivo puede ser que la Propuesta de Orden haya modificado el valor de reposición de algunas inversiones, pero por el detalle de la información facilitada no se han podido identificar los activos afectados.
- Por otro lado, se debe indicar que también se han encontrado diferencias en la estimación de cantidades a presupuestar tanto en la estimación de la retribución asociada a instalaciones y gas nivel mínimo de llenado pendientes de incluir en el Régimen Retributivo como en las adquisiciones de gas de operación.

En relación con la retribución presupuestada asociada a activos pendientes de incluir en el Régimen Retributivo, aunque la Memoria de la Propuesta de Orden no indica nada específico, para la actividad dentro de los epígrafes 12 y 13 sobre los escenarios previsto de ingresos y costes en 2018 y 2019 (pag 40-45 de la Memoria) se indica una partida de 3,84 millones de € asociadas al concepto “Inversiones Pendientes de Reconocer”.

Por su parte, en relación con la retribución financiera del gas de nivel mínimo de llenado, en los citados epígrafes se indica una partida de 2,32 millones de €.

Las diferencias con los cálculos de esta Comisión pueden deberse a que ni se han considerado los mismos activos, al no haberse tenido en cuenta las citadas Resoluciones de 27 de noviembre y 2 de diciembre de 2018, ni los mismos años de devengo de retribución, pero esta Comisión no ha podido confirmar esta circunstancia por el detalle de la información facilitada en la Memoria.

- En cuanto al coste de adquisición del gas de operación presupuestado, el valor presupuestado no ha tenido en cuenta el impacto del impuesto de hidrocarburos (0,54 €/MWh), de ahí la diferencia con los cálculos de esta Comisión.

En otro orden de ideas, sería conveniente que las cantidades del apartado 2.h del Anexo I, sobre retribución total a reconocer, se desagregasen en

instalaciones con puesta en marcha anterior y posterior a 1 de enero de 2008, ya que su liquidación se realiza de forma diferente, a semejanza con el desglose realizado en el apartado 2.g del Anexo I, sobre retribución por disponibilidad (RD) y retribución financiera del gas talón (RF_{NMMLL}). El motivo para dicho desglose es porque para las Instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008 su retribución se liquida de forma proporcional a los días del periodo de liquidación; mientras que para las Instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2008 su liquidación se realiza aplicando los porcentajes que se recogen en el Anexo III del Real Decreto 326/2008.

Por último, se ha observado que, en algunos de los títulos de los epígrafes o cuadros del Anexo, se suele hacer referencia a “Retribución por disponibilidad o RD” cuando en realidad se recogen agregados los importes de Retribución por Disponibilidad (RD) y por Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMMLL}). En consecuencia, y con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda incluir en los títulos la referencia a la RF_{NMMLL}.

5.6. Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2019 recoge la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS) en su epígrafe 5.

La Memoria recoge en el mismo epígrafe tanto la retribución de las instalaciones de AASS que están en operación como aquellas que están hibernadas (Castor).

Esta Sala considera conveniente un tratamiento diferenciado de ambas tipologías de instalaciones.

De hecho, en el caso concreto del AASS de Castor, la propia Propuesta de Orden a través de su Disposición adicional primera establece un procedimiento para el reconocimiento de los costes de mantenimiento y operatividad del Almacenamiento de ENAGAS Transportista, S.A. derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, y por cualquier otro que se origine por las funciones establecidas en la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto- Ley 13/2014.

Esta circunstancia es tenida en consideración por la propia Propuesta de Orden al recoger en su Disposición adicional primera⁶ el procedimiento para reconocer la retribución asociada a los costes de mantenimiento y operatividad del almacenamiento Castor incurridos por ENAGAS Transportista, S.A. derivados de

⁶ D.A. Primera: Abono a Enagás Transporte, S.A.U., de los costes de operatividad y mantenimiento de las instalaciones afectas al artículo 1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre”.

las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.

De hecho, cabe precisar que ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., no es titular del AASS de Castor, cuya concesión de explotación está extinguida, sino que solo es el responsable de la administración de estas instalaciones mientras estén hibernadas, y en las condiciones que establece el artículo 3 del Real Decreto-Ley 13/2014. Es por ello, que la actividad de administración de las instalaciones de Castor no es estrictamente actividad regulada de almacenamiento básico.

Por todo ello, y sin perjuicio de las consideraciones que más adelante se realizarán, hay que señalar que puede producir cierta confusión que las citadas retribuciones del AASS Castor aparezcan recogidas en el epígrafe de la Memoria destinado a desarrollar la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS).

De hecho, se considera adecuado que, tal y como ha recomendado en ocasiones anteriores esta Sala, no se haya recogido en el Anexo II.4, sobre la retribución de la actividad de AASS, las retribuciones asociadas al AASS Castor.

En el caso de las instalaciones de AASS en operación, la retribución fija, a publicar en el BOE, de la actividad de AASS está compuesta de cuatro conceptos: la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), las cantidades a devolver por aplicación de la Disposición adicional séptima de la Orden ITC/3802/2008 (DA 7ª O.ITC/3802/2008), la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) y los ajustes de retribuciones de años pasados.

Cuadro 16. Comparación Retribución 2019 y Correcciones a Liquidar en 2018 de la Actividad de AASS prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	92,26	91,52	0,74
RD 2019	88,22	87,48	0,74
RCS 2019	5,08	5,08	0,00
Devol. por DA 7ª O.ITC/3802/2008	-0,71	-0,71	0,00
Ajustes Años Anteriores	-0,34	-0,34	0,00
RCS Años Anteriores	-0,34	-0,34	0,00
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	10,03	12,21	-2,18
Ajustes de Retribución Costes O&M 2017 y 2018	8,30	6,62	1,68
Inst. y Gas Colchon Pdte Inclusión Reg. Retributivo	1,74	5,53	-3,80
Costes Condensados del GN extraído	0,00	0,06	-0,06
Total Actividad AASS	102,29	103,72	-1,44
Gas de Operación para Actividad AASS (presupuesto)	3,60	3,66	-0,06
Total	105,88	107,38	-1,50

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, se han observado diferencias en la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD) a publicar en el BOE y en las cantidades a presupuestar. También se han observado diferencias en el reparto por empresa de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) a publicar en el BOE.

- En relación con la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la razón principal de la diferencia estriba en que el MITECO ha incluido como activo con retribución definitiva las adquisiciones de gas colchón para el AASS de Yela realizadas en 2017. Esta Comisión no tiene constancia de que se haya emitido una Resolución de inclusión definitiva/provisional en el régimen retributivo. De hecho, esta Comisión no tiene constancia de que se haya solicitado informe preceptivo sobre una Propuesta de Resolución de inclusión definitiva en el régimen retributivo.

Por tanto, las hipotéticas retribuciones de dicha adquisición deberían ser tratadas con cantidades a presupuestar, tal y como ha hecho esta Comisión.

- En relación con el reparto por empresa de la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), la razón principal de las diferencias es la incorporación incorrecta de las adquisiciones de gas colchón para el AASS de Yela realizadas en 2017 que hace que la empresa ENAGAS TRANSPORTE incremente su retribución por este concepto en detrimento de NATURGY ALMACENAMIENTO ANDALUCIA.
- En cuanto a la diferencia en las partidas presupuestadas (2,12 M€), las causas pueden ser diversas, entre ellas la comentada sobre la retribución asociada las adquisiciones de gas colchón de Yela de 2017. En este sentido, debería haberse presupuestado en la Memoria de la Propuesta de Orden: (1) los COEV correspondientes al año 2018 asociados a las instalaciones que finalizaron su vida útil en 2017 cuyo detalle se expone más adelante, (2) la estimación del ajuste por costes de O&M definitivos de 2015, 2016, 2017 y 2018 de los AASS de Serrablo, Gaviota y Yela, así como los ajuste por costes de O&M definitivos de 2017 y 2018 del AASS de Marismas, (3) la estimación de la retribución asociada a otras instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo⁷ que no se han presupuestado, (4) los costes liquidables por Condensados del GN extraído, y (5) el impacto de actuaciones que se están realizando durante 2018 en los AASS de Gaviota y Serrablo bien como mayores costes de O&M bien como nuevas inversiones a reconocer.

⁷ La Propuesta de OM no presupuesta la retribución de 2018 ni de años anteriores asociadas a las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010 (aprox 97.000 € de inversión)

Esta Comisión no ha podido confirmar si se han realizado estas previsiones porque el detalle de la información facilitada en la Memoria dentro de los epígrafes 12 y 13 sobre los escenarios previsto de ingresos y costes en 2018 y 2019 (pag 40-45 de la Memoria) no tienen un desglose suficiente

- En cuanto al coste de adquisición del gas de operación presupuestado, el valor presupuestado no ha tenido en cuenta el impacto del impuesto de hidrocarburos (0,54 €/MWh), de ahí la diferencia con los cálculos de esta Comisión.

Por otro lado, y a pesar de que no hay diferencias en los importes obtenidos por la retribución provisional por coste de O&M del año 2019, es necesario destacar la conveniencia de sustituir la tabla recogida en el apartado 4.h del Anexo II, relativo a la retribución por dichos costes, al objeto de que se identifiquen claramente los tres conceptos de costes que los componen: RCI O&M_{in}, RCD O&M_{in} y COEV, siendo la tabla a publicar la siguiente

Cuadro 17. Retribución provisional por Costes O&M y extensión de vida útil (COEV) a reconocer en 2019

En Euros	RCI O&M _{in}	RCD O&M _{in}	Total Retribución O&M Provisional	COEV Provisional	Total
AASS Serrablo	3.703.798,73	3.115.459,34	6.819.258,07	694.432,43	7.513.690,50
AASS Gaviota	416.006,05	18.678.818,36	19.094.824,41	2.864.223,66	21.959.048,07
AASS Yela	0,00	4.035.527,67	4.035.527,67	0,00	4.035.527,67
AASS Marismas	5.088,23	1.567.900,04	1.572.988,27	0,00	1.572.988,27
Total	4.124.893,01	27.397.705,41	31.522.598,42	3.558.656,09	35.081.254,52

En relación con el cálculo de los importes provisionales de O&M y COEV para 2019, se está de acuerdo con los criterios adoptados, aunque no han sido claramente reflejados en Memoria. Según ha constatado esta Comisión, se han aplicado los siguientes criterios:

1. Tomar los valores RCI O&M_{in} reconocidos
2. Considerar como RCD O&M_{in} provisionales, el 90% de la mejor estimación de retribución por costes directos conocida (Retribución 2016 propuesta por la CNMC en sendos informes de 6 de marzo de 2018 y 6 de junio de 2018 (INF/DE/199/17 e INF/DE/201/17))

3. Determinar los COEV de acuerdo con los principios de la Ley 18/2014, de acuerdo con la metodología propuesta por esta Comisión con objeto de la retribución del año 2018⁸

No obstante, se debe resaltar que el Propuesta no ha tenido en cuenta los costes de extensión de vida útil (COEV) asociados a las instalaciones que finalizaron la misma en 2017 correspondientes al año 2018, que tampoco fueron reconocidos en la Orden Ministerial del año 2018

En 2017 finalizaron su vida útil varios elementos del AASS de Serrablo, la retribución provisional de ENAGAS por COEV en 2018 asociado a dichas instalaciones aplicando los criterios anteriores sería de 693.068,37 €.

⁸ Los COEV, de acuerdo con la Ley 18/2014, se determinan como un porcentaje de la retribución por costes de O&M que varía según la antigüedad del activo. Pero en el caso de AASS, nos encontramos con que la retribución por costes de O&M para 2018 son provisionales y para el conjunto de elementos del AASS con derecho a ser incluidos en el régimen retributivo, excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P que no generarían costes de O&M.

Por ello, para determinar el COEV de un elemento del AASS, es necesario asignar previamente cuánta retribución por coste de O&M le corresponde. Se considera que dicha asignación debería realizarse de forma proporcional al valor de inversión que representa el elemento sobre el conjunto del AASS excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P.

Por otro lado, la retribución por COEV debería ser provisional en tanto en cuanto no se tenga el valor definitivo de los Costes de O&M ni el valor de inversión reconocido de todos los elementos del AASS excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, para las instalaciones que finalicen la vida útil se propone que se establezca un COEV cuyo importe se determine de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$COEV_n^i = \mu_n^i * CO\&M_{AASS} * \frac{VI^i}{\sum_{i=1}^m VI^i}$$

Donde,

i = son los elementos de un AASS determinado, excluidos el gas colchón y las inversiones de E&P, incluidos en el régimen retributivo con puesta en servicio anterior al año n

μ_n^i es el coeficiente de extensión de vida útil recogido en la Ley 18/2014

VI^i es el valor de inversión del elemento de inmovilizado « i » reconocido

Cuadro 18. Retribución por COEV de 2018 asociado a activos del AASS de Serrablo

Instalacion	Fecha Inicio Devengo (En gral Fecha P.E.M. / Adquisición)	Fecha Inicio Retribución por Costes Inversión según Ley 18/2014	Vida Útil (años)	Fecha Fin Retribución por Costes Inversión según Ley 18/2014	VI reconocido	% Asignación de COM entre elementos	Retribución Provisional por O&M asignada	μ Factor Ext. Vida Útil	COEV
Instalaciones 1995 de AASS Serrablo	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	2.980.824	8,115%	630.752,94	0,15	94.612,94
Instalaciones 2002 de AASS Serrablo	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	406.415	1,106%	85.998,86	0,15	12.899,83
Instalaciones 2003 de AASS Serrablo : Compresor Booster	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	7.840.185	21,345%	1.659.010,99	0,15	248.851,65
Instalaciones 2004 de AASS Serrablo : Sondeo Jaca 18	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	4.452.649	12,122%	942.196,34	0,15	141.329,45
Instalaciones 2004 de AASS Serrablo : Sondeo Jaca 22	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	5.286.757	14,393%	1.118.696,55	0,15	167.804,48
Instalaciones 2004 de AASS Serrablo : Línea de producción	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	318.911	0,868%	67.482,70	0,15	10.122,41
Instalaciones 2005 de AASS Serrablo : Conexión pozos	01-ene-07	01-ene-07	10	31/12/2017	549.695	1,497%	116.317,41	0,15	17.447,61
Instalaciones 2008 de AASS Serrablo: PLANTA DE REGENERACIÓN METANOL	05-dic-08	01-ene-09	10	31/12/2019	3.100.791	8,442%	656.138,39	0,00	0,00
Instalaciones 2009 de AASS Serrablo: SUSTITUCIÓN TURBOS POZOS JACA (J-17)	01-oct-09	01-ene-10	10	31/12/2020	11.794.467	32,111%	2.495.751,10	0,00	0,00
Total					36.730.694	100,000%	7.772.345,28		693.068,37

Finalmente, se indica la necesidad de corregir la siguiente errata en punto 4.e) del Anexo I de la Propuesta de Orden sobre actualización de la retribución por continuidad de suministro del año 2019, donde es necesario incluir los encabezados de las columnas de la tabla indicando los años 2018 y 2019, respectivamente.

5.7. Sobre la retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2019 recoge la retribución de la actividad de Regasificación en su epígrafe 6.

La Memoria recoge en el mismo epígrafe tanto la retribución de las instalaciones de Plantas de Regasificación que están en operación como aquellas que están hibernadas como la planta de El Musel.

Esta Sala considera conveniente un tratamiento diferenciado de ambas tipologías de instalaciones ya que tienen tratamientos retributivos diferenciados.

En el caso concreto de la planta de El Musel, ésta se encuentra afectada por la Disposición transitoria tercera del Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, en lo relativo a la suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, y en particular a su puesta en marcha, y por la Disposición adicional primera del Real Decreto 335/2018, que restablece la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la anterior disposición a partir del 27 de mayo de 2018, estableciendo una serie de condiciones adicionales. Todo ello, sin perjuicio de su derecho al cobro de:

- 1) Una retribución transitoria, igual a la retribución financiera del inmovilizado, hasta el restablecimiento de la tramitación suspendida de estas instalaciones, siendo ésta una retribución no prevista en el régimen general de retribución de la actividad de regasificación establecido en la ITC 3994/2006, de 29 de diciembre, ni en la Ley 18/2014. Esta retribución,

tal y como dispone el citado Real Decreto-Ley, es un ingreso a cuenta hasta el reconocimiento definitivo.

- 2) Una retribución por los costes de operación y mantenimiento que determinará el Ministerio para la Transición Ecológica con objeto de que la instalación esté disponible para iniciar su puesta en servicio cuando así se determine.

Esta circunstancia es tenida en consideración por la propia Propuesta de Orden al recoger en su artículo 4⁹ las retribuciones transitorias financiera y de O&M asociadas a la Planta de El Musel. No obstante lo anterior, hay que señalar que puede producir cierta confusión que las citadas retribuciones del El Musel vuelvan a aparecer recogidas en el Anexo I que, de acuerdo con el Artículo 1.2, recoge las retribuciones reguladas para 2019 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014.

En consecuencia, con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda eliminar del Anexo la referencia a los costes de inversión y O&M de la Planta de El Musel.

En el caso de las plantas de regasificación en operación, la retribución fija a publicar en el BOE de la actividad de Regasificación está compuesta de cinco conceptos: la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}) de los tanques de GNL (o Gas Talón), la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), y los ajustes de retribuciones de años pasados.

⁹ Sobre “Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel”.

Cuadro 19. Comparación Retribución 2019 de la Actividad de Regasificación y Correcciones a Liquidar en 2018 previstas en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	361,27	361,56	-0,28
RD 2019	291,45	291,59	-0,14
RFNMLL 2019	1,77	1,91	-0,14
RCS 2019	67,24	67,24	0,00
Ajustes Años Anteriores	0,81	0,81	0,00
RCS Años Anteriores	0,81	0,81	0,00
Otros Ajustes/Correcciones	0,00	0,00	0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	30,50	29,79	0,71
Retribución Variable 2019	29,79	29,79	0,00
Por O&M	28,41	28,41	0,00
Por Extensión Vida útil	1,37	1,37	0,00
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	0,00	0,00
RFNMLL Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,71	0,00	0,71
Total Actividad Regasificación	391,77	391,34	0,43
Gas de Operación para Actividad Regasificación (presupuesto)	0,00	0,00	0,00
Total	391,77	391,34	0,43

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, se han observado diferencias en:

- El importe de RD para 2019 a publicar en el BOE (una diferencia aparente de 0,14 Millones de €) que, de acuerdo con el inventario de activos, esta Comisión entiende que puede deberse a que en la Propuesta no se ha tenido en cuenta la Resolución de 27 de noviembre de 2018 por las que se incluía de forma definitiva en el Régimen Retributivo adquisiciones de gas de NMLL realizadas en 2014 para el 3er tanque de la Planta de Bilbao.
- Cantidades a presupuestar por la estimación de la retribución asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo (0,57 Millones de €), cuya explicación sería la misma que en el caso anterior ya que, antes de la Resolución, se adeudaban tres anualidades (2015, 2016 y 2017) de retribución financiera.

Adicionalmente, dentro de los epígrafes 12 y 13 sobre los escenarios previsto de ingresos y costes en 2018 y 2019 (pág. 40-45 de la Memoria) se indica una partida de 1,58 Millones de € en concepto de Retribución COEV variable prevista para 2019. Dicha partida sería redundante con parte del valor reflejado en la partida presupuestada Costes de Operación y Mantenimiento presupuestados de 29,79 Millones de €, pues de acuerdo con lo indicado en el apartado 6.8 de la Memoria (pag 23) al calcular dicho coste los valores unitarios vigentes (162 €/GWh regasificado, 192 €/GWh cargado en cisternas de GNL y 192 €/GWh trasvasado a/entre buques de GNL) fueron modificados aplicando los coeficientes promedios de extensión de vida útil previstos de vaporizadores, cargaderos de cisternas y atraques del sistema.

Finalmente, se indica la necesidad de corregir la siguiente errata en el primer párrafo del punto 3 del Anexo I de la Propuesta de Orden sobre retribución de los titulares de instalaciones de regasificación.

*“[...]
Las retribuciones por disponibilidad (RD) devengadas desde el 1 de enero de 2018 2019 tienen carácter provisional
[...]”.*

5.8. Sobre la retribución de la Actividad de Distribución

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial expone las necesidades económicas de la actividad de distribución en el Epígrafe 7.

