



**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 2017**

IPN/CNMC/028/16

21 de diciembre de 2016

Índice

<u>1. Antecedentes</u>	<u>5</u>
<u>2. Fundamentos Jurídicos</u>	<u>6</u>
<u>3. Contenido de la propuesta de Orden</u>	<u>9</u>
<u>4. Consideraciones generales</u>	<u>12</u>
4.1. Sobre las competencias de la CNMC en la determinación de los peajes y cánones	12
4.2. Sobre el contenido de la propuesta de Orden	16
4.3. Sobre el escenario de demanda previsto para el cierre de 2016 y 2017	16
4.4. Sobre los ingresos previstos para el cierre de 2016 y 2017	28
4.5. Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2016	32
4.5.1. Sobre el desajuste previsto	32
4.5.2. Tipo de interés aplicable	33
4.5.3. Anualidad	34
4.6. Sobre los aspectos retributivos para el ejercicio 2017 contenidos en la Propuesta de Orden	35
4.7. Sobre la retribución de la Actividad de Transporte	36
4.8. Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo	38
4.9. Sobre la retribución de la Actividad de Regasificación	40
4.10. Sobre la retribución de la Actividad de Distribución	42
4.11. Sobre la sostenibilidad económica prevista para 2017	48
4.12. Sobre los peajes y cánones de la propuesta de Orden	49
4.12.1. Sobre los peajes del Grupo 3	49
4.12.2. Sobre peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima	53
4.12.3. Sobre el Peaje de trasvase de GNL a buques	54
<u>5. Consideraciones particulares</u>	<u>59</u>
5.1. Artículo 2. Revisión de la retribución de los años 2015 y 2016	59
5.2. Artículo 4 sobre régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares	60
5.3. Artículo 5 sobre aplicación de los costes de extensión de vida útil a las plantas de regasificación	64
5.4. Artículo 6. Déficit del sistema gasista en 2014	68
5.5. Artículo 7. Desajuste temporal entre ingresos y gastos del año 2015	71

5.6. Artículo 8. Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel	76
5.7. Artículo 9. Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto – ley 13/2014, de 3 de octubre	78
5.8. Artículo 10. Productos de capacidad de almacenamiento subterráneo	80
5.9. Artículo 11. Procedimiento de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo	84
5.10. Artículo 12. Sujetos habilitados para participar en el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo básico	87
5.11. Artículo 13. Habilitación para negociar nuevos productos en MIBGAS	88
5.12. Disposición Adicional Primera. Mandatos a la CNMC	92
5.13. Disposición Adicional Segunda. Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento	95
5.14. Disposición Adicional Tercera. Precio a aplicar por los comercializadores de último recurso a los consumidores sin contrato de suministro	96
5.15. Disposición Transitoria Primera. Adaptación de contratos	97
5.16. Disposición Transitoria Tercera. Retribución del Operador del Mercado de gas	98
5.17. Disposición Transitoria Cuarta. Coeficientes de extensión de vida útil de plantas de regasificación a los costes de operación y mantenimiento variables de los años 2014 a 2016	99
5.18. Disposición Derogatoria única. Derogación normativa	101
5.19. Disposición Final Primera. Modificación de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09.	101
5.20. Disposición Final Segunda. Modificación de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso a terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas	102
5.21. Disposición Final Tercera. Modificación 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.	105
5.21.1. Modificación de las condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones	105
5.21.2. Modificación de los coeficientes aplicables a los peajes de acceso a las instalaciones gasistas con duración inferior a un año	105

5.22. Disposición final cuarta. Gasolina de protección	109
5.23. Disposición final sexta. Entrada en vigor.	114
5.24. Anexo I	¡Error! Marcador no definido.
6. Otras consideraciones	115
6.1. Sobre la armonización de las solicitudes de información relacionadas con las previsiones de la CNMC de demanda, ingresos y retribución	115
<u>ANEXO I - INFORME PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2016 Y 2017</u>	116
<u>ANEXO II - CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN</u>	117
<u>ANEXO III - ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS</u>	132

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 2017

Expediente nº: IPN/CNMC/028/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 21 de diciembre de 2016

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 2017”*:

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 de la propuesta de retribución para 2017 de las actividades reguladas del sector de gas natural, la previsión del desvío del ejercicio 2016 y la previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración para establecer para 2017 la retribución de las actividades reguladas, las tarifas de último recurso y los peajes de acceso del gas natural, esta Sala remitió, el pasado 10 de noviembre de 2016, Informe de previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 (en adelante, Informe de previsión CNMC, incluido en el Anexo I del presente informe).

El 2 de diciembre de 2016 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 2017, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2.a) 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 2 de diciembre del 2016 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 III 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.

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.

Finalmente, 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.

3. Contenido de la propuesta de Orden

La Propuesta de Orden consta de una exposición de motivos, trece artículos, cuatro disposiciones adicionales, cuatro disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, seis disposiciones finales y un anexo.

En particular, en el **artículo 1** se establece que el objeto de la propuesta de Orden es 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**, la revisión de la retribución de los años 2015 y 2016;
- **Artículo 3**, las cuotas destinadas a fines específicos
- **Artículo 4**, el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares
- **Artículo 5**, la aplicación de los costes de extensión de vida útil a las plantas de regasificación
- **Artículo 6**, el déficit del sistema gasista en 2014
- **Artículo 7**, el desajuste temporal entre ingresos y gastos del año 2015
- **Artículo 8**, la retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel.
- **Artículo 9**, el reconocimiento de retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre
- **Artículo 10**, los productos de capacidad de almacenamiento subterráneo
- **Artículo 11**, el procedimiento de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo
- **Artículo 12**, los sujetos habilitados para participar en el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo básico
- **Artículo 13**, la habilitación para negociar nuevos productos en MIBGAS

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

- Un mandato a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para que elabore un estudio de las instalaciones de vaporización de las plantas de regasificación que han superado su vida útil regulatoria y que se encuentren en extensión de vida útil, a los efectos de determinar cuáles de las mismas pueden darse de baja sin menoscabo de la seguridad del sistema y del grado de cobertura para cubrir las futuras necesidades de suministro del sistema gasista.
- Los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento para el año 2017.
- El precio a aplicar por los comercializadores de último recurso a los consumidores sin contrato de suministro.
- Las cantidades a reconocer en concepto de desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.

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

- El procedimiento de facturación aplicable en caso de que aquellos contratos firmados con anterioridad al 1 de octubre de 2016, fuera necesario utilizar productos de duración inferior al año para completar la duración del contrato original.
- El peaje temporal para usuarios de la tarifa de materia prima hasta el 31 de diciembre de 2018.
- La retribución del Operador de Mercado de Gas para 2017
- Los coeficientes de extensión de vida útil de plantas de regasificación aplicado a los costes de operación y mantenimiento variable de los años 2014 a 2016.

En la **disposición derogatoria** se derogan las siguientes disposiciones:

- La disposición adicional primera “Precio a pagar por consumidores sin contrato de suministro” de la Orden ITC/3861/2007
- Los artículos 8 y 9 de la sección 2ª “Subastas” del capítulo II “Asignación de capacidad” de la Orden ITC/3862/2007
- La disposición adicional primera “Organización de subasta” de la Orden ITC/863/2009
- El artículo 5 de la Orden IET/2446/2013 y el apartado 7 del artículo 4 de la Orden IET/2812/2012

Por último, la propuesta de Orden incluye **seis disposiciones finales**:

- La disposición final primera modifica el apartado 9.6.1 de la NGTS-09 aprobada por la Orden ITC/3126/2005
- La disposición final segunda modifica la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas

- La disposición final tercera modifica diversos artículos de la Orden IET/2446/2013. En particular dicha disposición modifica las condiciones generales de contratación, los requisitos de telemida necesarios para aplicar productos de capacidad inferior a un año, la información a remitir sobre los clientes telemidados por la distribuidora, los peajes de trasvase de GNL a buques, y los coeficientes a aplicar para los peajes de duración inferior a un año.
- La disposición final cuarta establece la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2018, el plazo previsto en el apartado 1 de la disposición transitoria segunda del RD 61/2006.
- La disposición final quinta establece que la Secretaria de Estado de Energía dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de la orden.
- La disposición final sexta establece la entrada en vigor de la orden a las cero horas del 1 de enero de 2017.

Finalmente, en el Anexo se establece la retribución de las actividades reguladas.

4. Consideraciones generales

4.1. Sobre las competencias de la CNMC en la determinación de los peajes y cánones

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE reconoce como uno de los aspectos fundamentales para la creación del mercado interior de gas natural, el establecimiento de tarifas de acceso al transporte. En este sentido, el considerando 23 y el artículo 41 de esta Directiva determinan, por una parte, la necesidad de adoptar medidas para “*garantizar tarifas de acceso transparentes y no discriminatorias al transporte*” y, por otra parte, que las autoridades regulatorias tendrán, entre otras competencias, la de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución, o sus metodologías, velando porque no sean discriminatorias y no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro.

La Nota Interpretativa de la Comisión Europea de 22 de enero de 2010 relativa a las Autoridades Reguladoras precisa el alcance de tal función de la ARN, definiendo la misma entre las “core duties” del regulador o función nuclear del mismo.

El Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005 tiene por objeto establecer normas no discriminatorias sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado interior del gas. Este objetivo incluye la fijación de principios armonizados para las tarifas de acceso a la red o de sus métodos de cálculo.