La retribución fija, a publicar en el BOE, de la actividad de distribución está compuesta de seis conceptos: la Retribución 2019 de los Activos, la Retribución 2019 del extracoste de territorios insulares¹⁰, así como los ajustes por desvíos de los dos conceptos anteriores para los ejercicios 2017 y 2018.

En relación con la propuesta de retribución para la actividad de distribución, en primer lugar, se propone que las correcciones de las retribuciones de distribución de ejercicios pasados (2017 y 2018) sean liquidadas en el ejercicio 2018.

Para ello, se propone que en el Cuadro del apartado 1 del Anexo I se modifique el título de la columna “Revisión 2018-2017 (€)” añadiendo “a liquidar en 2018”.

De esta forma, se eliminaría la asimetría existente en el trato dado por el sistema de liquidaciones a los ajustes de retribución con el transporte, la regasificación y el almacenamiento subterráneo, cuyos ajustes de retribución por RCS son liquidados en el año que finaliza en vez de en el año que empieza.

Asimismo, esta medida mitigaría el impacto que pudieran tener posibles errores accidentales o fortuitos a la hora de determinar los citados ajustes de un año determinado, pues es frecuente que se corrijan en la siguiente Orden Ministerial sobre retribución que normalmente es la del año siguiente. Es decir, actualmente la corrección de un error en un ajuste de la retribución de un año, puede terminar de cobrarse 4 años más tarde¹¹.

¹⁰ 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

¹¹ Por ejemplo, un error en un ajuste retributivo del año 2016 calculado en 2017 y que se liquida en el año 2018, en vez de en la liquidación de 2017, la corrección se liquidaría en el año 2019,

Además, los desajustes temporales resultantes en cada ejercicio estarían más acordes con la realidad, a modo de ejemplo:

- La Orden IET/2736/2015 estableció una minoración conjunta de 64,3 millones de € para la retribución de los años 2014 y 2015 que se liquidó en el ejercicio 2016, cuando dicha minoración hubiera compensado ampliamente el déficit de 27,2 Millones de € resultante de la liquidación definitiva del ejercicio 2015.
- La Orden ETU/1977/2016 estableció una minoración conjunta de 56,7 millones de € para la retribución de los años 2015 y 2016 que se liquidó en el ejercicio 2017, cuando dicha minoración hubiera contribuido a reducir el déficit de 90,0 Millones de € resultante de la liquidación definitiva del ejercicio 2016.
- La Orden ETU/1283/2017 estableció una minoración conjunta de 40,2 millones de € para la retribución de los años 2016 y 2017 que se está liquidando en el ejercicio 2018, cuando dicha minoración hubiera contribuido a convertir el déficit de 24,8 Millones de € resultante de la liquidación definitiva del ejercicio 2017 en un superávit de 15,4 Millones de €.

En segundo lugar, y a la vista de los desfases recurrentes entre las demandas previstas y las demandas reales que se producen cada año (que generan las correcciones a la baja señaladas anteriormente), se propone que el cálculo de la retribución provisional de distribución para años futuros se realice teniendo en cuenta el gas vehiculado facturado declarado en el sistema de liquidaciones.

En tercer lugar, está Sala en relación con los cálculos realizados solo puede indicar lo siguiente:

- a) Las retribuciones definitivas de las empresas distribuidoras para el año 2017 indicadas en la Memoria y los ajustes que habría que reflejar en el B.O.E coinciden con los valores obtenidos por esta Comisión. Además, se ha constatado que:
 - Las demandas consideradas para los años 2016 y 2017 en los cálculos de la Retribución 2017 coinciden con los valores disponibles por esta Comisión a través del Sistema de Liquidaciones

en vez de en el año 2018. En consecuencia, un ajuste de la retribución del año 2016 terminaría por cobrarse en diciembre del año 2020 (momento en el que se tiene la liquidación definitiva del año 2019) cuando se podría haber realizado un año antes (diciembre de 2019) si se hubiera liquidado en 2018 por reparto, e incluso prácticamente dos años antes (enero de 2019) si se hubiera liquidado como pago único en la liquidación de 2018.

- El número puntos de suministro en municipios de gasificación reciente (con gas desde hace 5 años o menos) a 31 de diciembre de 2016 y 2017 coincide con los valores disponibles por esta Comisión a través del Sistema de Liquidaciones¹².
 - El valor definitivo de extracoste de GLP para 2017 recogido en la Propuesta de Orden coincide con el importe calculado por esta Comisión.
- b) Las previsiones de demanda de 2018 y 2019 utilizadas para actualizar las retribuciones de 2018 y calcular las nuevas retribuciones 2019, a pesar de lo indicado en la Memoria, no se corresponden con los escenarios de demanda previstos utilizados por esta Sala en su informe de “Previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre de los ejercicios 2018 y 2019” (INF/DE/098/18).
- c) Las previsiones utilizadas en la Propuesta de número medio de puntos de suministro y gas vehiculado para los años 2018 y 2019 por empresa, se obtienen aplicando a los valores definitivos de 2017 de cada empresa las variaciones previstas para el conjunto del sector por el escenario utilizado por la Propuesta. En consecuencia, se está imputando un volumen de gas mayor (entre el 2,5% y el 3,5%) al que realmente vehicularan las empresas distribuidoras ya que se les está asignado el volumen de gas que vehiculan las empresas transportistas en el grupo 2. Esto implicaría que se ha determinado una retribución mayor de lo que les correspondería por el gas vehiculado a puntos de suministro con peajes 3.5 y grupo 2
- d) Esta Comisión ha podido reproducir los valores provisionales de extracoste de GLP considerados por la Propuesta de Orden para 2018 y 2019, al aplicar a las previsiones de gas vehiculado asignadas a Gasificadora Regional Canaria por la Propuesta, el extracoste del primer semestre de 2018 (0,02619 €/kWh) que presentó la empresa.
- e) A la vista de las consideraciones anteriores, y al objeto de poder realizar un contraste de los cálculos de la Propuesta de Orden, se ha calculado la retribución de 2019 y los ajustes de la retribución 2018 de acuerdo con las previsiones de demanda y variación del nº medio de puntos de suministro previstos en la Memoria de la Propuesta de Orden. Asimismo, se toman los valores de extracoste de GLP considerados por la Propuesta de Orden para 2018 y 2019.

¹² Esto datos corresponden con los últimos datos de clientes disponibles en el sistema de liquidaciones SIFCO para los municipios clasificados como de regasificación reciente en el informe “Acuerdo por el que se establece la relación de municipios de gasificación reciente para el año 2017” (INF/DE/085/18) aprobado en su sesión de 17 de octubre de 2018.

Las diferencias entre la Propuesta de Orden y los cálculos realizados por esta Comisión no son relevantes. No obstante, se debe indicar que la retribución 2019 de Domus 1000 Natural debe ser de 121.656,5 € en lugar de 101.070 €. El motivo de esta diferencia es que la Propuesta considera en los cálculos un incremento de 51,3 Puntos de Suministro en 2019 cuando, de acuerdo con el epígrafe 7.1, es de 305,5.

Cuadro 20. Comparación Retribución 2019 y Correcciones a Liquidar en 2018 de la Actividad de Distribución prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	1.478,7	1.478,7	-0,02
Retribución 2019	1.418,65	1.418,67	-0,02
Desvios Retribución 2018	30,41	30,42	0,00
Desvios Retribución 2017	27,56	27,56	0,00
Extracoste 2019	1,03	1,03	0,00
Desvios Extracoste 2018	0,13	0,13	0,00
Desvios Extracoste 2017	0,93	0,93	0,00
Ajustes Años Anteriores			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	0,11	0,10	0,01
Suministro a Tarifa	0,11	0,10	0,01
Retribución Específica Distribución	0,00	0,00	0,00
Total	1.478,82	1.478,83	-0,01

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

En cuarto lugar, la retribución 2018 de Domus 1000 Natural (6.031 €) debe integrarse en la tabla dentro de la columna de revisiones 2011/2018 y tener un tratamiento idéntico al resto de empresas distribuidoras, con independencia de que se trate la retribución inicial. Con anterioridad a Domus, ya se aplicó esta praxis a Gasificadora Regional Canaria, Iberdrola Gas¹³, Sureuropea de Gas¹⁴ o Transmanchega de Gas¹⁵.

Una forma de mitigar el impacto en Domus, sería aplicar la recomendación de esta Sala de liquidar en 2018 los ajustes de retribución de 2017 y 2018. De hecho, esa medida también mitigaría el impacto que supone a Gasificadora Regional Canaria corregir el error accidental del año pasado cuando se determinó su retribución de 2017 al valorar su extracoste en 803,3 € en vez de 803.300 €.

De hacerse un tratamiento especial para Domus, se considera necesario hacerlo también a los ajustes de retribución de 2017 de Gasificadora Regional Canaria,

¹³ Ver Resolución de 31 de diciembre de 2018 y la corrección de errores a través de la Resolución de 10 de junio de 2008

¹⁴ Orden ITC/3520/2009

¹⁵ Orden ITC/3354/2010

aunque la mejor opción es la propuesta de liquidar en 2018 todos los ajustes de retribuciones de 2017 y 2018.

En quinto lugar, se considera acertada la inclusión en el Anexo I del inciso que advierte del estado provisional de las retribuciones de las empresas distribuidoras del grupo NATURGY hasta disponer de la información necesaria para el cálculo correcto de las mismas.

Pues, tal y como se indicó en informes anteriores¹⁶, a la hora de determinar la retribución asociada a activos que están implicados en una compra-venta entre distribuidores, o en una escisión de activos de un distribuidor, se había aplicado un mecanismo que no recogía en ninguno de sus pasos la filosofía que emana de la Ley 18/2014, pudiendo generar distorsiones significativas en la valoración de activos. De hecho, se considera que dicho mecanismo penaliza la valoración de redes pequeñas construidas con anterioridad a 2013, como las que generalmente conforman las de escisiones de activos, de tal forma que la retribución asignada a la red escindida sería sensiblemente inferior a la que le correspondería¹⁷.

5.9. Sobre la sostenibilidad económica prevista para 2019

En el Cuadro 21 se presenta el escenario de ingresos y costes previstos en la Memoria que acompaña la propuesta de Orden y por la CNMC para el ejercicio 2019.

Se observa que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos resultantes previstos para 2019 ascienden a 3.022,7 M€, mientras que los costes ascienden a 3.017,3 M€, por lo que se produciría un desajuste positivo en la liquidación de las actividades reguladas de 5,4 M€.

No obstante, como se ha comentado anteriormente, se han observado erratas en el procedimiento de facturación utilizado para estimar los ingresos de las actividades reguladas para 2019 que reducirían los ingresos previstos para dicho ejercicio en 21 M€. Por tanto, si se tienen en cuenta las consideraciones anteriores el ejercicio 2019 presentaría un desajuste negativo de 15,5 M€.

¹⁶ Ver Informes IPN/CNMC/028/16 e IPN/CNMC/046/17 sobre Peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el 2017 y 2018, respectivamente

¹⁷ Un ejemplo de lo expuesto, sería la retribución provisional en 2015 asignada a la red de presión entre 4 y 60 bar de Gas Directo que se transfiere a Gas Galicia. Según la Propuesta de Orden, que aplica el segundo mecanismo, su retribución provisional sería de 213.925,61 € (ver pag 29 de la Memoria). Pero si se aplicara el primer mecanismo, su retribución sería de 386.250,63 €.

Finalmente, de acuerdo con el escenario de previsión de la CNMC para 2019 y considerando los costes de la propuesta de Orden se produciría un desajuste negativo de 27,3 M€.

Cuadro 21. Costes, ingresos y desajuste previstos para el ejercicio 2019 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y según la CNMC

	Previsión 2019		
	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden corregida	CNMC
Costes regulados (M€) (A)	3.017,3	3.017,3	3.017,3
Ingresos regulados (M€) (B)	3.022,7	3.001,8	2.990,1
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	5,4	- 15,5	- 27,3

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNMC

6. Consideraciones particulares

6.1. Artículo 1. Objeto

El artículo establece que el objeto de la propuesta de Orden es la determinación de la retribución de las de las empresas que realizan actividades reguladas y los peajes y cánones en vigor a partir del 1 de enero de 2019.

El mismo artículo señala que el Anexo I de la Propuesta de Orden incluye tanto la retribución para el año 2019 como los ajustes de las retribuciones de los años precedentes, calculadas todas ellas conforme a las fórmulas publicadas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

No obstante, de acuerdo con el apartado segundo del Artículo, las retribuciones por disponibilidad (RD) de 2019, al igual que las del 2018, tienen carácter provisional hasta que mediante Orden Ministerial se publiquen los valores unitarios definitivos de inversión y de operación y mantenimiento, una vez que la CNMC haya aprobado el informe al respecto recogido en el mandado en la Disposición adicional única de la Orden IET/389/2015.

Además, señala que los importes antes de impuestos de los peajes y cánones aplicados por el uso de las instalaciones de la red básica, de transporte secundario y de distribución de gas natural, en vigor a partir del 1 de enero de 2018 son los establecidos en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, y en la Orden ETU/1977/2016, de 23

de diciembre. A dichos peajes, tal y como indica el propio artículo, hay que añadir los peajes establecidos por la Disposición final segunda de esta Propuesta de Orden.

Finalmente, el artículo incluye como objeto de esta Propuesta de Orden, la determinación de las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida, los derechos de acometida para presiones iguales o inferiores a 4 bar en vigor a partir del 1 de enero de 2019, así como los tipos de interés definitivos y anualidades correspondientes del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, de los desajustes temporales entre ingresos y costes de los años 2015 a 2017 y del desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb.

6.1.1. Sobre tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida

Se considera necesario clarificar en que momento empiezan aplicar las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida recogidas en el Anexo III de la Propuesta de Orden, puesto que dicho Anexo indica que las tarifas de alquiler son de aplicación en 2018, fecha que se considera errónea puesto que el Anexo III, de la Orden ETU 1283/2017, ya recoge el valor del alquiler de contadores para 2018. Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta de texto alternativo al Artículo 1:

Artículo 1. Objeto.

[...]

5 Los precios de alquiler de contadores y equipos de teled medida para presiones iguales o inferiores a 4 bar en vigor a partir del 1 de enero de 2019 son los establecidos en el anexo III de la presente orden. Estos precios incluyen el suministro del contador y su mantenimiento, incluyendo la reparación y/o la sustitución en caso de avería y su reposición una vez que haya finalizado su vida útil [...]

6.1.2. Sobre los peajes del Grupo 3

El artículo 1.3 de la Propuesta de Orden establece que los importes antes de impuestos de los peajes y cánones aplicados por el uso de las instalaciones de la red básica, de transporte secundario y de distribución de gas natural, en vigor a partir del 1 de enero de 2019 son los establecidos en la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas y en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

El artículo 66.b de la Ley 18/2014 establece que la cantidad a recuperar por el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto

del Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, se repercutirá de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

En aplicación de lo anterior, la Orden IET/2445/2014 incrementó el término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución en 0,047353 c€/kWh, manteniendo las órdenes ITC/2736/2015, ETU/1977/2016 y ETU/1283/2017 dicho valor al no modificar los peajes aplicables al grupo 3, ni establecer ninguna disposición al respecto.

Por otra parte, el artículo 12 de la propuesta de Orden establece el tipo de interés definitivo aplicable a dicho concepto (1,201%) resultando una anualidad definitiva para el ejercicio 2018, 53.067,96 € superior a la inicialmente prevista.

Cabe señalar que, en aplicación de lo establecido en la Disposición transitoria segunda de la citada Orden IET/2445/2014, el término de conducción de los consumidores conectados a planta satélite se calcula multiplicando el término de conducción general por unos coeficientes que se sitúan entre el 0,324 para el peaje 3.5 y el 0,612 para el peaje 3.1.

Por tanto, el recargo incluido en los peajes aplicables a las plantas satélite será únicamente entre el 32,4% y el 61,2% del recargo aplicado a los consumidores no conectados a planta satélite, lo que implicará que el recargo efectivo sea diferente en función del tipo de consumidor considerado.

Por otra parte, tanto la Orden IET/2445/2014 como las órdenes IET/2736/2015 y ETU/1977/2016 establecen que los desvíos de recaudación anual que sean consecuencia de valores diferentes entre las ventas reales y estimadas se tendrán en cuenta en el cálculo de años posteriores.

En el Cuadro 22, Cuadro 23, Cuadro 24 y Cuadro 25 se comparan los ingresos asociados a la recuperación del laudo por los consumidores del Grupo 3 con los costes del laudo correspondientes a los ejercicios 2015, 2016, 2017 y los previstos para 2018. En el ejercicio 2018 se ha considerado el escenario de demanda de la CNMC, dado que el escenario aportado en la propuesta de Orden no distingue entre los consumidores suministrados desde plantas satélite y los suministrados desde la red transporte–distribución.

Se observa que, en el ejercicio 2015 la recaudación fue 4.750 miles de € inferior a la anualidad imputada, en el ejercicio 2016 fue 3.832 miles de € inferior a la anualidad imputada, en el ejercicio 2018 fue 1.437 miles de € inferior y se prevé que en el ejercicio 2018 sea 635 miles de € inferior.

Cuadro 22 Ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2015 y coste asociado.

Peaje General				Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coefficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	62.852.867		29.762,7	753.186			212,5	29.975,3
3.1	10.208.412	0,047353	4.834,0	128.920	0,612	0,028980	37,4	4.871,4
3.2	26.097.315	0,047353	12.357,9	188.045	0,615	0,029122	54,8	12.412,6
3.3	1.472.348	0,047353	697,2	14.922	0,616	0,029169	4,4	701,6
3.4	20.810.658	0,047353	9.854,5	272.883	0,722	0,034189	93,3	9.947,8
3.5	4.264.133	0,047353	2.019,2	148.415	0,324	0,015342	22,8	2.042,0
Importe del Laudo (miles €)								34.725,1
Diferencia (miles €)								- 4.749,9

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Cuadro 23. Ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2016 y coste asociado

Peaje General				Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coefficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	63.885.080		30.251,5	859.760			247,8	30.499,3
3.1	10.266.898	0,047353	4.861,7	151.051	0,612	0,028980	43,8	4.905,5
3.2	25.353.980	0,047353	12.005,9	271.169	0,615	0,029122	79,0	12.084,8
3.3	1.550.655	0,047353	734,3	17.364	0,616	0,029169	5,1	739,3
3.4	22.156.749	0,047353	10.491,9	294.707	0,722	0,034189	100,8	10.592,6
3.5	4.556.798	0,047353	2.157,8	125.469	0,324	0,015342	19,2	2.177,0
Importe del Laudo (miles €)								34.331,7
Diferencia (miles €)								- 3.832,4

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Cuadro 24. Ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2017 y coste asociado

Peaje General				Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coefficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	67.990.970		32.195,8	1.048.952			305,5	32.501,3
3.1	11.782.563	0,047353	5.579,4	192.418	0,612	0,028980	55,8	5.635,2
3.2	27.704.384	0,047353	13.118,9	355.545	0,615	0,029122	103,5	13.222,4
3.3	1.629.618	0,047353	771,7	20.987	0,616	0,029169	6,1	777,8
3.4	22.103.586	0,047353	10.466,7	352.431	0,722	0,034189	120,5	10.587,2
3.5	4.770.819	0,047353	2.259,1	127.572	0,324	0,015342	19,6	2.278,7
Importe del Laudo (miles €)								33.938,3
Diferencia (miles €)								- 1.437,0

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Cuadro 25. Estimación de los ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2018, según la propuesta de Orden, y según el escenario de demanda de la CNMC

	Peaje General			Plantas satélites				Total Grupo 3
	Volumen (MWh)	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Volumen (MWh)	Coefficiente aplicable	Laudo (c€/kWh)	Importe Laudo (miles €)	Importe total del Laudo (miles €)
GRUPO 3	68.726.746		32.544,2	1.257.243			365,1	32.909,3
3.1	11.429.705	0,047353	5.412,3	243.940	0,612	0,028980	70,7	5.483,0
3.2	26.570.261	0,047353	12.581,8	468.961	0,615	0,029122	136,6	12.718,4
3.3	1.709.417	0,047353	809,5	25.545	0,616	0,029169	7,5	816,9
3.4	24.043.750	0,047353	11.385,4	375.743	0,722	0,034189	128,5	11.513,9
3.5	4.973.613	0,047353	2.355,2	143.054	0,324	0,015342	21,9	2.377,1
Importe del Laudo (miles €)								33.544,8
Diferencia (miles €)								- 635,5

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Teniendo en cuenta que el importe del Laudo debe recuperarse de forma proporcional al volumen de gas consumido entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción, conforme establece el artículo 66.b de la Ley 18/2014, el importe a considerar en el ejercicio 2019 debe incluir la correspondiente anualidad (amortización de principal e intereses), más los desvíos de los ejercicios 2015, 2016, 2017 y previstos para 2018.