En relación con las tarifas de acceso, el artículo 13 del citado Reglamento (CE) nº 715/2009 determina que las tarifas de acceso, o los métodos para calcularlas, deberán respetar los principios de transparencia y no discriminación entre distintos usuarios, evitarán subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red, proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte y no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo de las diferentes redes de transporte. Adicionalmente, establece que las tarifas para los usuarios de la red se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Por último, establece que cuando las diferencias en las estructuras tarifarias o en los mecanismos de balance constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 41, apartado 6, de la Directiva 2009/73/CE, todos los gestores de redes de transporte fomentarán activamente, en estrecha colaboración con las autoridades nacionales competentes, la convergencia de

las estructuras tarifarias y de los principios de tarificación incluyendo también los relativos al balance.

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia incluye entre las funciones de dicha Comisión, la de establecer mediante Circular, previo trámite de audiencia y siguiendo 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, especificando que la metodología de cálculo consiste en la asignación eficiente de los costes regulados establecidos por el Gobierno a los usuarios de las infraestructuras conforme a la estructura de peajes definida por el Gobierno.

En cumplimiento de dicha función el 22 de enero de 2014 se remitió al Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH) la “Propuesta de CIRCULAR X/2014, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas” para que remitieran los observaciones que consideraran oportunas en el plazo de dos meses.

No obstante, teniendo en cuenta la modificación¹ introducida en la Ley 24/2013, de 22 de diciembre, en relación con las competencias de la CNMC en relación con la metodología de cálculo de los peajes de transporte y distribución de acceso a las redes de electricidad, se optó por posponer el desarrollo de la metodología para la determinación de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas.

Al respecto se indica que, la disposición transitoria primera del citado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, dispuso que hasta que dicha comisión no establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas y de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima.tercero.1.decimonovena.iv de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada ley así como lo 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 órdenes de desarrollo.

En el marco del proceso iniciado con la comunicación de la Comisión Europea de febrero de 2015 sobre la incorrecta aplicación de las Directivas 2009/72/EC

¹ Mediante la disposición final cuarta de la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología, modificó artículo 16.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico a efectos de atribuir de forma expresa al Gobierno –y no la CNMC- la competencia para establecer la estructura y condiciones de aplicación de los peajes de acceso a las redes, lo que deja sin efecto los apartados 6 (Definición de los peajes de transporte y distribución) y 7 (Períodos horarios de los peajes de transporte y distribución) la Circular 3/2014 e imposibilita su aplicación.

y 2009/73/EC al ordenamiento español, el 29 de septiembre de 2016 la misma remitió al Gobierno un dictamen motivado, en el que instaba a cumplir plenamente las disposiciones del tercer paquete energético, dándole un plazo de dos meses para que modificará la normativa española, tras lo cual, la Comisión podría decidir remitir el asunto al Tribunal de Justicia de la UE.

En relación con las metodologías para el establecimiento de precios regulados, y según la información disponible², el Dictamen motivado cuestiona en concreto la correcta transposición de la Directiva 2009/73/CE a nuestro ordenamiento jurídico en cuanto a las funciones de la ARN en esta materia.

Así en este ámbito se debe entender que la Autoridad Regulatoria Independiente debe determinar la retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, la estructura de tarifas y las condiciones de aplicación de las mismas y las reglas de asignación de la retribución a los precios regulados.

Por otra parte cabe señalar que, el pasado 30 de septiembre de 2016³ fue aprobado en Comitología el Reglamento⁴ (UE) .../... de la Comisión por el que se establece un código sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, esperándose su publicación en el primer trimestre de 2017. El citado Reglamento tiene por objeto fijar las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas e incluye, entre otros aspectos, normas sobre la metodología de determinación de peajes de transporte, sobre el proceso de elaboración de la metodología, sobre la supervisión de la metodología por parte de ACER, sobre la información que debe publicarse junto con peajes de transporte. En particular, de acuerdo con el citado Reglamento la NRA debe establecer los siguientes aspectos:

- Determinación del régimen retributivo, de la retribución reconocida y del periodo regulatorio (art.3)
- Determinación de los servicios asociados y no asociados al transporte (artículo 4)
- Elección de la metodología de referencia (artículos 3 y 4 y Capítulos VII y VIII). Entre otros aspectos la metodología de referencia incluye la definición de la estructura de tarifas, el procedimiento de asignación de la retribución reconocida, la determinación de tarifas de corto plazo y determinación de tarifas interrumpibles

² La nota de prensa de la CE sobre dicho asunto se encuentra disponible en: http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3125_es.htm.

³ Véase <http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=search.documentdetail&2/8ylMPJazM32hquYBd73ruGsDYJj9fl/k1jm+UQXaMXV3U4/r7rgJvJWdYwELHg>.

⁴ El Código de Red aprobado en Comitología se encuentra disponible en: <http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=search.documentdetail&2/8ylMPJazM32hquYBd73uZReW8oCf3mPKV0HLC8sLTVqHZGdlwy2rS97ztb5t8b>

- Definición de los pagos Inter-TSO cuando existen más de un TSO en la red de transporte y la metodología es única (art. 10).
- Procedimiento de reconciliación de la retribución reconocida a cada transportista y la retribución efectivamente percibida (Capítulo IV).
- Aprobación del reparto de la prima de la subasta de la capacidad en las interconexiones (artículo 21).
- Decisión sobre la de una prima mínima obligatoria cuando en las subastas de capacidad incremental(artículo 33)
- Destino de las primas de las subastas (artículo 19)

Adicionalmente, el Reglamento impone a la Autoridad Regulatoria una serie de obligaciones relativas al procedimiento de establecimiento de la metodología de cálculo y la información que debe acompañar a la publicación de las tarifas, que incluyen múltiples aspectos relacionados con la estructura. Al respecto se indica que, conforme al marco legal vigente español, es el Ministerio y no la Autoridad Regulatoria la que publica las tarifas de acceso a las infraestructuras.

Cabe señalar, que el citado reglamento, si bien únicamente es aplicable a la actividad de transporte, no modifica, con carácter general, las competencias atribuidas a la autoridad reguladora, sino que clarifica el alcance de las citadas competencias. Por tanto, las competencias que el citado reglamento atribuye a la autoridad reguladora en la actividad de transporte, son extensibles al resto de las actividades reguladas, esto es, actividad de regasificación, distribución y almacenamiento subterráneo.

En línea con todo lo anterior, cabe señalar que el nuevo paquete de medidas regulatorias lanzado por la Comisión Europea el pasado 30 de noviembre de 2016, aclara de forma específica la asignación a la ARN de la función de establecer las tarifas y sus metodologías. Asimismo, se contempla la propuesta por parte de ACER de elaboración de un código de armonización de tarifas de transporte de electricidad que, previsiblemente, establecerá obligaciones similares para las autoridades regulatorias nacionales en el sector eléctrico

Teniendo en cuenta la inconsistencia entre las competencias dadas al regulador en la normativa europea y las recogidas en la normativa nacional, la existencia del Dictamen motivado de la Comisión Europea y que los Reglamentos son de aplicación directa se hace necesario que, de forma urgente, se proceda a aprobar las modificaciones legislativas necesarias para adecuar las competencias de las CNMC a las contenidas en la Directiva y los Reglamentos de desarrollo y a las que tiene el resto de reguladores europeos.

Por otra parte, cabe señalar que para desarrollar la metodología en el marco de la normativa vigente sería necesario definir con anterioridad la estructura de peajes vigente. En este sentido, se indica que el Gobierno definió la estructura de peajes y cánones y condiciones de aplicación de los mismos en el Real Decreto 949/2001, si bien ha venido modificado dicha estructura en sucesivas

órdenes de peajes⁵, sin que en las mismas se establezca las condiciones de aplicación de los mismos, aspecto necesario para la definición de la metodología.

En cualquier caso se advierte de que, contrariamente a lo señalado en el punto 21.3.e de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el peaje de trasvase de GNL a buques, al igual que el resto de peajes actuales de regasificación o todos aquellos que determine la CNMC, se encuentran incluidos entre las competencias de la CNMC. Por tanto, la modificación de dicha estructura es contraria a la normativa comunitaria y gravemente desafortunada teniendo en cuenta el expediente abierto contra el Reino de España anteriormente referido.

4.2. Sobre el contenido de la propuesta de Orden

La propuesta de Orden no establece la totalidad de las disposiciones aplicables que regulan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, sino que establece, únicamente, modificaciones sobre la normativa vigente.

Por tanto, la regulación de los anteriores aspectos se distribuirá entre la orden IET/2446/2013, la orden IET/2445/2014, la orden IET/2736/2015 y la propuesta de Orden, modificando la citada propuesta elementos regulados en la orden IET/2446/2013.

A pesar de que dicha técnica legislativa es correcta, se consideraría más adecuado que la propuesta de Orden refundiera toda la regulación contenida en dichas órdenes, facilitando, con ello, la consulta de la regulación vigente a todos los agentes del sector.