La Propuesta de Orden mantiene los peajes de los consumidores del Grupo 3, si bien ni la demanda de este colectivo ni el importe a recuperar se corresponden con los de los ejercicios 2015, 2016 ó 2017.

Esta Sala considera, por una parte, que el procedimiento de cálculo utilizado en la Orden IET/2445/2014 podría ser inconsistente con lo establecido en el Ley 18/2014, por lo se debería revisar a los efectos de garantizar que a todos los consumidores con presión igual o inferior a 4 bar se les aplica el mismo recargo, independientemente de si se encuentran conectados a la red transporte-distribución o a una planta satélite. Por otra parte, se hace necesario recalcular el coste unitario correspondiente al Laudo en coherencia con el coste a recuperar y la demanda del grupo 3 previstos para 2018 y para 2019.

En consecuencia, se propone modificar los peajes de transporte y distribución aplicables a estos consumidores.

En particular, teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, se propone proceder de la siguiente manera:

- 1) Minorar el término variable de los peajes del Grupo 3 establecidos en la Orden IET/2445/2014 por el importe del Laudo correspondiente al ejercicio 2015 (0,047353 c€/kWh).

- 2) Establecer el coste unitario del Laudo correspondiente al ejercicio 2019, teniendo en cuenta la anualidad del ejercicio 2019 más los desvíos y la demanda prevista para los consumidores del Grupo 3.
- 3) Establecer un nuevo término variable de los peajes del Grupo 3 de aplicación a los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución, resultado de añadir el nuevo coste unitario correspondiente al laudo (punto 2) al término variable resultante de restar a los términos variables de la Orden IET/2445/2014 el coste del Laudo correspondiente al ejercicio 2015 (del punto 1).
- 4) Incluir una nueva disposición transitoria que establezca que los términos variables de los consumidores suministrados desde las plantas satélites son el resultado de añadir al término de conducción del Grupo 3, descontado el Laudo, multiplicado por los coeficientes C que corresponda, el recargo asociado al Laudo.

En el Cuadro 26, se muestran el término variable del grupo 3 a incluir en la Orden, resultado de las anteriores consideraciones.

Cuadro 26. Peajes del Grupo 3 para 2019

Anualidad del Laudo 2019 (A)	33.151.424
Desvío Ejercicio 2015 (B)	4.749.857
Desvío Ejercicio 2016 (C)	3.832.376
Desvío Ejercicio 2017 (D)	1.437.015
Desvío Ejercicio 2018 (D)	635.545
TOTAL (A) + (B) + (C) + (D)	43.806.216
Demanda Grupo 3 de la propuesta de Orden (MWh) (B)	70.203.247
Coste unitario del Laudo 2018 (c€/kWh) (C)/(B)	0,062399

	Peaje general			Planta satélite						
	Término variable Orden IET/2445/2014 (c€/kWh) [1]	Coste unitario del Laudo (c€/kWh) [2]	Término variable excluido el Laudo (c€/kWh) [3] = [1] - [2]	Término variable excluido el Laudo (c€/kWh) [3]	Coste unitario del Laudo 2019 (c€/kWh) [4]	Término variable 2019 (c€/kWh) [3] + [4]	Término variable excluido el Laudo (c€/kWh) [3]	Coeficiente aplicable [4]	Coste unitario del Laudo 2019 (c€/kWh) [5]	Término variable 2019 (c€/kWh) [3] * [4] + [5]
3.1	2,9287	0,047353	2,881347	2,881347	0,062399	2,9437	2,9287	0,612	0,062399	1,855
3.2	2,2413	0,047353	2,193947	2,193947	0,062399	2,2563	2,2413	0,615	0,062399	1,441
3.3	1,6117	0,047353	1,564347	1,564347	0,062399	1,6267	1,6117	0,616	0,062399	1,055
3.4	1,3012	0,047353	1,253847	1,253847	0,062399	1,3162	1,3012	0,722	0,062399	1,002
3.5	0,201	0,047353	0,153647	0,153647	0,062399	0,2160	0,201	0,324	0,062399	0,128

Fuente: Orden IET/2446/2013, Orden IET/2445/2014, Orden IET/2736/2015, Orden ETU/1977/2016, Orden ETU/1283/2017, propuesta Orden y CNMC

En el Cuadro 27 se muestra que como resultado de lo anterior es necesario incrementar el término variable del peaje del grupo 3 de los consumidores conectados a la red de transporte y distribución entre un 0,51% y un 7,49%, mientras que en el caso de los consumidores conectados a las plantas satélites es necesario incrementar el término variable entre un 3,48% y un 95,82%.

Cuadro 27. Términos variables aplicables al grupo 3 considerados en la propuesta de Orden y resultante de aplicar la Ley 18/2014, en lo referente al desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente de Argelia

	Peaje general			Planta satélite		
	Término variable Orden IET/2445/2014 (c€/kWh) [1]	Término variable aplicable 2019 (c€/kWh) [2]	Tasa de variación de [2] sobre [1]	Término variable Orden IET/2445/2014 (c€/kWh) [3]	Término variable aplicable 2019 (c€/kWh) [4]	Tasa de variación de [4] sobre [3]
3.1	2,9287	2,9437	0,51%	1,7924	1,8548	3,48%
3.2	2,2413	2,2563	0,67%	1,3784	1,4408	4,53%
3.3	1,6117	1,6267	0,93%	0,9928	1,0552	6,29%
3.4	1,3012	1,3162	1,16%	0,9395	1,0019	6,64%
3.5	0,2010	0,2160	7,49%	0,0651	0,1275	95,82%

Fuente: Orden IET/2446/2013, Orden IET/2445/2014, Orden IET/2736/2015, Orden ETU/1977/2016, Orden ETU/1283/2017, propuesta Orden y CNMC

6.2. Artículo 2. Cuotas destinadas a fines específicos.

El artículo 2 de la Propuesta de Orden hace referencia a la cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema (0,797%) y la tasa destinada a la CNMC (0,140%) que han de aplicarse sobre la facturación de peajes y cánones. Asimismo, establece una retribución provisional para el Gestor Técnico del Sistema para el año 2019 de 23.966.250 €, la misma retribución provisional que la establecida en los ejercicios 2016, 2017 y 2018.

Además, se indica que en la Liquidación 14 se realice una liquidación final entre lo percibido a través de la cuota hasta entonces y la retribución reconocida, de manera que el GTS no participe en los futuros déficits/superávits que pudieran producirse.

Finalmente, se recoge que la retribución prevista para el GTS podrá ser modificada cuando se apruebe su metodología retributiva.

Consideraciones de la CNMC

En relación con este artículo, la retribución provisional del GTS coincide con la base de retribución del GTS de la “Propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema” (INF/DE/015/15), que fue aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 23 de junio de 2015, y remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica) en fecha 1 de julio de 2015, de 22.825.000 euros, incrementada en un 5%.

En relación a esta propuesta de retribución provisional, esta Sala se remite a lo señalado en el “Acuerdo por el que se emite informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre de los ejercicios 2018 y 2019” (INF/DE/098/18). En este se propuso, en aplicación de la metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de junio de 2015 y tras analizar la información aportada por ENAGAS GTS en respuesta al requerimiento de información efectuado el 12 de junio de 2018, la información reportada a través de la Circular 5/2009 y las cuentas anuales y sus memorias de ENAGAS GTS para los ejercicios 2015 y 2016, un incremento en 1.665.000 € de la base de retribución de ENAGAS GTS para el año 2019 por el desempeño de nuevas funciones asignadas por la regulación, pasando de 22.825.000 euros a 24.490.000 euros¹⁸ (incremento del 2,2% respecto a la retribución establecida en la Orden ETU/1283/2017), pudiendo variar esta cuantía en un +/-5% en función del nivel de cumplimiento de los objetivos que pudieran establecerse para el Gestor Técnico del Sistema en caso de implementarse la propuesta de la CNMC de retribución por incentivos.

En todo caso, esta Comisión reitera la necesidad de aprobar las modificaciones legislativas necesarias para transferir las competencias tarifarias a la autoridad independiente de regulación, en particular aquellas relacionadas con la retribución de los gestores de la red de transporte, y consecuentemente establecer una metodología de retribución del Gestor Técnico del Sistema que instituya un marco retributivo transparente y actualizado que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes, de forma consistente con lo también señalado respecto a la retribución provisional del Operador del Sistema en el “Informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica (IPN/CNMC/037/18)”,.

De forma consistente con lo anterior se propone la siguiente redacción del apartado segundo del artículo 2:

Artículo 2. Cuotas destinadas a fines específicos

[...]

2. La retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema para el año 2019 será de ~~23.966.250~~ 24.490.000 €.”

[...]

¹⁸ Esta retribución tendrá carácter provisional mientras no se apruebe la metodología de retribución del gestor técnico del sistema.

6.3. Artículo 3. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares

El artículo mantiene el precio de cesión hasta ahora vigente (0,01961 €/kWh) como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministran gases manufacturados en los territorios insulares.

Consideraciones de la CNMC

Al objeto de reequilibrar el régimen aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares¹⁹, la Orden ETU/1977/2016 modificó el precio de cesión de 0,035 €/kWh a 0,0171 €/kWh tras aplicar la metodología que propuso esta Sala al constatar que el precio recogido en la Propuesta de Orden previa no estaba respaldado por una metodología transparente y reproducible.

Esta Sala, tras hacer un repaso por las metodologías que han existido en el sector gasista sobre el cálculo de la tarifa, el precio de cesión entre transportistas y distribuidores y el cálculo de la tarifa del suministro de último recurso actual²⁰, propuso que se adoptara como metodología que el precio de cesión fuera 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, dado que en los territorios insulares y extra-peninsulares donde se suministran gases manufacturados no se dispone de conexión con la red de gasoductos o las instalaciones de regasificación

Aplicando la citada metodología, la Orden ITC/1283/2017 estableció que el precio de cesión era 19,61 €/MWh para 2018.

De acuerdo con citada metodología, la media de los últimos 12 meses (ene-dic 2018) del precio de materia prima es 23,30 €/MWh. Por tanto, este debería ser el nuevo precio de cesión para 2019.

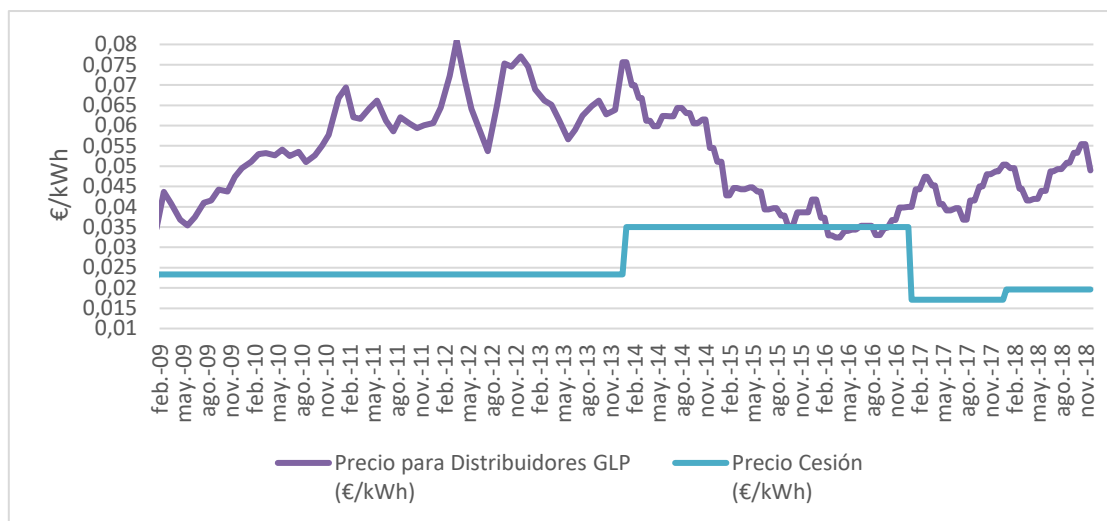
¹⁹ Dado que, durante los 26 meses previos a diciembre de 2016, la disminución del precio medio de adquisición del propano hizo que el diferencial entre el precio de cesión y el precio de adquisición de propano fuera incluso negativo

²⁰ Orden ITC/3992/2006, Orden ITC/3861/2007, Orden ITC/2857/2008, y Orden ITC/1660/2009

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.

Cuadro 28. Evolución Precio Adquisición GLP para los distribuidores de gases combustibles por canalización vs Precio Cesión gas natural



Fuente: Elaboración propia

Se considera conveniente recoger en este artículo la necesidad de justificar los costes reales incurridos con la correspondiente auditoría incluida en el artículo 24 de la Orden ITC/3993/2006²².

En concreto, se considera conveniente desarrollar el contenido mínimo que ha de auditarse y recogerse en el cuadro resumen de auditoría. En este sentido, se considera imprescindible que se recojan las fechas de las facturas de la adquisición de los gases licuados del petróleo (GLP) a granel, la empresa que los suministra, los kg y los poderes caloríficos superior e inferior (PCS y PCI) del GLP adquirido, el precio de adquisición en €/kg y el importe en € de la adquisición.

Sería adecuado que la propuesta de Orden también incluya en este artículo lo dispuesto en la Disposición final segunda de la Orden IET/389/2015²³. Dicha disposición modificó la Orden ITC/3292/2008 estableciendo una nueva Disposición transitoria segunda que indicaba “el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización se aplicará también a los

²² Estableció que “A efectos del reconocimiento de la retribución por este concepto y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional primera del Real Decreto 949/2001 [...] Anualmente la empresa presentará una Memoria auditada con los costes reales de compra de materia prima en que se ha incurrido durante el ejercicio.”

²³ Orden por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización

suministros con destino a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización” en los territorios insulares en los que aplicara la Disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998 al objeto de evitar que los precios de adquisición de GLP que obtienen los distribuidores que suministran gases manufacturados en los territorios insulares sean dispares al precio regulado para los distribuidores de GLP por canalización.

No obstante, en relación con lo dispuesto en la Disposición transitoria segunda de la Orden ITC/3292/2008, se considera que en lugar de indicar que se aplicará el mismo precio a ambos suministros, sería más acertado señalar que el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización es el “precio máximo” que se puede aplicar a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización.

De esta forma, si la empresa distribuidora de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización consiguiera un precio inferior al regulado para GLP canalizado, el conjunto del sector gas natural podría beneficiarse de tener un menor coste. Bien es cierto, por otro lado, que el modelo actual no genera un incentivo a la distribuidora para conseguir un mejor precio de GLP, ya que se le reconoce el sobrecoste incurrido. Una medida para incentivar al distribuidor sería retribuirle con el 50% del ahorro generado en la adquisición de GLP, tomando como referencia el coste regulado para GLP canalizado.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta de texto alternativo al artículo 3:

Artículo 3. *Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.*

- 1. Mientras sea de aplicación el régimen dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, se reconoce a la empresa distribuidora titular de las redes donde se lleve a cabo este suministro la retribución en concepto de “suministro a tarifa” calculada por aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista.*
- 2. Para 2019, el precio de cesión será de ~~0,01964~~ 0,02330 €/kWh.*
- 3. Los costes reales incurridos deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden de la Ministra para la Transición Ecológica, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.*

La auditoría contendrá un cuadro resumen en el que se reflejarán para cada factura, al menos, la fecha de las facturas de la adquisición de los gases licuados del petróleo (GLP) a granel, la empresa que los suministra, los kg y los poderes

caloríficos superior e inferior (PCS y PCI) del GLP adquirido, el precio de adquisición en €/kg y el importe de la adquisición en €.

4. En los territorios insulares en los que la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, sea de aplicación, 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.
5. La empresa distribuidora que suministren gases manufacturados en los territorios insulares, tendrá derecho al 50% del ahorro que haya generado en la adquisición de GLP por ser suministrada a precios inferiores al precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización.

6.4. Artículo 4. Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento provisionales de la planta de regasificación de El Musel

El artículo establece la retribución provisional transitoria para 2019 de la planta de regasificación de El Musel por los conceptos de retribución financiera (19.440.979,78 €) y costes de O&M (4.164.544,80 €).

Asimismo, establece que la retribución definitiva por operación y mantenimiento se aprobará, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una vez que se disponga de las correspondientes auditorías, abonándose o cargándose a la compañía los saldos que se produzcan.

El redactado actual recoge todas las consideraciones realizadas por esta Sala en informes previos.

6.5. Artículo 5. Gastos de operatividad y mantenimiento de las instalaciones afectas al artículo 1.1 del Real Decreto 12/2014, de 3 de octubre.

El artículo establece el importe provisional para 2019 por aplicación de lo recogido en la Disposición adicional primera de esta Propuesta de Orden en concepto de gastos de operatividad y mantenimiento de las instalaciones afectas al artículo 1.1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, es decir, en concepto de costes de mantenimiento, operatividad, así como cualquier otro derivado de la asunción ENAGAS TRANSPORTE S.A.U. de la administración de las instalaciones del AASS de Castor.

Asimismo, establece que la retribución definitiva por mantenimiento y operatividad se aprobará, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, una vez que se disponga de las correspondientes auditorías, abonándose o cargándose a la compañía los saldos que se produzcan.

Consideraciones de la CNMC

Las consideraciones a realizar sobre el contenido de este artículo se realizan conjuntamente en las observaciones a la Disposición adicional primera de esta Propuesta de Orden.

No obstante, se señala que existe una errata en la referencia a la disposición normativa y dónde dice Real Decreto 12/2014, de 3 de octubre, debe poner Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.

6.6. Capítulo II. Derechos de cobro

Este capítulo agrupa los artículos que desarrollan la metodología de determinación del tipo de interés aplicable a desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema gasista, el mecanismo y orden de mérito para la amortización anticipada de desajustes cuando existe superávit, la cesión de derechos de cobro asociados a déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, y la información a publicar en la liquidación definitiva relativa a los derechos de cobro.

También recoge las anualidades asociadas al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, a los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015, 2016 y 2017 y al desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.

Consideraciones de la CNMC

Se recomienda definir un título más preciso para el Capítulo II, puesto que el título utilizado “derechos de cobro” no describe adecuadamente el concepto desarrollado ya que dicho nombre englobaría todos los derechos de cobro de las empresas: Derechos de cobro por retribución anual, derechos de cobro por déficit/desajuste, derechos de cobro por Sentencias, Derecho de cobro por Laudos, etc

Se propone denominarlo “Derechos de cobro Ley 18/2014, artículos 61 y 66”

6.7. Artículo 6. Desajuste entre ingresos y costes del año 2017

El artículo 6 de la Propuesta de Orden establece el importe reconocido correspondiente al desajuste entre ingresos y costes del ejercicio 2017, una vez aprobada la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector del gas natural de dicho ejercicio.

Asimismo, se indica que las anualidades de este derecho de cobro correspondientes a los años 2018 y 2019 incluidas en el Anexo II, se han calculado aplicando un tipo de interés del 0,863%.

Consideraciones de la CNMC

A este respecto, en base a la metodología expuesta en el artículo 7 de la Propuesta de Orden para el cálculo de tipos de interés aplicables a los derechos de cobro del sector gasista, que coincide con la metodología aprobada por esta Sala en su “*Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista*” (INF/DE/0160/14), en fecha 11 de diciembre de 2014, resulta necesario actualizar el tipo de interés a aplicar a la recuperación del derecho de cobro del desajuste del ejercicio 2017 a partir de los datos definitivos para el tipo de interés de referencia y el diferencial correspondientes.

Con fecha 28 de noviembre de 2018, la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó la Liquidación definitiva del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2017, según la cual el importe correspondiente al desajuste temporal entre ingresos y gastos del ejercicio 2017 asciende a 24.781.115,56 €.