4.3. Sobre el escenario de demanda previsto para el cierre de 2016 y 2017

⁵ Se indica que el Tribunal Supremo en su sentencia del 11 de octubre de 2011 relativa al recurso 74/2010 ha cuestionado la introducción de peajes mediante órdenes ministeriales. En concreto, el TS en relación con la atribución al Gobierno, que realiza en el apartado segundo del artículo 25 del RD 949/2001 ha señalado lo siguiente: “[...]No es posible, sin embargo, deducir de este precepto las consecuencias que el Abogado del Estado propugna pues, cualquiera que sea la interpretación que se quiera dar a la expresión -ciertamente ambigua- ‘modificación de la estructura de peajes’, aquel apartado no permite la creación ex novo de peajes por mera decisión ministerial –incluso precedida del acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos- sino tan sólo la variación en los parámetros o elementos significativos de los que el Real Decreto 949/2001 establece.”. Sentencia disponible en <http://www.poderjudicial.es/search/doAction?action=contentpdf&databasematch=TS&referen ce=6158353&links=%2274%2F2010%22&optimize=20111031&publicinterface=true>

Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

En el Cuadro 1 se compara la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2016 y 2017 por el Ministerio (según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden), por el GTS, por las empresas y por la CNMC.

En relación con la demanda prevista para el cierre de 2016, la propuesta de Orden estima que se reducirá en un 1,5% respecto de la registrada en 2015, consecuencia de una reducción del 2,7% de la demanda industrial y destinada a generación eléctrica⁶ y un incremento del 3,3% de la demanda doméstica (grupo 3).

Dicho escenario ha sido confeccionado considerando la demanda industrial y destinada a generación eléctrica prevista por esta Sala para 2016 (243,6 TWh) y una demanda doméstica (65,7 TWh) un 1% superior a la prevista por el GTS (65,0 TWh), un 0,6% superior a la prevista por esta Sala (65,3 TWh) y un 5,1% inferior a la prevista por las empresas (69,2 TWh)

⁶ Incluye la demanda del grupo 1, grupo 2, interrumpible, materia prima, y la demanda de los consumidores industriales abastecidos mediante GNL.

Cuadro 1. Demanda de gas natural prevista el cierre de 2016 y 2017 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	
2015 Real	Previsión de cierre 2016	Previsión 2017	2016 vs 2015	2017 vs 2016	Previsión cierre 2016	Previsión 2017	
A. Demanda generación eléctrica							
Previsión OM		n.d	59,6	n.d	n.d		
Previsión GTS	61,2	53,8	59,2	-12,1%	10,1%		
Previsión OS - GTS		n.d	54,6	n.d	n.d		
Previsión empresas		47,4	51,3	-22,5%	8,1%		
Previsión CNMC		52,2	55,8	-14,7%	7,0%		
B. Demanda Industrial							
Previsión OM		n.d	198,3				
Previsión GTS	189,1	197,8	199,9	4,6%	1,1%		
Previsión empresas		191,5	193,8	1,3%	1,2%		
Previsión CNMC		191,4	193,0	1,2%	0,8%		
C. Demanda generación eléctrica e industrial (A) + (B)							
Previsión OM		243,6	257,9	-2,7%	5,9%		
Previsión GTS	250,3	251,5	259,1	0,5%	3,0%	3,3%	
Previsión empresas		239,0	245,1	-4,5%	2,6%	-1,9%	
Previsión CNMC		243,6	248,8	-2,7%	2,1%	0,0%	
D. Doméstico							
Previsión OM		65,7	67,2	3,3%	2,3%		
Previsión GTS	63,6	65,0	65,5	2,3%	0,7%	-1,0%	
Previsión empresas		69,2	72,0	8,8%	4,1%	5,4%	
Previsión CNMC		65,3	64,9	2,7%	-0,6%	-0,6%	
E. TOTAL (C) + (D)							
Previsión OM		309,3	325,1	-1,5%	5,1%		
Previsión GTS	313,9	316,6	324,6	0,9%	2,5%	2,4%	
Previsión empresas		308,2	317,1	-1,8%	2,9%	-0,4%	
Previsión CNMC		308,9	313,7	-1,6%	1,5%	-0,1%	

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

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

Al respecto se indica que, la previsión de la demanda de la CNMC para el cierre del ejercicio 2016 y para 2017 se ha elaborado tras contrastar las variables de facturación previstas en cada uno de los escenarios proporcionados por los agentes con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y con la información remitida por los agentes en aplicación de la Circular 5/2008, de 22 de diciembre, de la Comisión Nacional de Energía (actualmente CNMC), de información para el mercado minorista español de gas natural. Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

En relación con la demanda prevista para 2017, la propuesta de Orden estima que se incrementará un 5,1% sobre la prevista para el cierre de 2016,

consecuencia de un incremento del 5,9% de la demanda industrial y destinada a generación eléctrica y un incremento del 2,3% de la demanda doméstica (grupo 3).

Cabe señalar que el incremento de demanda previsto en la propuesta de Orden (5,1%), tanto a nivel global, como considerando, por un lado, la demanda industrial y la destinada a generación eléctrica y, por otro, la demanda convencional, es muy superior al previsto por el resto de agentes, tal y como se detalla en el Cuadro 1.

En concreto, el GTS estima que la demanda total prevista para 2017 se incrementará un 2,5%, las empresas transportistas y distribuidoras un 2,9% y la CNMC un 1,5%. El aumento previsto en la propuesta de Orden, según la Memoria que le acompaña, es también superior a la media móvil a 12 meses a noviembre de 2016, según la información publicada por el GTS (1%).

En consecuencia, la demanda de la propuesta de Orden es un 0,1% superior a la prevista por el GTS, un 2,5% superior a la prevista por las empresas y un 3,6% superior a la prevista por esta Sala.

Respecto de la demanda destinada de generación eléctrica, la propuesta de Orden la estima para 2017 en de 59,6 TWh, un 0,7% superior a la prevista por el GTS (59,2 TWh), un 9,1% superior al escenario central previsto por el OS y el GTS en su informe conjunto (54,6 TWh), un 16,2% superior a la prevista por las empresas (51,3 TWh) y un 6,8% a la prevista por la CNMC. La memoria que acompaña a la propuesta de Orden justifica dicha previsión “*como consecuencia del previsible incremento del hueco término por mayor exportación a Francia*”.

Respecto de la de la demanda industrial, cabe señalar que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden alcanzará 198,3 TWh en 2017, un 0,8% inferior a la prevista por el GTS, pero un 2,3% superior a la prevista por las empresas y un 2,8% superior a la prevista por la CNMC. La memoria que acompaña a la propuesta de Orden indica que “*se espera un incremento significativo en el grupo 2 debido a las favorables perspectivas de crecimiento económico [...]*”

En relación con lo anterior se indica que, la demanda prevista para el Grupo 2 de la propuesta de Orden incluye la demanda asociada a generación eléctrica y la demanda industrial, por lo que se desconoce el aumento previsto para 2017 de la demanda industrial del Grupo 2. Según las previsiones de la propuesta de Orden la demanda total del grupo 2 aumentará un 5,2%.

Adicionalmente se señala que de acuerdo con el escenario macroeconómico presentado por el Gobierno el pasado 2 de diciembre⁷, se espera que el PIB se incremente en el año 2017 un 2,5%, por debajo de la previsión de incremento de 2016 (3,2%) e inferior al incremento registrado en 2015 (3,2%).

Cabe señalar que en el ejercicio 2015 la demanda industrial del grupo 2 se redujo un 0,1% y la media móvil a junio de 2016 es de un -0,8%, ambos datos de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Respecto de la demanda de los consumidores domésticos (grupo 3), la propuesta de Orden estima que aumentará en 2017 un 2,3%, por encima de la previsión del GTS (0,7%) y de la CNMC (-0,6%), aunque inferior a la previsión de las empresas (+4,1%).

La demanda prevista en la propuesta de Orden para el Grupo 3 resulta de multiplicar el número de consumidores previstos por la CNMC por “*la mejor estimación del consumo medio*”. En el Cuadro 2 se comparan los tamaños medios, en términos de kWh/consumidor y año, de la propuesta de Orden, del GTS, de las empresas distribuidoras y de la CNMC para 2017.

Se observa que los tamaños medios considerados en la propuesta de Orden son superiores a los previstos por el GTS y la CNMC e inferiores a los previstos por las empresas. Cabe destacar las diferencias existentes en los tamaños medios previstos para los peajes 3.3 y 3.4. En particular, el tamaño medio previsto para el peaje 3.3 es un 14,1% superior al previsto por el GTS y un 8,7% superior al previsto por la CNMC.

Cuadro 2. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para el cierre de 2017 por el MINETAD y la CNMC

	kWh/consumidor y año				Tasa de variación de la propuesta OM respecto de las previsiones de los agentes		
	Previsión OM	Previsión GTS	Previsión empresas	Previsión CNMC	Previsión GTS	Previsión empresas	Previsión CNMC
Grupo 3							
3.1	2.400	2.248	2.486	2.347	6,8%	-3,5%	2,2%
3.2	8.950	8.889	9.729	8.887	0,7%	-8,0%	0,7%
3.3	68.484	60.044	69.880	62.999	14,1%	-2,0%	8,7%
3.4	476.167	458.424	494.441	440.927	3,9%	-3,7%	8,0%
3.5	17.109.612	16.628.042	19.035.801	16.840.373	2,9%	-10,1%	1,6%