En el Cuadro 29 se muestra el importe del desajuste correspondiente al ejercicio 2017 que financia cada empresa, y en el Cuadro 30, el importe total financiado por grupo empresarial, así como el porcentaje de financiación del desajuste 2017 que representa cada uno de ellos.

Cuadro 29. Importe de desajuste del ejercicio 2017 del sector gasista financiado por empresa

Empresa	Desajuste 2017 (€)	Grupo
Grupo Enagas	9.873.059,44	
Enagas Transporte, S.A.U.	9.619.921,63	Enagas
Enagas Transporte del Norte, S.A.	253.137,81	
Grupo Naturgy	8.832.943,74	
Nedgia Catalunya, S.A.	3.681.895,22	Gas Natural
Nedgia Aragón, S.A.	55.892,72	
Nedgia Redes Distribución Gas, S.A.	142.580,40	
Nedgia CEGAS, S.A.	1.128.611,01	
Nedgia Andalucía, S.A.	586.783,03	
Nedgia Castilla-La Mancha, S.A.	422.666,79	
Nedgia Castilla y León, S.A.	666.971,03	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	61.916,79	
Nedgia Galicia, S.A.	321.907,68	
Nedgia Navarra, S.A.	312.495,60	
Nedgia Rioja, S.A.	128.259,22	
Nedgia Madrid, S.A.	1.250.850,44	
Naturgy Almacенamientos Andalucía, S.A.	72.113,81	
Grupo Redexis Gas	1.412.705,17	
Redexis Gas, S.A.	978.471,66	Redexis Gas
Redexis Infraestructuras, S.L.	278.766,02	
Redexis Gas Murcia, S.A.	155.467,49	
Grupo Nortegas	1.589.802,76	
Nortegas Energía Distribución, S.A.	1.582.606,01	Nortegas
Tolosa Gasa, S.A.	7.196,75	
Grupo Gas Extremadura	171.517,56	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	63.473,32	Gas Extremadura
D.C. Gas Extremadura, S.A.	108.044,24	
Madrileña Red de Gas, S.A.	1.198.635,96	Madrileña Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas)	690.623,19	Enagás (72,5%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa)	504.270,81	Otros
BBG (Bahía de Bizkaia Gas)	507.028,85	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	528,08	Otros
TOTAL	24.781.115,56	-

Fuente: CNMC

Cuadro 30. Importe total financiado por grupo empresarial y porcentaje de financiación del desajuste del ejercicio 2017 del sector gasista

Grupo	Importe Financiado (€)	Porcentaje Financiación Desajuste	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	10.627.275,68	43%	43%
Naturgy	8.832.943,74	36%	79%
Nortegas	1.589.802,76	6%	85%
Madrileña Red de Gas	1.198.635,96	5%	90%
Redexis Gas	1.412.705,17	6%	95%
Gas Extremadura	171.517,56	1%	96%
Otros	948.234,69	4%	100%
TOTAL	24.781.115,56	100%	-

Fuente: CNMC

Análogamente a lo establecido para los desajustes de los ejercicios 2015 y 2016, se considera que el tipo de interés reconocido al desajuste temporal entre ingresos y gastos del sistema gasista de 2017 se devengará desde el día siguiente a la aprobación de la liquidación definitiva de 2017. En consecuencia, al haber sido aprobada por esta Sala de Supervisión Regulatoria dicha Liquidación definitiva en fecha 28 de noviembre de 2018, la fecha de comienzo de devengo de intereses es el 29 de noviembre de 2018.

Según lo establecido en el artículo 7 de la Propuesta de Orden, así como en la metodología propuesta por la CNMC aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14), el cálculo del tipo de interés se realiza con los datos disponibles en los 3 meses anteriores a esta fecha de devengo, es decir, del 28 de agosto al 28 de noviembre de 2018.

De esta forma, se considera como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 5 años entre el 28 de agosto y el 28 de noviembre de 2018.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado para el caso de NATURGY como la media de sus valores de CDS a 5 años entre el 28 de agosto y el 28 de noviembre de 2018.

Por su parte, en fecha 17 de agosto de 2017, fue comunicada a la CNMC la adquisición del 100% del capital de NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U. (anteriormente NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.), por parte de un consorcio de inversores compuesto en última instancia por un Fondo de Inversión en infraestructuras asesorado por J.P. MORGAN INVESTMENT MANAGEMENT (59,307%), ABU DHABI INVESTMENT COUNCIL (20,753%), SWISS LIFE HOLDING AG (12,782%) y COVALIS CAPITAL LLP (7,158%). El contrato de compraventa fue firmado el 24 de abril de 2017 y el cierre de la operación, una vez cumplidas las condiciones suspensivas, se ha producido el 27 de julio de 2017.

Tras esta operación, NORTEGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U. (anteriormente NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.) y sus participadas NED ESPAÑA DISTRIBUCIÓN GAS, S.A. (anteriormente EDP ESPAÑA DISTRIBUCIÓN DE GAS, S.A.U.) y TOLOSA GASA, S.A., dejan de estar vinculadas con el grupo EDP.

Por tanto, en la actualidad, únicamente el grupo NATURGY dispone de CDS cotizados (representando este grupo tan sólo un 36% de los tenedores de la deuda relativa al desajuste correspondiente al ejercicio 2017).

Para aquellas sociedades para las que no se dispone de CDS cotizados, directamente o a través de sociedades de su grupo, se han consultado emisiones de bonos de plazo equivalente. En este sentido, los grupos ENAGÁS, REDEXIS

y MADRILEÑA RED DE GAS no han realizado ninguna emisión de deuda en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo. No obstante, dado la elevada representatividad que supone el grupo ENAGÁS (43%) en la financiación del importe total estimado del desajuste correspondiente al ejercicio 2017, se ha considerado en el cálculo su última emisión de deuda, de octubre de 2016 a un plazo de 10 años, por ser la emisión más reciente realizada por el grupo. Por su parte, NORTEGÁS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN ha realizado una emisión de deuda a 5 años el 28 de septiembre de 2017, la cual ha sido tenida en cuenta en el cálculo del coste de financiación.

Posteriormente, el coste de financiación de los grupos de sociedades considerados se ha ponderado por los porcentajes de financiación del desajuste del ejercicio 2017 de cada uno de ellos, con respecto del importe total de dicho déficit financiado por los grupos ENAGÁS, NATURGY y NORTEGÁS, que son aquellos de los que se dispone de información sobre el coste de financiación estimado, obteniéndose así un coste medio de financiación, que es el tipo de interés a aplicar a todos ellos.

Los resultados obtenidos se detallan en el Cuadro 31, según el cual el coste de financiación de las empresas financiadoras del derecho de cobro sería del 0,923%, habiéndose calculado éste a partir de una muestra del 85% de los grupos de sociedades financiadoras. Este coste supone un diferencial de 38 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 28 de agosto y el 28 de noviembre de 2018 del bono español a 5 años.

Cuadro 31. Cálculo del coste de financiación

Fecha Devengo		29/11/2018			
Grupo	IRS 5Y (%) (media 28/08-28/11 2018)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	0,356	42,00	Diferencial emisión	50,49%	0,776%
Naturgy	0,356	72,47	CDS Naturgy	41,96%	1,080%
Nortegas	0,356	68,00	Diferencial emisión	7,55%	1,036%
				100%	0,923%

Fuente: CNMC

El cálculo de las anualidades correspondientes para la recuperación del derecho de cobro relativo al desajuste del ejercicio 2017 se ha realizado tomando como valor del derecho de cobro a reconocer el importe de 24.781.115,56 €, obtenido en la Liquidación definitiva del ejercicio 2017, aprobada por esta Sala en fecha 28 de noviembre de 2018, de acuerdo a lo establecido en el artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

Para el cálculo de las anualidades que tendrán derecho a recuperar los sujetos financiadores en las liquidaciones correspondientes a los 5 años siguientes, se supone una amortización constante (de forma análoga al resto de derechos de cobro), que da como resultado un perfil de anualidad decreciente. Las anualidades se calculan con el tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado calculado (0,923%).

En lo que se refiere a la anualidad correspondiente al ejercicio 2018, al ser la fecha de devengo el 29 de noviembre de 2018 (día siguiente a la fecha de aprobación de la Liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2017), se ha prorrateado la misma teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2018, considerando el criterio ACT/365. Por otra parte, dado que el derecho de cobro quedaría satisfecho el 28 de noviembre de 2023, se ha prorrateado el importe de intereses correspondiente a dicho ejercicio, teniendo en cuenta el número de días entre el 01/01/2023 y el 28/11/2023, también considerando el criterio ACT/365.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro 32 para las anualidades correspondientes al derecho de cobro desde el año 2018 hasta el año 2023, en el que se produciría la completa recuperación del mismo por parte de sus titulares.

Cuadro 32. Cálculo de las anualidades correspondientes al desajuste del ejercicio 2017

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo

Tipo Interés	0,923%	
Fecha Devengo	29/11/2018	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	24.781.115,56	28/11/2018

Año	Tipo de Interés	IPC 28/11/2018 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2018	0,923%	24.781.116	20.679,67	448.096,88	468.776,56

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/t-1 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2019	0,923%	24.333.019	224.593,76	4.956.223,11	5.180.816,87
2020	0,923%	19.376.796	178.847,82	4.956.223,11	5.135.070,94
2021	0,923%	14.420.572	133.101,88	4.956.223,11	5.089.325,00
2022	0,923%	9.464.349	87.355,94	4.956.223,11	5.043.579,06
2023	0,923%	4.508.126	37.848,00	4.508.126,23	4.545.974,23

Fuente: CNMC

Como consecuencia de todo lo anterior, se propone la siguiente redacción para los apartados 1 y 2 del artículo 6 de la propuesta de orden:

Artículo 6. Desajuste entre ingresos costes del año 2017

“1. Conforme a lo establecido en la resolución por la que se aprueba la liquidación definitiva de las actividades reguladas del sector del gas natural correspondiente al ejercicio 2017 aprobada el 28 de noviembre de 2018 por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se reconoce un desajuste entre ingresos y costes del ejercicio de 2017 de 24.781.115,56 €. Este desajuste se recuperará anualmente desde el 29 de noviembre de 2018 (día siguiente al de la aprobación de la liquidación definitiva del año 2017) y hasta el 28 de noviembre de 2023.”

2. En el anexo II se incluyen las anualidades correspondientes a los años 2018 y 2019 calculadas aplicando el tipo de interés de ~~0,863%~~ 0,923%, así como su reparto entre las empresas titulares de los derechos de cobro, de forma proporcional a su porcentaje de titularidad”.

De forma coherente, es necesario corregir las tablas incluidas en el apartado 4 del Anexo II de la Propuesta Orden.

6.8. Artículo 7. Tipo de interés aplicable.

El artículo 7 de la Propuesta de Orden establece la metodología de cálculo de los tipos de interés definitivos aplicables a los distintos derechos de cobro del sector gasista.

Consideraciones de la CNMC

Dado que el apartado 1 de dicho artículo no especifica de forma explícita los derechos de cobro a los que hace referencia, se propone indicar que aplicará tanto aquellos que están recogidos en el artículo 1.6 como a aquellos que se pudieran generar en el futuro por desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema gasista que se establezcan en las liquidaciones definitivas.

En cuanto a la metodología en sí, cabe destacar que ésta coincide con la aprobada por esta Sala en su “Informe por el que se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del sistema gasista” (INF/DE/0160/14), en fecha 11 de diciembre de 2014, y que ha venido aplicando esta Comisión de manera recurrente desde esa fecha en sus informes sobre las propuestas de órdenes de peajes del sector gasista, así como en su “Acuerdo por el que se calcula y se propone al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital la anualidad y el tipo de interés a aplicar para recuperar la cantidad correspondiente al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014” (INF/DE/150/16), aprobado por esta Sala en fecha 1 de diciembre de 2016. Sin embargo, es necesario realizar algunas matizaciones en el texto correspondiente a los apartados 2, 3 y 5 del artículo 7 de la propuesta de orden.

Finalmente, se considera necesario especificar la manera de proceder si no existieran CDS ni bonos que cumplan con los criterios especificados para un titular del derecho de cobro que tenga una elevada representatividad como sociedad financiadora. Para ello, se propone la introducción de un apartado 6 al final del artículo 7 de la propuesta de Orden.

De acuerdo con las propuestas de tipo de interés efectuadas por esta Sala para ejercicios anteriores, se considera necesario disponer de un tipo de interés para los 2 principales grupos financiadores (ENAGAS y NATURGY) dado su peso dentro del conjunto de sociedades financiadoras en el sector gasista. Por consiguiente, se establece un umbral del 25% para asegurar que estos grupos estén representados.

En consecuencia, se proponen las siguientes modificaciones al artículo 7:

“Artículo 7. Tipo de interés aplicable

1. El tipo de interés a aplicar en el cálculo de las anualidades correspondientes a los derechos de cobro anteriores citados en el artículo 1.6, así como a aquellos que se pudieran generar en el futuro por desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema gasista que se establezcan en las liquidaciones definitivas, permanecerá fijo durante el periodo de devengo y se calculará ponderando el tipo de referencia “T” de cada titular por el volumen del derecho.

2. El tipo de referencia “T” se calculará aplicando la fórmula:

$$T = IRS + CDS$$

Donde:

IRS: “Interest Rate Swap”

CDS: “Credit ~~d~~Default rate Swap” de cada titular del derecho de cobro.

3. En el caso de no disponer de CDS para el titular determinado, directamente o a través de sociedades de su grupo, se sustituirá el valor de la fórmula anterior por el tipo de interés de emisiones de bonos de plazo equivalente cercanos a la fecha de cálculo emitidos por el mismo sujeto o por sociedades de su grupo.

4. Por último, si no se dispone de emisiones de bonos próximas a la fecha de cálculo, pero sí que se dispone de emisiones de los mismos plazos realizadas en los 12 meses anteriores, se procederá a aplicar la fórmula del tipo de referencia “T” sustituyendo el término CDS por la diferencia entre el TIR de la emisión y el IRS.

5. Para el cálculo de los términos IRS y CDS se tomará el promedio de los tres meses anteriores a la fecha de devengo del derecho. En el caso del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, se consideran IRS, y CDS a 10 años, y bonos a plazos de 8-10 años. Para los desajustes anuales entre ingresos y costes y para el desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia se considerarán IRS y CDS plazos de a 5 años, y bonos a plazos de 4-5 años.

6. Únicamente en el caso de que, para un determinado titular del derecho de cobro correspondiente, no existan CDS ni bonos que cumplan con los criterios especificados anteriormente, y éste tenga una representatividad superior al 25% como sociedad financiadora, se podrán considerar bonos que se hayan emitido hace más de 12 meses y/o a plazos más largos a los definidos en el apartado 5”.

6.9. Artículo 8. Liquidación de las diferencias.

El artículo establece que las diferencias positivas o negativas entre las anualidades provisionales y las publicadas en el anexo de la orden serán liquidadas como pago único en la primera liquidación disponible.

Consideraciones de la CNMC

Se propone la eliminación de este artículo y fijar el mecanismo por el que las diferencias entre las anualidades reconocidas provisionales y definitivas van a ser incluidas en el sistema de liquidaciones en los artículos 12 y 13, correspondientes a los derechos de cobro de las anualidades por desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015, 2016 y 2017.

De hecho, en dichos artículos se hace referencia al modo de liquidar las diferencias entre las anualidades provisionales y las definitivas contenidas en el Anexo II, con diferente alcance. Mientras el artículo 12 indica que las diferencias serán liquidadas como pago único, el artículo 13 sólo indica cómo han de repartirse las diferencias entre los titulares de los derechos, pero sin indicar si su liquidación es a pago único o a reparto.

Por tanto, se recomienda eliminar el artículo 8, pero para mantener lo dispuesto en él, se propone añadir al final del apartado 6 del artículo 13, la indicación de que las diferencias serán liquidadas como pago único en la primera liquidación disponible.

6.10. Artículo 9. Información a incluir en la liquidación definitiva.

En este artículo se señala la información que debe ser incluida en la Resolución de aprobación de las liquidaciones definitivas respecto de los derechos de cobro considerados en las mismas.

Consideraciones de la CNMC

Por una parte, se considera necesario precisar si los derechos de cobro a los que el artículo hace referencia son aquellos incluidos en el artículo 1.6.

No obstante, tal y como se indica en los comentarios sobre el artículo 7, se propone indicar que aplicará tanto a aquellos que están recogidos en el artículo 1.6 como a aquellos que se pudieran generar en el futuro.

En segundo lugar, teniendo en cuenta que la fecha de aprobación de la liquidación definitiva del año n es anterior al día 1 de diciembre del año n+1, en la fecha de aprobación de la liquidación definitiva ya se habrán llevado a cabo parte de los pagos de los derechos de cobro correspondientes al ejercicio n+1 e incluidos en las correspondientes liquidaciones provisionales.

Por lo anterior, se proponen las siguientes modificaciones a la redacción del artículo 9:

Artículo 9. Información a incluir en la liquidación definitiva.

1. El responsable de las liquidaciones publicará en la liquidación definitiva, para cada sujeto del sistema de liquidaciones y para cada derecho de cobro, a los que se refiere el artículo 1.6, así como a aquellos que se pudieran generar en el futuro, lo siguiente:

- a. Las cantidades abonadas en el ejercicio y valor acumulado.
- b. Saldo neto pendiente de abonar que se abona en ejercicios posteriores.

2. Asimismo, en toda liquidación definitiva en la que resulte un desajuste temporal entre ingresos y costes se incluirá su cuantía en euros, así como su reparto, en porcentaje con cinco decimales, entre los sujetos de liquidaciones del sistema gasista con derecho a cobro.

6.11. Artículo 10. Amortización anticipada

El artículo establece el mecanismo y el orden de mérito a aplicar para amortizar los desajustes temporales financiados cuando se produzcan desajustes positivos entre ingresos y costes

Consideraciones de la CNMC

El artículo 10 no aclara si el superávit que pudiera resultar en la liquidación definitiva de un ejercicio, podría aplicarse en la primera liquidación provisional que se apruebe con posterioridad a ésta, o si por el contrario sería necesario esperar a lo que se establezca en la orden de peajes del año siguiente. Dado que la liquidación definitiva del año n debe aprobarse antes del 1 de diciembre del año n+1, sería posible aplicarlo en la liquidación provisional número 10 del año n+1, que habitualmente se aprueba a mediados de diciembre y se paga

antes de que termine el año o en los primeros días del año siguiente, lo que podría permitir considerar la amortización como realizada en fecha 31 de diciembre del año n+1.

En caso de considerarse esta propuesta, se podría añadir el siguiente punto en el artículo 10.

Artículo 10. Amortización anticipada

[...]

3.El superávit se aplicará por el órgano encargado de las liquidaciones en la primera liquidación provisional que se apruebe una vez aprobada la liquidación definitiva en la que se ha generado el mismo.

[...]

6.12. Artículo 11. Cesión a terceros de los derechos de cobro

El artículo 11 de la propuesta de orden establece la posibilidad de cesión a terceros de los derechos de cobro correspondientes al déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014, y regula el mecanismo de cesión.

Consideraciones de la CNMC

El texto de la Propuesta de Orden establece, en su apartado 1, que la comunicación de la cesión deberá ser remitida por escrito, por parte de cedente y cesionario, al organismo responsable de las liquidaciones gasistas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Sin embargo, el apartado 6 establece que será el organismo responsable de las liquidaciones el que deba declarar la cesión efectiva frente al sistema gasista para que ésta surta efectos. Adicionalmente, el apartado 7 indica que será el organismo responsable de las liquidaciones quien mantenga una relación actualizada de los titulares del derecho de cobro, y los apartados 8 y 9 de la propuesta de orden también se refieren al organismo responsable de las liquidaciones como aquel al que los titulares del derecho de cobro podrán dirigirse para modificar sus datos y del que los correspondientes apoderados podrán recabar información para contrastar la corrección de los cálculos.

En este sentido, resulta necesario aclarar la labor que lleva a cabo la CNMC en lo relativo a las cesiones de derechos de cobro. Cuando se recibe una comunicación de cesión por parte de cedente y cesionario, se realiza un análisis exhaustivo de la documentación presentada, que incluye la comprobación de la validez de los poderes y documentos identificativos aportados por ambas partes y la verificación de que la comunicación presentada es correcta e incluye toda la información requerida. También se solicitan los datos de una persona de contacto durante la vida del derecho de cobro, lo que resulta esencial teniendo

en cuenta las titulaciones posteriores que habitualmente se producen y que hacen que los titulares de derechos de cobro terminen siendo sociedades vehículos en países extranjeros. Posteriormente, esta Sala aprueba una resolución en la que incluye un listado de la documentación presentada junto con la comunicación y se explica el análisis efectuado sobre la misma, se reconoce en consecuencia la comunicación de cesión de modo que la misma surta efecto, se procede a la actualización de la relación de titulares y se ordena el abono de los pagos correspondientes al nuevo titular del derecho de cobro.

Además, la CNMC se encarga de comprobar que las personas que solicitan la modificación de los datos incluidos en el registro de titulares (entre ellas, la cuenta bancaria en la que realizar los pagos) o que desean recabar información sobre la corrección de los cálculos que se realizan, están autorizadas y disponen de los poderes bastantes para ello. Esto es esencial ya que operaciones financieras de titulación conllevan habitualmente que exista un agente de pagos, un agente de cálculo, una sociedad gestora del fondo, un “trustee”, un auditor del fondo, y otros agentes, que continuamente requieren información sobre los derechos de cobro, siendo necesario seguir un criterio de prudencia en cuanto a los representantes que efectivamente tienen poder para actuar por cuenta del titular del derecho de cobro. Cabe destacar que las anteriores actuaciones descritas tienen un alcance superior al ámbito estrictamente correspondiente al cálculo y aprobación de las liquidaciones de las actividades reguladas, y resultan esenciales para garantizar a los consumidores que los pagos que se realizan a los acreedores del sistema gasista son sociedades que están debidamente constituidas y sus representantes están debidamente apoderados, así como que la cesión se ha realizado de forma eficaz para el sistema gasista.

Adicionalmente, el artículo 7 sobre “Supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural” de la Ley 3/2013, de 4 de junio, otorga a la CNMC la siguiente función: *“En relación con el déficit de las actividades reguladas y sus mecanismos de financiación, mantener y proporcionar la información que se determine, emitir los informes, declaraciones, certificaciones y comunicaciones que le sean requeridos, y realizar los cálculos necesarios en coordinación con el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, así como asesorar técnicamente a la Comisión Interministerial del Fondo de Titulación del Déficit de Tarifa del Sistema Eléctrico conforme a lo dispuesto en la Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y la normativa que desarrolla la regulación del proceso de gestión y titulación de los déficit del sistema eléctrico”*. A este respecto, y aunque el volumen de la deuda asociada al sector gasista es inferior a la correspondiente al sector eléctrico, esta Sala considera necesario que el control de la deuda de ambos sectores se realice de forma simétrica y con las mismas garantías para los consumidores.

Por los motivos anteriores, se considera que la redacción incluida en los apartados 6, 7, 8 y 9 del artículo 11 de la propuesta de orden no debería referirse

al organismo responsable de las liquidaciones gasistas sino a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, como se indica a continuación. También se advierte de una errata detectada al final del apartado 8.

Además, en el punto 6 habría que aclarar qué fecha es la que se ha de considerar en el reparto entre cedente y cesionario:

- La fecha incluida en la comunicación a la que se hace referencia en el apartado 1 del artículo.
- La fecha en la que el organismo responsable de las liquidaciones declare la cesión efectiva frente al sistema gasista.

Se propone que, a efectos de liquidaciones, la cesión surta efectos desde la fecha incluida en la comunicación a la que se hace referencia en el apartado 1 del artículo una vez que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia lleve a cabo el procedimiento pertinente para la cesión del derecho de cobro frente al sistema gasista

Asimismo, habría que precisar cuándo y cómo ha de realizarse la asignación al cedente y cesionario la parte devengada por cada uno de ellos. Se propone que se realice en la primera liquidación tras la validación de la cesión frente al sistema gasista, asignando a cada uno la parte correspondiente que haya devengado, considerando un reparto proporcional al número de días para el mes en el que la transmisión del derecho surte efectos.

Por lo anterior, se proponen las siguientes modificaciones a la redacción del artículo 11:

Artículo 11. Cesión a terceros de los derechos de cobro

[...]

6. A efectos de liquidaciones, la cesión surtirá efectos desde la fecha incluida en la comunicación referida en el apartado 1 anterior (inclusive), una vez que el organismo responsable de las liquidaciones la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia declare lleve a cabo la declaración efectiva de la cesión efectiva del derecho de cobro frente al sistema gasista. El organismo responsable de las liquidaciones, en la primera liquidación correspondiente al mes en que se haga efectiva tras la validación de la cesión frente al sistema gasista, asignará al cedente y al cesionario la parte correspondiente que haya devengado cada uno de ellos, considerando para el mes en el que la transmisión del derecho surte efectos, de forma un reparto proporcional al número de días del mes en que la transmisión del derecho se ha hecho efectiva.

7. El organismo responsable de las liquidaciones La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia mantendrá una relación actualizada de los titulares por el porcentaje que ostenten, en la que constará:

(...)

8. Los titulares del derecho de cobro podrán dirigirse ~~al organismo responsable de las liquidaciones~~ la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mediante escrito firmado por un apoderado de la sociedad, adjuntando poderes bastantes, para modificar los datos que consten en los apartados a y e d.

9. El apoderado y la persona que figure a efectos de contacto en el registro de titulares, así como cualquier apoderado del titular que adjunte poderes bastantes, podrá recabar ~~del organismo responsable de las liquidaciones~~ la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia cuanta información sea necesaria para contrastar la corrección de los cálculos en cuya virtud se hayan determinado las cantidades percibidas”.

6.13. Artículo 13. Anualidades del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015, 2016 y 2017

En el artículo 13 de la Propuesta de Orden establece el tipo de interés definitivo aplicable y la anualidad del año 2019 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015, 2016 y 2017.

Asimismo, indica que en el Anexo II se recogen las anualidades definitivas tras aplicar el tipo de interés definitivo y la diferencias respecto a las anualidades provisionales, cuyo saldo se abonarán/cobrarán entre los titulares con derechos publicados en función de sus coeficientes de reparto.

Consideraciones de la CNMC

En este artículo resulta necesario actualizar los importes correspondientes a las anualidades de los años 2018 y 2019 relativas al desajuste entre ingresos y costes del año 2017, calculadas con el tipo de interés definitivo del 0,923%.

Por otro lado, se ha detectado una errata en el apartado 1 del artículo 13 de la propuesta de orden al referenciar el artículo que recoge la metodología de cálculo del tipo de interés aplicable. En lugar de “*Los intereses incluidos en las anualidades siguientes han sido calculados aplicando la metodología expuesta en el artículo 5 de la presente orden*”, debería decir “*Los intereses incluidos en las anualidades siguientes han sido calculados aplicando la metodología expuesta en el artículo 7 de la presente orden*”.

Por último, cabe recordar lo señalado en las consideraciones sobre el artículo 8, donde se indica la necesidad de incluir el método de pago de los saldos correspondientes a las diferencias entre las anualidades de los derechos de

cobro definitivos frente a las anualidades calculadas por aplicación de los tipos de interés provisionales al final del apartado 6 de este artículo. De esta forma, se podía eliminar el artículo 8 manteniendo lo dispuesto en él.

De acuerdo con lo anterior, se proponen las siguientes modificaciones de redacción en el artículo:

Artículo 13. *Anualidades del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 y de los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015, 2016 y 2017*

“1. Los intereses incluidos en las anualidades siguientes han sido calculados aplicando la metodología expuesta en el artículo 5.7 de la presente orden.

[...]

5. La anualidad del año 2018 correspondiente al desajuste entre ingresos y costes del año 2017 asciende a ~~464.138,75 €~~ 468.776,56 € que incluye 448.096,88 € en concepto de principal y ~~16.041,87 €~~ 20.679,67 € en concepto de intereses. La anualidad del año 2019 es de ~~5.130.447,52 €~~ 5.180.816,87 € e incluye 4.956.223,11 € y ~~174.418,86 €~~ 224.593,76 € en concepto de principal e intereses respectivamente. Ambos intereses se han calculado aplicando un tipo de interés definitivo del ~~0,863%~~ 0,923%

6. En el anexo II se incluyen el desglose de dichas cantidades entre los tenedores de los derechos de cobro. Asimismo, se incluyen las diferencias respecto a las anualidades calculadas por aplicación de los tipos de interés provisionales. Los saldos correspondientes se abonarán/cobrarán entre los titulares de los derechos publicados en las órdenes ministeriales correspondientes en función de sus coeficientes de reparto y se liquidarán mediante un pago único en la primera liquidación disponible.”

6.14. Artículo 14. Coeficientes de extensión de vida útil aplicables a los costes de operación y mantenimiento variable de las plantas de regasificación

El artículo establece los coeficientes de extensión de vida útil a aplicar en el año 2018 a los costes de operación y mantenimiento variables de las plantas de regasificación, μV_{nt}^j , conforme con lo dispuesto en el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016

Asimismo, indica que dichos coeficientes se utilizarán provisionalmente durante 2019 hasta la publicación de los definitivos.

Consideraciones de la CNMC

La Orden ETU/1977/2016 establece que los coeficientes μV_{nt}^j para cada año se calcularán de acuerdo con la vaporización real de cada planta desde el 16 de noviembre del año anterior hasta el 15 de noviembre del año de aplicación (ambos incluidos), y que en la orden por la que se establezcan las retribuciones del año «n+1» se publicarán los coeficientes que correspondan a cada planta para el año «n».

De acuerdo con el apartado 7.1 de la NGTS-07, el balance físico diario (día “d”) de las plantas (puntos de reparto PCPR, regasificación) debe realizarse cada día y enviarse diariamente (“d+1”) al SL-ATR toda la información para la reproducción de los cálculos, teniendo los responsables de la medida hasta el día 10 del mes m+1 para, en su caso, modificar la medida remitida en el día posterior al día de gas que afecta al cálculo del balance.

Por tanto, el cálculo de los coeficientes μV_{nt}^j anteriormente referidos se ha realizado con valores del mes de noviembre que pueden ser modificados hasta el 10 de diciembre de 2018.

Aunque no debe haber grandes diferencias entre la producción provisional y la definitiva, y el impacto que pudieran tener varios datos erróneos en el conjunto del año podría ser mínimo, se considera conveniente que los coeficientes de extensión de vida útil previstos en el artículo 4 de la Orden ETU/1977/2016 se establezcan cuando se tenga la información definitiva de las plantas.

Por tanto, se recomienda verificar que los coeficientes de 2018 no han cambiado una vez se dispone de la información de medidas de diciembre de 2018. Dicha prevención habría que tenerla también con los coeficientes que se publicaron para 2017 y, en caso de ser necesario, publicar una revisión de los mismos.

6.15. Disposición adicional primera. Abono a Enagás Transporte, S.A.U. de los costes de operatividad y mantenimiento de las instalaciones afectas al artículo 1 del Real Decreto ley 13/2014, de 3 de octubre

La Disposición adicional primera establece el procedimiento para llevar a cabo los pagos a ENAGAS TRANSPORTE por los costes de mantenimiento, operatividad, y por cualquier otro que se origine por las funciones establecidas en la D.T. segunda del Real Decreto-Ley 13/2014

Según el apartado III de la exposición de motivos de la Propuesta se justifica lo establecido en esta Disposición adicional primera, según los siguientes argumentos:

Asimismo, el artículo 2.1 del citado real decreto-ley (Real Decreto-Ley 13/2014) determinó la extinción de la concesión de explotación del almacenamiento, asignando en su artículo 3.1 a ENAGAS

TRANSPORTE, S.A.U. las tareas de administración de las instalaciones asociadas y otorgando a esta la titularidad de todos los derechos y obligaciones asociados a las mismas durante todo el periodo que medie hasta la finalización del periodo de hibernación. El artículo 6 estableció el procedimiento de pago a la empresa del coste de las tareas de mantenimiento encomendadas con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista y, por último, la disposición final segunda autorizó al Ministro de Industria, Energía y Turismo para dictar las disposiciones precisas para el desarrollo y ejecución de lo establecido en dicho real decreto-ley.

Posteriormente, la Sentencia 152/2017, del Tribunal Constitucional, en relación con los recursos 7848-2014, 7874-2014 y 21-2015 interpuestos por el Parlamento de Cataluña, el Gobierno de la Generalitat de Cataluña y más de cincuenta diputados del Grupo Parlamentario Socialista del Congreso, en relación con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, declaró inconstitucionales y nulos, entre otros, los artículos 4 a 6, dejando sin efectos el procedimiento de pago de los costes de mantenimiento a la empresa transportista ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. al considerar que la forma jurídica por la que se reconocían los mismos (real decreto-ley) no era conforme a derecho porque no se acreditaba “la existencia de una situación de extraordinaria y urgente necesidad a la que debiera hacerse frente dictando un decreto-ley”, sin objetar nada respecto a la licitud del reconocimiento de dichos costes.

Sin embargo, el apartado 3º de la disposición transitoria segunda de dicho real decreto-ley, que otorgó al titular de la concesión extinguida el derecho al reconocimiento de los costes de mantenimiento y operatividad incurridos hasta la fecha en que la administración de las instalaciones fue asumida por parte de la empresa transportista ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. no fue anulado, como tampoco lo fue el apartado 2º de la misma disposición transitoria que establece que antes del 1 de diciembre de 2014, ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., asumirá de forma plena la administración de las instalaciones.

En consecuencia, y teniendo en consideración lo dispuesto en el artículo 69.a de la Ley 34/1998, de 15 de octubre, del sector de hidrocarburos, que reconoce el derecho de todos los sujetos que realizan actividades reguladas al reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de sus actividades, se hace necesario dictar las disposiciones necesarias para que los costes de mantenimiento y operatividad, reconocidos inicialmente al titular de la concesión extinguida, se reconozcan igualmente al nuevo responsable de su administración.

Asimismo, y al objeto de evitar el abandono incontrolado de la instalación, se considera perentorio dotar a la empresa responsable de la administración de las instalaciones de los medios económicos necesarios para su supervisión, operación y control que garanticen la seguridad de la instalación para las personas y el medioambiente. Por lo tanto, en la disposición adicional primera, al amparo de la habilitación de desarrollo a favor del Ministro de Industria, Energía y Turismo (referencia que se debe entender en la actualidad dirigida a la Ministra para la Transición Ecológica) incluida en la disposición final segunda del citado real decreto-ley y conforme a lo dispuesto en el artículo 64.1 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que faculta al Ministro de Industria, Energía y Turismo a aprobar la retribución de las empresas transportistas, se procede al reconocimiento a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. de los costes incurridos en la tarea encomendada de administración de las instalaciones.

El procedimiento mantiene una redacción análoga a la del artículo 6 del Real Decreto-Ley 13/2014 y además reconoce a ENAGAS Transporte, S.A.U., las siguientes cantidades relativas a costes de operatividad y mantenimiento correspondientes a ejercicios 2017 y 2018 (8.730.906 € cada año). Un importe idéntico se indica en el Artículo 5 para el año 2019:

Consideraciones de la CNMC

1. Sobre la norma que reconozca los costes de operación y mantenimiento del almacenamiento subterráneo Castor a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.

Esta Sala comparte lo señalado en el preámbulo de la Orden sobre la necesidad de evitar el abandono incontrolado de la instalación, por lo que resulta perentorio dotar a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U, empresa responsable de la administración de las instalaciones, de los medios económicos necesarios para su supervisión, operación y control que garanticen la seguridad de la instalación para las personas y el medioambiente.

Sin perjuicio de ello, se plantean ciertas cuestiones sobre la adecuación del rango normativo de la disposición que reconozca tales costes a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., según se desarrolla a continuación.

La Sentencia del Tribunal Constitucional 152/2017, de 21 de diciembre de 2017, declaró inconstitucionales y nulos los artículos 4 a 6, así como el artículo 2.2, la disposición adicional primera y la disposición transitoria primera del Real Decreto-Ley 13/2014. Dicha declaración supuso la anulación de los efectos

económicos previstos en el citado Real Decreto-ley 13/2014 con relación a la extinción de la concesión sobre el almacenamiento subterráneo Castor²⁴.

Por lo que se refiere a los derechos de cobro de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. en concepto de costes de mantenimiento y operatividad de la instalación (artículo 6), la STC señala lo siguiente (FJ 6º):

En cuanto al reconocimiento de los derechos de cobro de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. frente al sistema gasista en los referidos artículos 5 y 6 del Real Decreto-ley, habremos de comenzar señalando la necesidad de una norma con rango de ley para atribuir nuevas obligaciones de pago al sistema gasista. En efecto, de acuerdo con el artículo 59.4.f) del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, entre los costes que deben ser financiados mediante los ingresos del sistema gasista figura “cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sistema gasista”.

Así, el TC se refiere a la asunción de la gestión del almacenamiento por ENAGÁS como una “nueva” obligación del sistema gasista. Ello podría interpretarse en el sentido de que dicha gestión del almacenamiento subterráneo en estado de hibernación no sea propiamente una actividad regulada de almacenamiento de hidrocarburos cuya retribución proceda ex artículo 59.4.a) del RD-ley 8/2014²⁵. Debe recordarse que ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. no es titular del antiguo almacenamiento subterráneo básico de Castor, cuya concesión de explotación está extinguida. Solo lo es de la administración de estas instalaciones mientras estén hibernadas, y en las condiciones que establece el artículo 3 del citado Real Decreto-Ley.

A tal efecto, el artículo 3.2 (no anulado por la STC) podría no considerarse base legal suficiente, aunque aluda a la retribución a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. por la gestión del almacenamiento²⁶. Y ello porque la retribución, su

²⁴ En consecuencia, la CNMC, como órgano encargado de las liquidaciones, i) suspendió el abono de cantidades afectadas por dicha declaración de nulidad; y ii) inició el procedimiento para la revisión de oficio y recuperación de los importes abonados con cargo al sistema de actividades reguladas en virtud de liquidaciones definitivas que se hubiesen visto afectadas por dicha declaración de nulidad e inconstitucionalidad.

²⁵ Coincidente con el mismo artículo de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia: “Los costes del sistema serán financiados mediante los ingresos del sistema gasista. Estos costes, que se determinarán de acuerdo con lo dispuesto en la presente Ley y sus normas de desarrollo, serán los siguientes: / a) Retribución de las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento básico y distribución”. [...]

²⁶ Artículo 3.2: “ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. se subrogará automáticamente en la fecha en que asuma de forma plena la administración de las instalaciones de conformidad con lo dispuesto en la disposición transitoria segunda.2 del presente real decreto-ley, en la titularidad de los restantes permisos, concesiones, autorizaciones o cualesquiera otros títulos administrativos

consideración como coste regulado y su abono con cargo al sistema de liquidaciones, se concretaba en el artículo 6 del Real Decreto-ley, que sí resultó anulado por el TC²⁷.

Dicha interpretación sería la asumida por el TS en diversas sentencias que han declarado la nulidad de las Órdenes de peajes para 2015 y 2016 (IET/2445/2014, de 19 de diciembre, e IET/2736/2015, de 17 de diciembre), en lo relativo a los costes provisionales reconocidos a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. por la administración del almacenamiento subterráneo Castor²⁸. Las sentencias se fundamentaron en que la declaración de nulidad por el TC del artículo 6 del RD-ley 13/2014 había privado de soporte a las órdenes impugnadas, sin que pudiera considerarse que la parte subsistente de dicho Real Decreto-ley fuese suficiente a tal efecto del reconocimiento de derechos retributivos a ENAGÁS.

2. Comentarios particulares sobre la disposición adicional primera

La Disposición adicional primera de la propuesta incluye un nuevo mecanismo, en sustitución del procedimiento anulado en el artículo 6 del Real Decreto-Ley 13/2014, estableciendo el procedimiento para llevar a cabo los pagos a ENAGÁS TRANSPORTE por los costes de mantenimiento, operatividad, y por cualquier otro que se origine por las funciones establecidas en la D.T. segunda del Real Decreto- Ley 13/2014.

habilitantes relacionados con las instalaciones de los que ESCAL UGS, S.L. fuera titular. / La plena asunción de la administración de las instalaciones implicará la realización de las operaciones necesarias para el mantenimiento y la operatividad de las mismas. [...] Los costes del mantenimiento y operatividad así como todos aquellos en los que incurra ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., por la realización de los trabajos indicados anteriormente o por la administración de las instalaciones serán retribuidos en los términos del artículo 6 del presente real decreto-ley”.