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

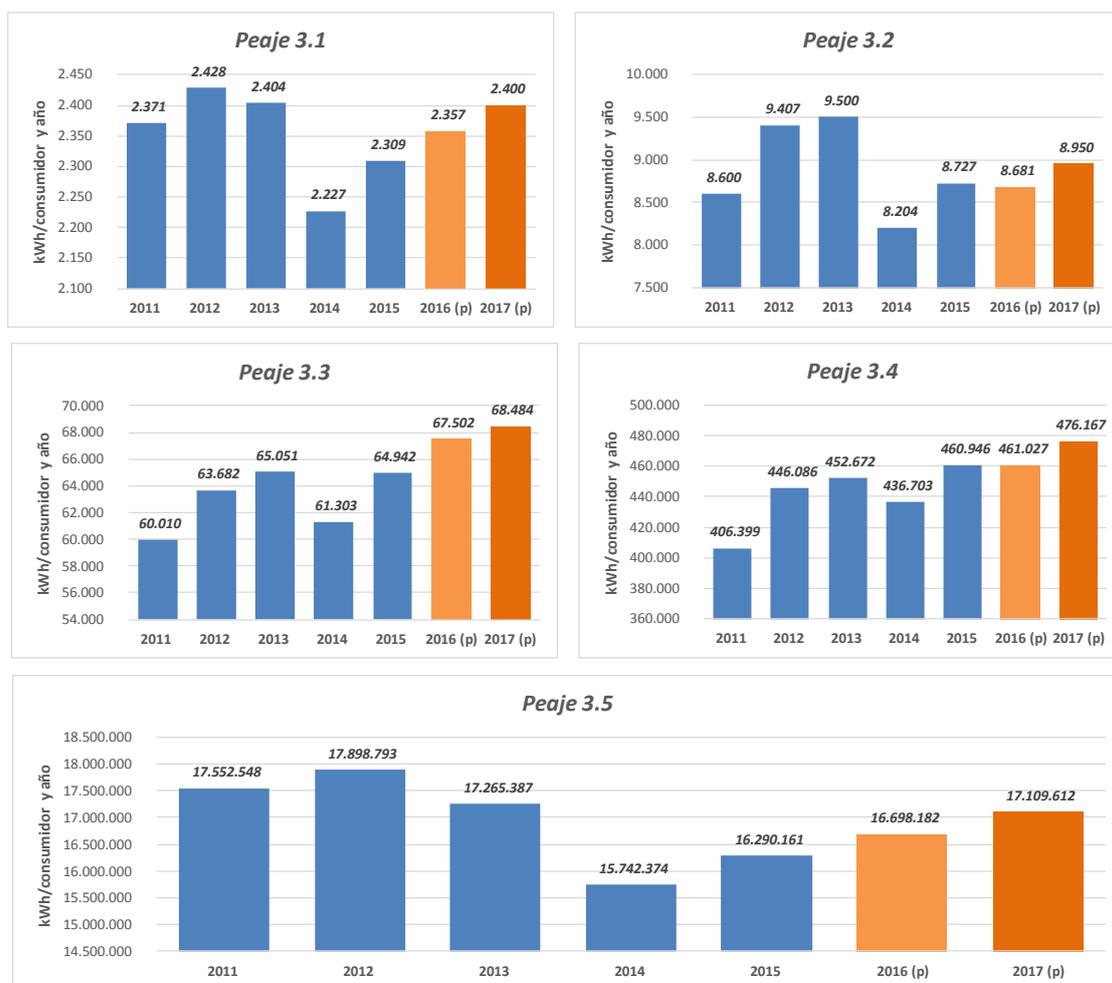
⁷ Disponible en

http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/prensa/noticias/2014/161202_np_presentacioncuadromacro.pdf

Adicionalmente se indica que los tamaños medios para dichos consumidores considerados en la propuesta de Orden son superiores a los registrados en 2014 y 2015, pero inferiores a los registrados entre 2012 y 2013, para los peajes 3.1, 3.2 y 3.5, y superiores a los registrados entre 2011 y 2015 para los peajes 3.3 y 3.4.

Se advierte que la demanda de los consumidores domésticos es muy sensible al efecto temperatura, por lo que los tamaños medios y, en consecuencia, el escenario de demanda previsto para 2017 tiene implícito unas temperaturas medias inferiores a las registradas en los últimos años, que en caso de no cumplirse afectarían negativamente a la previsión de demanda y en consecuencia a los ingresos regulados.

Gráfico 1. Tamaños medios previstos en kWh/consumidor y año por peaje del grupo 3 registrados entre 2011 y 2015 y considerados en la propuesta de Orden.



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

En el Cuadro 3 y Cuadro 4 se comparan las variables de facturación por grupo tarifario previstas en la propuesta de Orden y las previstas por la CNMC para el cierre del ejercicio 2016 y 2017.