²⁷ Artículo 6, citado: “1. Los costes de mantenimiento, operatividad y los derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 se abonarán a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista. [...] / 3. Anualmente, en la orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo en la que se aprueben los peajes y cánones asociados al acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema de gas natural se incluirá como un coste el importe previsto del ejercicio siguiente teniendo en cuenta el plan referido en el apartado anterior, que podrá ser condicionado. Asimismo, se incluirán, en su caso, los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores como consecuencia de las revisiones definitivas de los gastos auditados aprobadas de conformidad con el apartado 1 del presente artículo. / Estos costes tendrán la consideración de costes de actividades reguladas de gas natural y se abonarán en las liquidaciones del sistema gasista correspondientes a la facturación mensual por peajes de acceso y cánones de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones”.

²⁸ Se trata, en concreto, de las siguientes sentencias dictadas hasta la fecha: SSTS de 7 y de 12 de noviembre de 2018 (recurso 3814/2015 y recurso 4383-2015), contra la Orden de peajes para 2015; y SSTS de 15 y 29 de noviembre de 2018 (recursos 648/2016 y 3572/2016), relativa a la Orden de peajes para 2016.

Al respecto, debe indicarse que los costes de operatividad y mantenimiento que se proponen para los años anteriores al 2019 son provisionales, en tanto que todavía no han sido informados por esta Comisión.

Por otro lado, según se indica en esta disposición, el abono de los costes de mantenimiento, operatividad, así como cualquier otro derivado de la asunción por ENAGAS TRANSPORTE S.A.U. de la administración de las instalaciones a que se refiere el apartado segundo de la disposición transitoria segunda del Real Decreto Ley 13/2014, de 3 de octubre, se realizaría con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista en la forma prevista en el apartado tercero de la disposición transitoria segunda, que establece que estos costes se agregarán al procedimiento de liquidación en curso y se abonarán en un pago único.

Esto implicaría que los costes tanto del artículo 5 (correspondientes al ejercicio 2019) como del punto 7 de la disposición adicional primera (de los ejercicios 2017 y 2018), se habrían de abonar como pagos únicos.

La Disposición transitoria segunda del RD-Ley 13/2014, en su apartado tercero, hace referencia a ESCAL UGS, S.L. que dejaba de ser la empresa titular de la concesión de explotación de las instalaciones incluidas en el artículo 1.1 del RD-Ley, por lo que existía un motivo para establecer un mecanismo de pago único. En el caso de ENAGAS TRANSPORTE S.A.U., caso de reconocerse finalmente estos costes a través de Orden ministerial, el mecanismo de pago de los costes de operación y mantenimiento debería ser el habitual, es decir, no mediante un pago único.

En atención a las consideraciones realizadas, se proponen los siguientes cambios de redactado:

Disposición adicional primera. Abono a Enagas Transporte, S.A.U. de los costes de operatividad y mantenimiento de las instalaciones afectas al artículo 1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre

1. Los costes de mantenimiento, operatividad, así como cualquier otro derivado de la asunción por ENAGAS TRANSPORTE S.A.U. de la administración de las instalaciones a que se refiere el artículo 3 y el apartado segundo de la disposición transitoria segunda del Real Decreto Ley 13/2014, de 3 de octubre, se abonarán a dicha sociedad con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista según lo previsto en el artículo 59.4, de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. en la misma forma prevista en el apartado tercero de la citada disposición transitoria. Estos pagos quedan supeditados a lo que establezca el Acuerdo de Consejo de Ministros que, conforme a lo dispuesto en el artículo 1.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, disponga el desmantelamiento de la

instalación o la integración de las instalaciones en una concesión de explotación de almacenamiento

2. ENAGAS Transporte, S.A.U. remitirá, antes del 31 de octubre de cada año a partir del año 2019, al Ministerio para la Transición Ecológica su plan de costes estimados para el ejercicio siguiente.

Este plan se acompañará de una memoria explicativa de las actuaciones a realizar atribuidas en el citado artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, así como del estado de los principales elementos de la instalación, con particular atención a los elementos críticos para la seguridad de las personas, bienes y del medioambiente, y cualquier otro hecho relevante. Igualmente se incluirá la forma de contratación que vaya a utilizarse para las principales partidas que deberá favorecer la concurrencia, la transparencia y el mínimo coste.

3. Igualmente, se adjuntará la memoria de gastos auditados del ejercicio precedente a los efectos de su reconocimiento con carácter definitivo.

3 4. Anualmente, el importe previsto, que podrá estar condicionado, para el ejercicio siguiente, teniendo en cuenta el plan referido en el apartado anterior se incluirá dentro de la retribución reconocida a ENAGAS Transporte, S.A.U. Asimismo, se incluirán, en su caso, los desvíos incurridos en las retribuciones de años anteriores como consecuencia de las revisiones definitivas de los gastos auditados aprobadas de conformidad con el apartado 1 del presente artículo.

4 5. Estos costes tendrán la consideración de costes de actividades reguladas de gas natural y se abonarán en las liquidaciones del sistema gasista correspondientes a la facturación mensual por peajes de acceso y cánones de acuerdo con el procedimiento general de liquidaciones.

5 6. A efectos de la realización de los cálculos necesarios, los valores en miles de euros se expresarán con dos decimales y los tipos de interés en tanto por uno con 5 decimales.

6 7. Se reconocen a ENAGAS Transporte, S.A.U., las siguientes cantidades relativas a costes de operatividad y mantenimiento provisionales correspondientes a ejercicios anteriores a 2019. Estos importes se incluirán en la próxima liquidación disponible del año 2018 como pago único:

- Año 2017: 8.730.906 €

- Año 2018: 8.730.906 €

6.16. Disposición adicional segunda. Reconocimiento de costes de operación y mantenimiento de diversas instalaciones

Esta disposición reconoce los costes de operación y mantenimiento definitivos del periodo 2012-2015 de la Estación de Compresión (EC) de Denia (instalación singular), así como los costes de operación y mantenimiento (O&M) definitivos correspondientes al 2015 tanto del Gasoducto submarino Denia-Ibiza-Mallorca (instalación singular) como de la Planta de regasificación del Musel, todas ellas titularidad de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.

Consideraciones de la CNMC

Con fecha 20 de febrero de 2015, se emite Orden Ministerial relativa a la inclusión definitiva en el Régimen Retributivo del Sistema Gasista de la actividad de transporte de las instalaciones del gasoducto submarino Denia- Ibiza-Mallorca. En el apartado 2 de su Anexo, se reconoce la retribución en concepto de O&M definitiva para los años 2009 a 2013, ambos incluidos, y los provisionales para los ejercicios 2014 y 2015, a revisar cuando su titular presente la correspondiente auditoría.

Por su parte, la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, establece que, hasta que se disponga de las correspondientes auditorías y se establezca la retribución definitiva para cada año, la retribución provisional por costes de O&M de la planta de regasificación de El Musel para los años 2014 y sucesivos será un 80% de la cantidad reconocida para el año 2013.

Con fecha 22 de noviembre de 2016, se emite Orden Ministerial por la que se incluye en el Régimen Retributivo, entre otras, con carácter singular, la EC de Denia y se reconoce la retribución por costes de O&M. En el apartado 2 del Segundo punto se reconoce la retribución en concepto de O&M definitiva para los años 2011 a 2016, ambos incluidos, que podrá ser revisada cuando el titular de la instalación aporte nueva auditoría.

Con fecha 30 de enero de 2017, la DGPEM remitió a la CNMC oficio con Propuesta de Orden por la que se reconoce la retribución por costes de O&M del periodo 2012-2015 para la EC de Denia, así como del año 2015 para el gasoducto Submarino Denia-Ibiza-Mallorca y para la Planta de regasificación del Musel, entre otras. A la Propuesta se adjuntaron los correspondientes informes de auditoría.

Con fecha 27 de septiembre de 2018, esta Sala emitió acuerdo (Exp. IPN/CNMC/003/17) en respuesta a la Propuesta de Orden Ministerial de la DGPEM. En dicho acuerdo, se consideró adecuado habilitar una Disposición adicional en una futura Orden Ministerial para reconocer los costes de operación

y mantenimiento de estas instalaciones dada su singularidad y/o los antecedentes retributivos existentes.

En la Propuesta de Disposición adicional segunda, se observa que se han incorporado los costes propuestos por la CNMC en su informe de 27 de septiembre de 2018, salvo en el caso de la E.C. de Denia, donde se observan erratas en las tres cifras de la tabla del apartado 1 de la Disposición, destacando las dos cifras relativas a las retribuciones provisional y definitiva reconocidas para el periodo 2012-2015. En consecuencia, habría que sustituir la siguiente tabla de la Disposición adicional segunda de la Propuesta:

[Euros]	Retribución 2012-2015 reconocida Orden 22 NOV 2016	Retribución 2012-2015 a reconocer	A LIQUIDAR
Estación de Compresión de Denia	25.975.521,74	26.831.201,74	855.680,00

Por la tabla que se muestra a continuación:

[Euros]	Retribución 2012-2015 reconocida en la Orden de 22 nov 2016	Retribución 2012-2015 a reconocer	A LIQUIDAR
Estación de Compresión de Denia	1.665.980,00	2.521.672,00	855.692,00

6.17. Disposición adicional tercera. Gasolinas de protección

La Disposición adicional tercera de la Propuesta de Orden amplía hasta el 30 de junio de 2019 el periodo obligatorio de disponibilidad de la denominada gasolina de protección en las instalaciones de suministro que expidan gasolinas.

La **Directiva 2009/30/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009²⁹, modificó las hasta entonces vigentes especificaciones de gasolinas y gasóleos de automoción al objeto, entre otros, de permitir una mayor adición de biocarburantes. En el caso concreto de las gasolinas, se elevó el contenido máximo en oxigenados del 2,7% al 3,7% en masa y el contenido máximo en etanol del 5% al 10% en volumen. No obstante, previendo que los vehículos antiguos no están preparados para el uso de estas gasolinas con mayor contenido en oxigenados y etanol, la Directiva estableció un periodo transitorio en el que debían estar disponibles las gasolinas anteriores, es decir, aquellas

²⁹ Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CEE.

con un contenido máximo de oxígeno del 2,7% y un contenido máximo de etanol del 5%. Si bien se fijó el 31 de diciembre de 2013 como fecha de finalización de este periodo transitorio, la Directiva permite a los Estados miembros ampliarlo si se considera necesario.

“Los Estados miembros exigirán a los proveedores que garanticen la comercialización de gasolina con un contenido máximo de oxígeno de 2,7 % y un contenido máximo de etanol de 5 % hasta 2013 y podrán exigir la comercialización de este tipo de gasolina durante un período más prolongado si lo consideran necesario (...).”

Esta previsión responde a que los compuestos oxigenados, especialmente los alcoholes como el etanol, aumentan la volatilidad de las mezclas con gasolina³⁰ y, además, presentan cierta incompatibilidad con algunos materiales. Estos hechos pueden dificultar las condiciones de conducción en los vehículos más antiguos, al producirse pérdidas de potencia y/o funcionamiento inestable por la irregularidad del flujo del combustible.

La Directiva 2009/30/CE fue traspuesta al ordenamiento jurídico español mediante el **Real Decreto 1088/2010**, de 3 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo (en adelante, RD 1088/2010). En concreto, en su disposición transitoria segunda, bajo el título “*Gasolina de protección*”, estableció lo siguiente:

“1. Hasta el 31 de diciembre de 2013, deberán estar disponibles en el mercado nacional gasolinas con un contenido máximo de oxígeno de 2,7 por ciento en masa y un contenido máximo de etanol de 5 por ciento en volumen. Estas gasolinas estarán disponibles en todas las instalaciones de suministro a vehículos y serán las de menor índice de octano comercializadas, sin perjuicio de que con el mismo índice de octano puedan comercializarse otro tipo de gasolinas que cumplan las especificaciones recogidas en este Real Decreto.

2. Se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a modificar el contenido de esta disposición transitoria, a la vista de la evolución del mercado nacional”.

Por tanto, en virtud de esta disposición:

³⁰ Los parámetros principales que determinan la volatilidad de las gasolinas son la presión de vapor (Presión de Vapor de Reid, PVR) y la curva de destilación (% en volumen evaporado a 70°C, E70 y a 100°C, E100), ambos con tendencia a aumentar con la presencia de etanol en la mezcla.

- 1) Se definió como gasolina de protección, tal como prevé la citada Directiva 2009/30/CE, aquella con un contenido máximo de oxígeno del 2,7% en masa y un contenido máximo de etanol del 5% en volumen.
- 2) Se estableció la obligación de que este grado de gasolina estuviera disponible en todas las instalaciones de suministro a vehículos.
- 3) Se identificó este grado de protección con la gasolina de menor índice de octano, es decir, con la de 95 I.O. (“Índice de Octano”), permitiéndose, en cualquier caso, la comercialización, en el mismo punto de venta, de gasolina de 95 I.O. con las especificaciones de la gasolina (hasta un 3,7% en masa de oxígeno o hasta un 10% en volumen de etanol).
- 4) Se habilitó al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar el contenido del apartado 1 de la referida disposición transitoria segunda.

Haciendo uso de esta habilitación, y a la vista de la evolución del mercado nacional, la Orden IET/2458/2013³¹, modificó el ámbito temporal de la obligación de disponer de gasolina de protección, quedando este periodo ampliado en tres años adicionales, es decir, hasta el 31 de diciembre de 2016. Posteriormente, la Orden ETU/1977/2016³², extendió de nuevo el plazo hasta el 31 de diciembre de 2018. Ambas Órdenes matizaron que la obligatoriedad era aplicable a todas las instalaciones de suministro en las que se comercializan gasolinas y continuaron identificando las gasolinas de protección con las gasolinas de menor índice de octano.

Consideraciones de la CNMC

A breves fechas de la expiración de este nuevo plazo (hasta el 31 de diciembre de 2018) y haciendo uso otra vez de la habilitación conferida al Ministro de Industria, Turismo y Comercio (habilitación que ha de entenderse realizada a la actual Ministra para la Transición Ecológica), la Propuesta de Orden objeto de este informe vuelve a prolongar el plazo establecido para la disponibilidad de gasolina de protección, en esta ocasión hasta el 30 de junio de 2019, manteniendo sin cambios el resto de aspectos inherentes a la obligación.

³¹ Orden IET/2458/2013, de 26 de diciembre, por la que se amplía el plazo previsto en el apartado 1 de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, en relación con la obligación relativa a la disponibilidad de gasolina de protección.

³² Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución para las actividades reguladas para 2017.

6.17.1. Sobre la prórroga de la obligación de comercializar gasolinas de protección

Según la Memoria Justificativa que acompaña a la Propuesta de Orden, la motivación de esta prórroga se encuentra en la salvaguarda de los consumidores de gasolina con vehículos más antiguos que, a priori, son los que podrían seguir precisando la utilización de gasolina de protección.

“A la vista del envejecimiento del parque móvil, cuya manifestación es el elevado porcentaje de vehículos que todavía necesitan gasolina de protección (...), se considera necesario prorrogar (...), durante seis meses más, hasta el 30 de junio de 2019, la obligación actual de suministrar gasolina de protección en el producto con menor índice de octano en todas las instalaciones de suministro a vehículos.

El objetivo es proteger a los consumidores de gasolina con vehículos más antiguos, normalmente de menor poder adquisitivo.”

Por esta misma motivación, esta Sala comparte la necesidad de prorrogar la obligación de comercializar gasolina de protección. La prórroga garantiza la inocuidad del uso de la gasolina en los motores de los vehículos más antiguos, aún con notable presencia en el parque automovilístico español, que podrían verse afectados por el uso de gasolinas con un alto porcentaje de etanol y compuestos oxigenados.

En concreto, los vehículos de gasolina matriculados con anterioridad al año 2000 son los que podrían presentar problemas de funcionamiento y/o conducción óptima si no disponen de gasolina de protección. Según datos de la DGT (Dirección General de Tráfico), a 31 de diciembre de 2017, el 35% de los turismos de gasolina existentes en España se matricularon antes del año 2000. Por su parte, ANFAC (Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones) sitúa este mismo dato en un porcentaje algo inferior, pero en cualquier caso significativo (31%).

6.17.2. Sobre el nuevo plazo de 6 meses conferido a la prórroga

Si bien esta Sala comparte la necesidad de prorrogar la obligación de comercializar gasolina de protección, considera muy acotado el nuevo plazo de 6 meses conferido a la prórroga.

Según datos de ANFAC, el porcentaje de vehículos de gasolina matriculados con anterioridad al año 2000 viene presentando en los últimos años una tendencia decreciente, con un descenso promedio de 2,5 puntos porcentuales/año. Basándose en estos datos, en la Memoria Justificativa se proyecta dicho porcentaje al año 2019, situándolo en el entorno del 27,5% (vs. 31% en 2017).

Suponiendo razonable esta proyección, esta Sala considera que un 27,5% en 2019 es todavía un porcentaje significativo del parque de vehículos de gasolina con necesidad de gasolina de protección. Por otro lado, esta reducción esperada podría no llegar a producirse en su totalidad, en atención al ya constatado descenso de las ventas de automóviles en los últimos meses, motivado fundamentalmente por el retraso en las decisiones de compra de los conductores ante las nuevas directrices que podrían marcar la política energética en el medio plazo, tanto en España como en el seno de la UE, en relación al transporte por carretera.

En consecuencia, esta Sala considera necesario extender el plazo de prórroga previsto en la Propuesta de Orden.

6.17.3. Sobre la identificación de la gasolina de protección con la gasolina de menor índice de octano

Esta Sala valora positivamente la identificación de la gasolina de protección con la gasolina de menor índice de octano (gasolina 95). Si se identificara con el otro grado de gasolina disponible en el mercado (gasolina 98), y tal y como expone la Memoria Justificativa, *“esto tendría una repercusión negativa en los usuarios de los vehículos más antiguos, normalmente asociados a un menor poder adquisitivo”*, dado que el precio de la gasolina 98 es superior al de la gasolina 95 (diferencia de +13,4 c€/lt como promedio en 2017).

En conclusión, esta Sala comparte la necesidad de prorrogar la obligación de comercializar gasolinas de protección, así como su identificación con las gasolinas de menor índice de octano. Sin embargo, razones de prudencia aconsejan mantener por un periodo más amplio de los 6 meses propuestos la disponibilidad de gasolina de protección en los mismos términos hasta ahora en vigor, a fin de garantizar su accesibilidad para el elevado número potencial de vehículos que precisarían de esta calidad de gasolina.

6.18. Disposición transitoria única. Retribución del operador del mercado organizado de gas.

La disposición transitoria única de la propuesta de orden establece que, con carácter provisional y hasta que se publique la metodología para su cálculo, la retribución del operador del mercado organizado de gas correspondiente al año 2019 es la misma que se estableció para el año 2018, 3.920.000 €.

Consideraciones de la CNMC

A este respecto, esta Sala reitera en lo indicado en el *“Acuerdo por el que se emite informe sobre las previsiones de demanda de ingresos y costes en el*

sector del gas natural para el cierre de los ejercicios 2018 y 2019 (INF/DE/098/18)”.

La Sala de Supervisión Regulatoria aprobó en fecha 9 de mayo de 2017, el “Acuerdo por el que se aprueba la metodología de retribución del operador del mercado organizado del gas” (PDN/DE/004/15), que fue remitida al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (actualmente Ministerio para la Transición Ecológica), en cumplimiento de lo establecido en la disposición transitoria segunda de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, *por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.*

De conformidad con esta propuesta de metodología, esta Sala considera que se debería establecer una retribución al Operador del Mercado de Gas en 2019 de 2.432.007 €. A esta cantidad, se añadirían los costes de las medidas de fomento de la liquidez en las que el Operador del Mercado del Gas incurra durante 2019. Asimismo, según la propuesta de la CNMC, se debería incorporar un ajuste de eficiencia, que se calcularía al término del ejercicio.

Cabe señalar que se ha estimado el coste de las medidas de fomento de la liquidez en **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** de acuerdo con los datos del presupuesto 2019 de MIBGAS remitido a la Comisión³³. Adicionalmente se considera adecuado incluir el coste **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Por consiguiente, la retribución propuesta para 2019 se sitúa en 3.337.507 euros.

En relación con lo anterior, esta Sala reitera la necesidad de que el Ministerio para la Transición Ecológica apruebe a la mayor brevedad la metodología de retribución del Operador del Mercado Organizado del Gas en aras a que exista un marco retributivo transparente y actualizado que proporcione la debida seguridad regulatoria a los agentes.

Finalmente, hay que indicar la posible existencia de una errata formal, al haberse omitido los apartados 2 y 3 que figuraban en la Disposición Transitoria Segunda de la anterior Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre, y cuyo contenido si es citado en el apartado 14.16 de la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden del 2019.

³³ De acuerdo con lo establecido en la propuesta de metodología de retribución del operador del mercado organizado de gas, en la liquidación de cierre del ejercicio, se liquidará la diferencia positiva o negativa que se obtenga entre los pagos que efectivamente haya realizado la sociedad por este concepto y la cantidad considerada de forma provisional.

El apartado 2³⁴ establecía que cuando se disponga de la metodología retributiva y de los datos necesarios para su aplicación, se procederá al cálculo de la retribución definitiva y el saldo, positivo o negativo, en relación con las retribuciones provisionales se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible. Por su parte, el apartado 3³⁵ establecía que en la liquidación 14 se le dé a la retribución del Operador del Mercado un tratamiento a semejante al que se le da a la retribución del GTS, realizando una liquidación final entre lo cobrado hasta entonces y lo reconocido. De esta manera, MIBGAS no participaría en futuros déficits/superávits que pudieran producirse. A este respecto, se propone que se incluyan dichos apartados tras el actual párrafo que habría de numerarse como 1:

De forma consistente con lo anterior, se propone la siguiente redacción de la Disposición Transitoria Única:

Disposición Transitoria Única. *Retribución del Operador de Mercado Organizado de Gas.*

1. Con carácter provisional, y hasta que se publique la metodología para su cálculo, la retribución del operador del mercado organizado de gas para el año 2019 es 3.337.507 € es la misma que se estableció para el año 2018, 3.920.000 €

2. Una vez que se disponga de dicha metodología y de los datos necesarios para su aplicación se procederá al cálculo de la retribución definitiva y el saldo, positivo o negativo, en relación con las retribuciones provisionales se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible

3. En la liquidación 14 del año 2019, se incluirá la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por MIBGAS por la aplicación del procedimiento de liquidación general y la retribución reconocida ex-ante para 2019.

6.19. Disposición final primera. Modificación de la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre

³⁴ “2. Una vez que se disponga de dicha metodología y de los datos necesarios para su aplicación, se procederá al cálculo de la retribución definitiva y el saldo, positivo o negativo, en relación con las retribuciones provisionales se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible.”

³⁵ “3. En la liquidación 14 de cada ejercicio, se incluirá la diferencia, positiva o negativa, entre las cantidades percibidas por MIBGAS por la aplicación del procedimiento de liquidación general y la retribución reconocida ex-ante en la Orden Ministerial correspondiente.”

Se modifica el apartado 3 del artículo 2 de la Orden ECO/2692/2002³⁶, de 28 de octubre, al objeto de facilitar los procedimientos de los derechos de cobro permitiendo incluir como sujetos del sistema de liquidaciones a los tenedores de los derechos de cobro del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014

No hay consideraciones al respecto.

6.20. Disposición final segunda. Modificación de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre

La Disposición modifica el apartado 4 del artículo 14, sobre mermas en las redes de distribución, y el Anexo I “Peajes y cánones de los servicios básicos” de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

El artículo relativo a mermas en las redes de distribución, se modifica en lo siguiente:

- Se modifica el plazo en el que el Gestor Técnico del Sistema ha de remitir, tanto a la DGPEyM como a la CNMC, el informe de supervisión de los saldos de mermas en redes de distribución, pasando de ser fecha 1 de mayo a 1 de julio de cada año.
- Asimismo, al objeto de dar más transparencia al procedimiento de cálculo de las diferencias de medición se establece la obligación de que el Gestor Técnico del Sistema publique en su web el Informe anual sobre mermas reales, mermas retenidas y los saldos de mermas. Para proteger la confidencialidad de los datos de los comercializadores, la versión publicada deberá agrupar los datos individuales, de tal forma que sea imposible deducir el grado de penetración en las diferentes redes de distribución de cada uno de los comercializadores.

El Anexo I “Peajes y cánones de los servicios básicos” se modifican los peajes de carga y descarga de buques.

En los epígrafes siguientes se comentan las modificaciones introducidas.

6.20.1. Sobre las modificaciones en el apartado 4 del artículo 14 relativo a mermas en las redes de distribución

³⁶ Orden, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.

En relación al plazo fijado para la remisión del informe de supervisión por parte del Gestor Técnico del Sistema, sería más práctico que las fechas concretas de envío de información estuvieran contenidas en las NGTS, ya que así su adecuación a posibles nuevos procesos se llevaría a cabo de forma más ágil y rápida, al ser aprobadas por Resolución, y no en una Orden Ministerial, cuyo trámite de aprobación es más laborioso.

Este hecho ya fue mencionado en el Informe de la CNMC aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de fecha 1 de junio de 2017 en el que se aprueban los nuevos protocolos de detalle PD-19, PD-20 y PD-21 sobre cálculo, supervisión y liquidación de mermas para adecuarlos a la Circular de Balance 2/2015³⁷

Por otro lado, esta Sala informa favorablemente respecto a la publicación de una versión confidencial del informe anual de mermas en la web del Gestor Técnico del Sistema con objeto de dar más transparencia al proceso de cálculo de dichas mermas en redes de distribución.

De acuerdo con lo anterior, se aconseja la siguiente modificación del apartado 4 del artículo 14 de la citada Orden:

Disposición final segunda. *Modificación de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.*

1. Teniendo en cuenta la información anual comunicada por los operadores, el Gestor Técnico del Sistema supervisará la correcta determinación de las mermas reales, las mermas retenidas, los saldos de mermas y su asignación a los usuarios, y elaborará un informe al respecto que remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ~~antes del 1 de julio de cada año~~. Dicho informe cumplirá los requisitos y calendario establecidos en el protocolo de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema correspondiente.

6.20.2. Sobre el Peaje de descarga de buques

El peaje de descarga de buques vigente publicado en la Orden IET/2446/2013 se estructura actualmente como un peaje con un término fijo (€/buque) y un término variable (cent/kWh) diferenciado por planta, aplicándose valores más elevados para las plantas de Huelva, Cartagena y Sagunto (un 100% en el término fijo y un 97% en el término variable) que el establecido para las plantas de Bilbao, Barcelona y Mugardos.

³⁷ Número de expediente INF/DE/021/17

La propuesta de Orden equipara los peajes de todas las plantas aplicando el valor vigente más elevado dado que (i) según se indica en la Memoria que acompaña a la propuesta de la Orden, se considera que la actual distribución de los peajes constituye un elemento distorsionador, (ii) de acuerdo con lo establecido en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores no es posible reducir peajes y cánones.

Adicionalmente, en la propuesta de Orden se indica que estos valores propuestos tienen carácter provisional hasta que se publiquen los valores definitivos de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia.

Consideraciones de la CNMC

La competencia para la elaboración por parte de la CNMC de la metodología de peajes de acceso a las redes de gas, de la que el peaje de descarga de buques sería parte, deriva de la normativa de la UE mencionada en el apartado de consideraciones previas. Se considera por ello urgente que se proceda a la correcta trasposición de la citada normativa, de forma que se permita a la CNMC, entre otros, establecer la estructura y los valores definitivos que correspondan al peaje de descarga que se contempla en la presente propuesta de Orden con carácter provisional.

En relación con el contenido objetivo de la presente propuesta, esta Sala comparte la propuesta de aplicación de un mismo valor para todas las plantas dado que, como se ha señalado en la consulta pública sobre la futura regulación en plantas de regasificación, la aplicación de peajes diferenciados por planta no han garantizado el uso de determinadas instalaciones ni evitado problemas de congestión³⁸.

Adicionalmente, esta Sala considera que esta medida puede ser insuficiente para fomentar la utilización de más plantas de regasificación y evitar problemas de congestión como los actualmente existentes en Barcelona, pues no implica un incentivo suficiente frente a las ventajas que supone para los agentes concentrarse en un mismo terminal para incrementar sus posibilidades de trading

³⁸ Véanse los informes:

- INF/DE/122/18: Propuesta de nueva regulación de los servicios prestados por las plantas de regasificación de GNL
- Informe 34/2009 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2010
- Informe 34/2006 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas

Por este motivo, podrían ser necesarias otras medidas complementarias. En particular, esta Sala considera particularmente interesante una de las propuestas por el Gestor Técnico del Sistema en su escrito de alegaciones, relacionada con la posibilidad de trasladar contratos entre plantas, a solicitud del comercializador, para facilitar la descarga de buques en otras plantas con menor saturación, mejorar la gestión de congestiones y favorecer el mercado de GNL. Esta opción, a diferencia de lo que apunta el GTS, sería conveniente que se habilitara por la totalidad de la capacidad y del plazo restante hasta la finalización del contrato. En cualquier caso, se considera apropiado someter la viabilidad de estos traslados al análisis previo por parte del GTS, tanto en términos de viabilidad técnica como para verificar que el traslado no suponga un perjuicio de terceros.

6.20.3. Sobre el Peaje de carga de GNL a buque

El peaje de trasvase de GNL vigente, establecido en la Orden IET/2446/2013, se configura como un peaje de acceso con dos niveles diferenciados para volúmenes de carga de GNL inferiores o iguales a 9.000 m³ de GNL y superiores a dicho valor. Dicho peaje consta de un término fijo por operación y un término variable en función de los kWh cargados.

En el Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural, se definió el peaje de carga de GNL a buque el cual, si bien, mantiene el término fijo por operación y el término variable en función de los kWh de GNL cargados, modifica la estructura del mismo, distinguiendo cuatro tipos de peajes en función de la cantidad de GNL cargado y el tipo de operación: menor o igual a 5.000 m³, superior a 5.000 m³ e igual o inferior a 15.000m³, superior a 15.000 m³ y servicio de puesta en frío.

Asimismo, dicho Real Decreto distingue cuatro tipos de servicios diferenciados en función del número de cargas realizadas: servicio de corto plazo (spot)-contratación de una carga, servicio durante 30 días-al menos 3 cargas durante el periodo considerado, servicio durante 90 días-al menos 5 cargas durante el periodo considerado, servicio durante 365 días-al menos 12 cargas durante el periodo considerado

Adicionalmente, el citado Real Decreto establece que los servicios contratados y no utilizados se facturarán aplicando el término fijo correspondiente, y en su caso, una penalización.

En relación con los servicios de trasvase de buque a buque que no usen los almacenamientos de GNL, el citado Real Decreto mantiene la situación vigente al configurarlo como un descuento sobre los términos del peaje de carga de GNL correspondiente.

Este Real Decreto habilita también la posibilidad de modificar los términos incluidos en los apartados 2 y 3, que se refieren a los tramos de peajes según la cantidad de GNL cargado y a los tipos de servicios en función del número de cargas.

La nueva estructura de peajes aún no ha sido aplicada, al no definirse por Orden Ministerial los precios de los términos fijos y variable para cada tramo, de modo que en la actualidad siguen vigentes los peajes establecidos en la Orden IET/2446/2013.

La propuesta de Orden objeto de informe, por una parte, modifica nuevamente la estructura del peaje de carga de GNL definida en el Real Decreto 335/2018, a efectos de introducir un nuevo nivel de carga para volúmenes iguales o inferiores a 2.000 m³ para los servicios de 30, 90 y 365 días y establecer una estructura diferenciada para el servicio de corto plazo (estructura equivalente a la del peaje de trasvase de GNL establecido en la Orden IET/2446/2013) y, por otra parte, se establecen los valores aplicables y los coeficientes y descuentos para los distintos servicios en función de su duración.

Respecto de la determinación de los correspondientes términos fijos y variables de los peajes aplicables a los servicios 365 días, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden los valores se calculan teniendo en cuenta un coste horario de 3.000 €/hora de carga y un coste variable equivalente a la retribución variable que recibe la planta (0,194 €/MWh) multiplicado por un factor de seguridad de 2.

En el caso de los servicios de 30 días y 90 días los correspondientes términos fijos se determinan como el producto de unos coeficientes por los términos fijos del peaje correspondiente del servicio de 365. Dichos coeficientes, que toman el valor de 1,13 y 1,08, respectivamente, son el resultado de considerar el promedio de los multiplicadores aplicables actualmente para el periodo de julio a septiembre en el caso del servicio de 30 días y el multiplicador del tercer trimestre para el servicio de 90 días.

En el caso del servicio de corto plazo, se mantienen la estructura y los valores de los términos fijos y variables fijados en la Orden IET/2446/2013, al objeto de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 61.3 de la Ley 18/2014³⁹.

Para el servicio de puesta en frío se mantiene el término variable y se aplica el término fijo correspondiente al servicio de 365 días.

Para el servicio de trasvase de buque a buque los términos fijos se obtendrán como el producto del término fijo del peaje correspondiente por 0,8, mientras que

³⁹ El artículo 61.3 de la Ley 18/2014, establece que “mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja”

los términos variables se corresponderán con los términos variables del peaje correspondiente.

En el Cuadro 33 se muestran los peajes establecidos en la propuesta de Orden para los distintos servicios de trasvase de GNL a buques, se observa que:

- La propuesta de Orden establece el mismo término variable (0,388 €/MWh) para todos los servicios salvo el servicio spot y el de puesta en frío. Como consecuencia de lo anterior, dicho término variable se reduce un 75,2% para volúmenes superiores a 9.000 m³ y un 25,5% para volúmenes igual o inferior a 9.000 m³.
- Los términos fijos de los peajes de la propuesta de Orden son entre un 42,5% y un 76% inferiores a los actualmente vigentes, con la excepción del servicio de corto plazo para el que se mantienen los términos fijos y variables del peaje establecido en la Orden IET/2446/2013.
- Se mantiene el mismo descuento en el término fijo aplicable para los trasvases de buque a buque en el pantalán de la planta que no usen los almacenamientos de GNL, pero se elimina el descuento aplicable al término variable.
- Respecto al servicio de puesta en frío, se mantiene el término variable del peaje establecido en la Orden IET/2446/2013, pero se aplica una reducción del término fijo para volúmenes inferiores o iguales a 15.000 m³ de entre un 40% y un 64%, mientras que para volúmenes superiores a 15.000 m³ se aumenta un 25,7%.

Cuadro 33. Peajes aplicables al trasvase de GNL a buques

Propuesta de Orden	Servicio 365 días		Servicio 90 días		Servicio 30 días		Servicio spot		Servicio puesta en frío	
	€/Operación	Término variable (€/MWh)	€/Operación	Término variable (€/MWh)	€/Operación	Término variable (€/MWh)	€/Operación	Término variable (€/MWh)	€/Operación	Término variable (€/MWh)
Volúmenes superiores a 15.000 m ³ de GNL	90.000	0,388	97.200	0,388	101.700	0,388	176.841	1,563	90.000	1,563
Volúmenes superiores a 9.000 m ³ e igual o inferior a 15.000 m ³ de GNL	43.000	0,388	46.440	0,388	48.590	0,388	176.841	1,563	43.000	1,563
Volúmenes superiores a 5.000 m ³ e igual o inferior a 9.000 m ³ de GNL	43.000	0,388	46.440	0,388	48.590	0,388	87.978	0,521	43.000	1,563
Volúmenes superiores a 2.000 m ³ e igual o inferior a 5.000 m ³ de GNL	30.000	0,388	32.400	0,388	33.900	0,388	87.978	0,521	30.000	1,563
Volúmenes iguales o inferiores a 2.000 m ³ de GNL	25.500	0,388	27.540	0,388	28.815	0,388	87.978	0,521	25.500	1,563
Servicio sin usar almacenamientos GNL	0,8 por el término fijo aplicable y término variable correspondiente									

Fuente: Orden ITC/2736/2015 y Propuesta de Orden

En la propuesta de Orden se indica que estos valores propuestos tienen carácter provisional hasta que se publiquen los valores definitivos de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

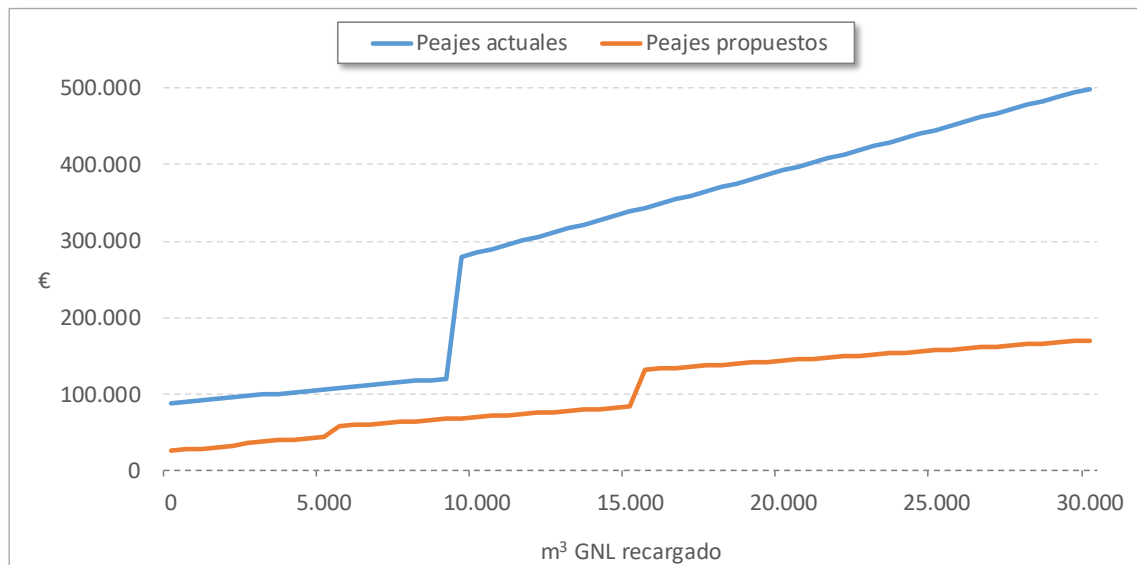
Consideraciones de la CNMC

La competencia para la elaboración por parte de la CNMC de la metodología de peajes de acceso a las redes de gas, de la que el peaje de carga de GNL a buques sería parte, deriva de la normativa de la UE mencionada en el apartado de consideraciones previas. Se considera por ello urgente que se proceda a la correcta trasposición de la citada normativa, de forma que se permita a la CNMC, entre otros, establecer la estructura y los valores definitivos que correspondan al peaje que se contempla en la presente propuesta de Orden con carácter provisional.

Esta CNMC comparte con la propuesta de Orden en la necesidad de modificación del actual peaje para contribuir a una mayor utilización de las plantas. Los peajes de carga de GNL a buque son actualmente demasiado elevados para las operaciones de pequeño tamaño (small scale), lo que impide la prestación de servicios competitivos de bunkering de GNL y en consecuencia dificulta la implantación de un combustible adecuado para cumplir con las obligaciones de emisiones impuestas por la normativa internacional.

A efectos ilustrativos, en el Gráfico 1 se comparan los peajes actuales con los incluidos en la propuesta de Orden, representando los costes asociados a las recargas de GNL en función del volumen de éstas. En el caso de los peajes de la propuesta de Orden se han considerado los valores de la contratación del servicio durante 365 días, debiendo tener en cuenta los coeficientes multiplicadores correspondientes para plazos de contratación inferiores, de 30 y 90 días y que, para servicios puntuales los peajes coinciden con los vigentes en la actualidad. El gráfico sólo incluye valores de recargas hasta un volumen de 30.000 m³, para poder apreciar más claramente los escalones de los diferentes tramos tarifarios. En cualquier caso, para valores superiores la evolución de los costes es lineal, tanto para los peajes actuales como para los incluidos en la Propuesta.

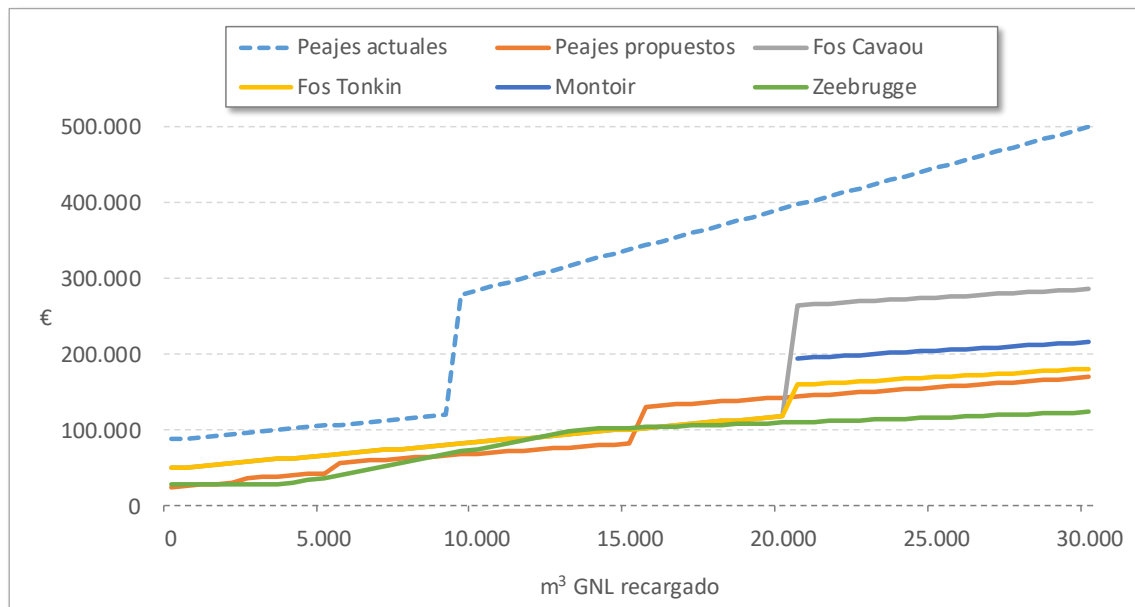
Gráfico 1. Comparación de los costes de las recargas de GNL en función del volumen de éstas, con los peajes actuales y los incluidos en la Propuesta.



Fuente: CNMC

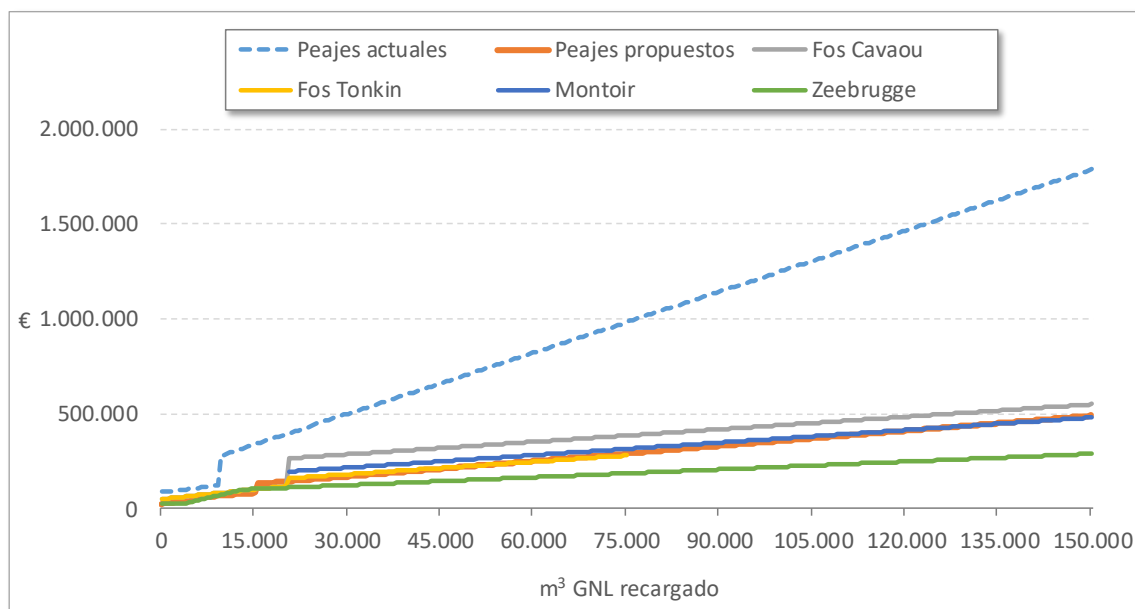
De forma adicional, en el Gráfico 2 y el Gráfico 3 se comparan el valor de los costes asociados a la carga de GNL de los peajes actual y propuesto en el caso español, con el de otros terminales de GNL europeos. En particular, se incluyen en la comparación los terminales franceses de Fos Cavaou, Fos Tonkin y Montoir, y el terminal belga de Zeebrugge, que son terminales próximos, los más activos en operaciones de recarga de GNL y competencia de los terminales españoles en la prestación de este servicio. Otros terminales también bastante activos en este tipo de operaciones son el holandés, los ingleses o el de Dunkerque en Francia, si bien al estar exentos del acceso de terceros, no se dispone de la información sobre sus tarifas y no ha sido posible incluirlos en este análisis.

Gráfico 2. Comparación de los costes de las recargas de hasta 30.000 m³ GNL en diferentes terminales



Fuente: CNMC

Gráfico 3. Comparación de los costes de las recargas de hasta 150.000 m³ GNL en diferentes terminales



Fuente: CNMC

Se observa que, los peajes actuales de los terminales españoles se sitúan apreciablemente por encima de los peajes aplicados en los terminales europeos analizados para todos los volúmenes de carga analizados. Concretamente, recargar 1.000 m³ de GNL en los terminales franceses de Fos Cavaou o Fos

Tonkin es un 42% más barato que hacerlo en un terminal español, y en el caso del terminal belga de Zeebrugge el ahorro asciende hasta el 69%. Para una recarga de 15.000 m³ el ahorro en los terminales franceses y belga se sitúa en un valor próximo al 70%.

Para volúmenes de recarga más elevados, típicos de operaciones de re-exportación de GNL a otros mercados (generalmente debido a arbitrajes/divergencias de precios entre regiones), las diferencias también son considerables, incluso superiores. A modo de ejemplo, la recarga de 150.000 m³ de GNL en el terminal de Zeebrugge tiene un coste un 84% inferior al de un terminal español.

No obstante, para contrataciones del servicio durante 365 días los peajes incluidos en la Propuesta situarían éstos en valores muy próximos a los de otros terminales europeos haciéndolos, por tanto, más competitivos. Concretamente, con los peajes de la Propuesta el coste de una recarga de 1.000 m³ de GNL sería similar al del terminal de Zeebrugge y hasta un 47% más barato que el de los terminales franceses, y el coste de una recarga de 15.000 m³ de GNL sería el más económico de todos los terminales europeos analizados, hasta un 20% más barato que en el caso de Zeebrugge.

Para volúmenes de recarga más elevados, por ejemplo 150.000 m³ de GNL, con los peajes de la propuesta de Orden el coste en un terminal español sería similar al del terminal francés de Montoir y un 11 % más barato que el de Fos Cavaou. No obstante, seguiría siendo un 70% más caro que el terminal de Zeebrugge, el más competitivo para este tipo de servicios, si bien la diferencia de coste se reduciría, ya que actualmente dicha recarga tiene un coste más de cinco veces superior al del terminal belga.

No obstante, además de la consideración realizada en el epígrafe 4 y teniendo en cuenta la provisionalidad de los valores propuestos, se formulan las siguientes observaciones:

- La metodología de la propuesta de Orden incluye elementos para los que no se aporta una justificación suficiente, como, por ejemplo, (i) la hipótesis del coste horario de 3.000 €/hora de carga, (ii) la selección de los tramos en función del volumen de GNL cargado o (iii) la multiplicación por un “coeficiente de seguridad de 2” de la retribución variable que se reconoce a las plantas para obtener el término variable del peaje.

Respecto a la hipótesis del coste horario, este valor coincide con el valor recogido en la Memoria que acompañaba a la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2017. En la citada memoria se establecía dicho valor de forma que los flujos de caja generados por los ingresos de los peajes,

descontados a un tipo de interés, fueran superiores al VAN de la retribución de los elementos implicados en la operación, a lo largo de la vida útil de una instalación promedio, aunque en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre finalmente publicada no se incluyó la modificación de este peaje. Sin entrar a valorar la metodología de cálculo, se entiende necesaria la actualización de los valores implicados en el cálculo del coste horario

Respecto a los tramos definidos, cabría justificar en mayor medida la introducción del tamaño inferior a 2.000 m³, máxime teniendo en cuenta que la variable de segmentación no queda clara en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Adicionalmente, en relación con la determinación del término variable se indica que el mismo debería considerar los costes variables de las infraestructuras asociadas a la prestación del servicio, sin ningún tipo de “coeficiente de seguridad” al objeto que los usuarios de dicho servicio paguen, únicamente por el coste de prestación del servicio.

Al respecto, se debería justificar en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el motivo de las diferencias de los términos variables de los distintos servicios.

- La propuesta de Orden define una estructura de peajes diferente para el servicio de corto plazo (spot). Al respecto cabe señalar que, la estructura de los peajes debe ser resultado de la metodología de asignación y que el peaje del servicio de corto plazo no se corresponde con la metodología empleada en el cálculo de los términos de facturación correspondiente.

En todo caso, dado el diferencial de precios del servicio de carga de corto plazo respecto del resto de los peajes, se indica que será de escasa utilización por los agentes.

Al respecto, se indica que para algunos volúmenes de carga resulta más económico contratar el servicio de 30 días pagando el término fijo asociado a las tres cargas, pero realizando una única carga, que a la contratación del servicio spot. En particular, el servicio de corto plazo únicamente resulta atractivo para tamaños de buque comprendidos entre 2.000 m³ y 9.000 m³.

- Se considera que se debería establecer el esquema de penalizaciones previsto en el Real Decreto 335/2018, a efectos de evitar arbitrajes por parte de los agentes entre las distintas modalidades de peajes.
- Se debería aclarar que el término variable aplicable para los servicios durante 30 días y 90 días es igual al correspondiente a 365 días (0,388

€/MWh) dado que, pese a que en la Memoria sí queda clara la intención del legislador, ésta no se ha incluido en la redacción de la propuesta de Orden.

- Dado que estamos ante un negocio incipiente, abundando en la necesidad de adaptar el servicio a las necesidades del mercado, y teniendo en cuenta la habilitación establecida en el Real Decreto 335/2018, se propone diferenciar el servicio de corto plazo como el contratado con posterioridad a la fecha de cierre de la programación mensual, por tanto “spot” y además reducir el número de cargas del servicio a 30 o 90 días a una carga al mes.

6.20.4. Sobre el Peaje de acceso al punto virtual de balance en distribución

En la Propuesta de Orden se propone incluir un nuevo apartado Décimo al Anexo I de la Orden IET/2446/2013 de 27 de diciembre, mediante el cual se establece el Peaje de Acceso al Punto Virtual de Balance aplicable al biogás inyectado en una red de distribución.

Dicho servicio se encuentra incluido en la lista de servicios del anexo I del Real Decreto 984/2015, habiéndose establecido su estructura en el artículo primero del Real Decreto 335/2018.

En la exposición de motivos se justifica la urgencia de su publicación, al haber manifestado varios usuarios su intención de contratar de dicho servicio.

Dicho peaje se configura únicamente mediante un Término fijo “Tfr” que se establece en 0 €/kWh/mes, justificado (i) porque aunque el gas inyectado a través desde la red de distribución se reconocerá comercialmente en el Punto Virtual de Balance de la red de Transporte y Distribución, será consumido siempre en la red de distribución, por lo que no resulta razonable cargar a este gas con el coste de transporte de alta presión y, (ii) porque unos peajes competitivos de inyección fomentarán la producción de biogás, combustible renovable que contribuirá a cumplir los objetivos de reducción de emisiones de CO₂.

Al igual que para los peajes anteriores, la propuesta de Orden indica que estos valores tienen carácter provisional hasta que se publiquen los valores definitivos de acuerdo a la metodología de cálculo que debe elaborar la Comisión Nacional de los Mercado y la Competencia.

Consideraciones de la CNMC

La competencia para la elaboración por parte de la CNMC de la metodología de peajes de acceso a las redes de gas, y en particular la del peaje de inyección de

biogás en la red de distribución, deriva de la normativa de la UE mencionada en el apartado de consideraciones previas. Se considera por ello urgente que se proceda a la correcta trasposición de la citada normativa, de forma que se permita a la CNMC, entre otros, establecer la estructura y los valores definitivos que correspondan al peaje que se contempla en la presente propuesta de Orden con carácter provisional.

Se indica que la no utilización de la red de transporte por parte de los usuarios del citado peaje no determina, automáticamente, que el peaje deba ser nulo, sino que en dicho peaje no se deberá incluir el coste de las redes de transporte. No obstante, actualmente existe una instalación conectada a la red de transporte que inyecta biogás en dicha red y que hace frente al peaje de entrada a la red de transporte (peaje de entrada al punto virtual desde la red de transporte), por lo que el establecimiento de un peaje nulo de entrada a la red de distribución podría introducir un incentivo a dicha planta y a las futuras a conectarse en distribución a efectos de minorar su factura.

En este sentido, esta Sala considera que el tratamiento dado a las inyecciones de biogás debería ser el mismo, independientemente de punto de conexión de la instalación.

Finalmente, se indica que, pese al establecimiento de un peaje de entrada a la red de distribución nulo, el productor debe proceder a contratar la correspondiente capacidad de entrada al sistema y emitir la correspondiente factura, siendo ambos elementos necesarios para que la CNMC pueda realizar las labores de seguimiento y control que tiene encomendadas en la normativa vigente.

6.21. Anexo II. Anualidades de derechos de cobro reconocidos correspondientes al año 2019

El Anexo II de la Propuesta recoge las anualidades calculadas aplicando el tipo de interés definitivo, la participación de cada uno de los agentes en la anualidad del año 2019 y, en su caso, los saldos a liquidar entre anualidades provisionales y definitivas del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, de los desajustes entre ingresos y costes de los años 2015, 2016 y 2017 y del desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.

Además, para el desajuste entre ingresos y costes del año 2017 se incluye la participación de los agentes en el propio desajuste y la participación en la anualidad del año 2018.

Consideraciones de la CNMC

En el cuadro incluido en el apartado 1.a del Anexo II con las anualidades del derecho de cobro relativo al Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, se ha detectado un error en el importe de intereses correspondiente a la anualidad del año 2031.

Dado que el derecho de cobro quedaría satisfecho el 24 de noviembre de 2031, se deben prorratear los intereses, teniendo en cuenta el número de días entre el 01/01/2031 y el 24/11/2031, considerando el criterio ACT/365.

Así, en 2031 los intereses ascenderían a 609.236,72 €, y la anualidad a 62.018.801,32 €, debiéndose corregir ambos importes en el cuadro 1.a del Anexo II.

En cuanto al apartado 2.b sobre la participación de cada uno de los agentes en la anualidad del año 2019 del desajuste temporal entre ingresos y costes del año 2015, se señala lo siguiente:

- Con fecha 22/07/2016, la Junta General de accionistas ha adoptado el acuerdo de cambio de denominación social de Gas Natural Distribución SDG, S.A., a Gas Natural Catalunya SDG, S.A.
- Gas Directo, S.A. ha llevado a cabo una operación de escisión total a favor de Gas Natural Madrid SDG, S.A. y Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A., y se ha extinguido.

Por último, en el Anexo II, apartado 4.b, de la propuesta de orden se deberían recoger los importes del Cuadro 32, con las anualidades correspondientes al desajuste del ejercicio 2017 calculadas con el tipo de interés definitivo del 0,923%.

Asimismo, el apartado 4.c debería mostrar la participación de cada uno de los agentes en la anualidad correspondiente al año 2018, calculada a partir del tipo de interés definitivo del 0,923%, tal y como se muestra en el Cuadro 34.

Cuadro 34. Participación de cada uno de los agentes en la anualidad del año 2018 correspondiente al desajuste del ejercicio 2017

Empresa	Anualidad 2018 (€)
Enagas Transporte, S.A.U.	181.977,03
Enagas Transporte del Norte, S.A.	4.788,53
Nedgia Catalunya, S.A.	69.649,25
Nedgia Aragón, S.A.	1.057,30
Nedgia Redes Distribución Gas, S.A.	2.697,15
Nedgia CEGAS, S.A.	21.349,58
Nedgia Andalucía, S.A.	11.099,99
Nedgia Castilla-La Mancha, S.A.	7.995,45
Nedgia Castilla y León, S.A.	12.616,88
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	1.171,26
Nedgia Galicia, S.A.	6.089,43
Nedgia Navarra, S.A.	5.911,38
Nedgia Rioja, S.A.	2.426,24
Nedgia Madrid, S.A.	23.661,94
Naturgy Almacenamientos Andalucía, S.A.	1.364,15
Redexis Gas, S.A.	18.509,44
Redexis Infraestructuras, S.L.	5.273,33
Redexis Gas Murcia, S.A.	2.940,93
Nortegas Energía Distribución, S.A.	29.937,66
Tolosa Gasa, S.A.	136,14
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.200,70
D.C. Gas Extremadura, S.A.	2.043,84
Madrileña Red de Gas, S.A.	22.674,22
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (Saggas)	13.064,30
Regasificadora del Noroeste, S.A. (Reganosa)	9.539,13
BBG (Bahía de Bizkaia Gas)	9.591,31
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	9,99
TOTAL	468.776,56

Fuente: CNMC

6.22. Anexo III Tarifa de alquiler de contadores y equipos de teled medida para el año

El Anexo III de la Propuesta recoge las tarifas de alquiler de contadores y equipos de teled medida para el año 2019 para presiones inferiores a 4 bar:

Consideraciones de la CNMC

En relación con el Anexo III de la Propuesta de Orden se realizan los siguientes comentarios

1. Respecto de los valores publicados, estos son básicamente los mismos que figuraban en la Propuesta de Orden *por la que se establecen los precios del alquiler de contadores de gas natural y equipos de telemedida para consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar* –informada por la Sala de Supervisión Regulatoria el 3 de octubre de 2018- , salvo por las siguientes erratas al identificar el caudal en las fronteras de las categorías de aplicación de los mismos, en el punto a) relativo a contadores para caudal hasta 10 m³/h:

- Para aplicación del precio de 0,58 €/mes: se debe de indicar caudal “Menor o igual a 6 m³/h” y no “Hasta 6 m³/h”.
- Para aplicación del precio de 0,61 €/mes: se debe de indicar caudal “Mayor a 6m³/h y menor o igual a 10 m³/h” y no “Mayor o igual a 6 m³/h y hasta 10 m³/h”.

Estos errores, que se reflejaron inicialmente en la Orden ETU/1283/2017, estaban ya corregidos en la Propuesta original de Orden informada por la Sala el 3 de octubre de 2018.

2. Por otro lado, se propone que se modifique el título del Anexo III de la Propuesta del siguiente modo: “Tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el año ~~2018~~ 2019 para presiones menores o iguales a 4 bar”.

6.23. Fe de erratas

- En la página 5, en los antecedentes se indica que “*se modifica el apartado segundo del anexo I*” cuando debería indicarse “*se modifican los apartados **segundo y cuarto***”
- En el título del artículo 5 se hace referencia al *Real Decreto 12/2014, de 3 de octubre*, cuando debería indicarse *Real Decreto 13/2014, de 3 de octubre*.
- En el apartado 1 del artículo 12 de la propuesta de orden en lugar de “(...). *Los intereses han sido calculados aplicando un tipo de interés definitivo del 1,201% conforme a la metodología expuesta en el artículo 10*”, debería decir “(...). *Los intereses han sido calculados aplicando un tipo de interés definitivo del 1,201% conforme a la metodología expuesta en el artículo **7***”.

- En el apartado 1 del artículo 13 de la propuesta de orden en lugar de “*Los intereses incluidos en las anualidades siguientes han sido calculados aplicando la metodología expuesta en el artículo 5 de la presente orden*”, debería decir “*Los intereses incluidos en las anualidades siguientes han sido calculados aplicando la metodología expuesta en el artículo 7 de la presente orden*”.
- En el apartado cuatro, punto c, de la disposición final segunda para los servicios puntuales (spot) están intercambiados los títulos 1 y 2.

ANEXO I. INFORME PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2017 Y 2018

**ANEXO II. ALEGACIONES DE LOS
MIEMBROS DEL CONSEJO
CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

(CONFIDENCIAL)**