Cuadro 3. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para el cierre de 2016 por el MINETAD y la CNMC

	Previsión propuesta OM				Previsión CNMC				% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Cientes	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Cientes	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Cientes	Capacidad facturada	Volumen
Grupo 1 Firme	100	484.865.712	109.410.899	61,8%	99	446.041.636	109.410.900	67,2%	1,3%	8,7%	0,0%
1.1	40	10.606.530	1.964.263	50,7%	40	10.264.467	1.964.263	52,4%	1,2%	3,3%	0,0%
1.2	32	104.268.210	19.349.554	50,8%	32	98.742.695	19.349.554	53,7%	0,9%	5,6%	0,0%
1.3	28	369.990.972	88.097.082	65,2%	27	337.034.474	88.097.082	71,6%	1,9%	9,8%	0,0%
Grupo 2 Firme	3.702	483.608.298	117.245.154	66,4%	3.702	474.844.971	117.241.354	67,6%	0,0%	1,8%	0,0%
2.1	733	1.209.467	157.266	35,6%	733	1.214.123	157.267	35,5%	0,0%	-0,4%	0,0%
2.2	1.334	12.947.999	2.990.037	63,3%	1.334	14.834.720	2.992.712	55,3%	0,0%	-12,7%	-0,1%
2.3	1.027	74.710.304	13.530.987	49,6%	1.028	75.029.935	13.530.905	49,4%	0,0%	-0,4%	0,0%
2.4	362	84.842.838	19.409.487	62,7%	362	82.090.886	19.409.059	64,8%	0,0%	3,4%	0,0%
2.5	215	171.786.682	45.195.732	72,1%	215	169.465.208	45.192.798	73,1%	0,0%	1,4%	0,0%
2.6	31	138.111.008	35.961.645	71,3%	31	132.210.100	35.968.613	74,5%	1,1%	4,5%	0,0%
Grupo 2 Interruption					0	119.027	31.273	72,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%
Grupo 3	7.706.544	23.166.000	65.622.024	776,1%	7.663.987	23.388.622	65.310.457	765,0%	0,6%	-1,0%	0,5%
3.1	4.591.932	-	10.823.160		4.571.581		10.940.326		0,4%		-1,1%
3.2	3.042.366	-	26.411.863		3.022.033		25.920.611		0,7%		1,9%
3.3	23.850	-	1.609.913		23.508		1.550.265		1,5%		3,8%
3.4	48.121	-	22.185.088		46.592		22.306.522		3,3%		-0,5%
3.5	275	23.166.000	4.592.000	54,3%	273	23.388.622	4.592.732	53,8%	0,8%	-1,0%	0,0%
Materia prima	2	20.100.000	5.893.931	80,3%	2	18.446.226	5.893.931	87,5%	0,0%	9,0%	0,0%
Total	7.710.348	1.011.740.010	298.172.008	80,7%	7.667.790	962.840.481	297.887.915	84,8%	0,6%	5,1%	0,1%

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

Cuadro 4. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2017 por el MINETAD y la CNMC

	Previsión propuesta OM				Previsión CNMC				% variación propuesta de Orden sobre CNMC		
	Cientes	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Cientes	Capacidad facturada (MWh/día)	Volumen (MWh)	Factor de carga (%)	Cientes	Capacidad facturada	Volumen
Grupo 1 Firme	101	535.061.958	116.592.914	59,7%	99	446.041.636	113.095.297	69,5%	1,7%	20,0%	3,1%
1.1	41	30.138.781	3.467.346	31,5%	40	10.264.467	1.983.054	52,9%	3,1%	193,6%	74,8%
1.2	32	127.700.149	21.063.015	45,2%	32	98.742.695	19.587.708	54,3%	0,1%	29,3%	7,5%
1.3	28	377.223.028	92.062.553	66,9%	28	337.034.474	91.524.535	74,4%	1,3%	11,9%	0,6%
Grupo 2 Firme	3.697	537.690.574	124.383.090	63,4%	3.701	466.837.891	118.278.737	69,4%	-0,1%	15,2%	5,2%
2.1	725	2.424.906	191.448	21,6%	733	1.214.123	158.817	35,8%	-1,1%	99,7%	20,5%
2.2	1.334	14.641.022	3.068.189	57,4%	1.334	14.834.720	3.022.014	55,8%	0,0%	-1,3%	1,5%
2.3	1.027	82.733.821	14.047.529	46,5%	1.028	75.029.935	13.661.811	49,9%	0,0%	10,3%	2,8%
2.4	364	91.724.539	19.158.338	57,2%	362	82.090.886	19.593.207	65,4%	0,6%	11,7%	-2,2%
2.5	216	179.461.617	46.224.760	70,6%	214	169.108.127	45.452.606	73,6%	0,8%	6,1%	1,7%
2.6	31	166.704.669	41.692.826	68,5%	31	124.560.100	36.390.281	80,0%	1,1%	33,8%	14,6%
Grupo 2 Interruption					1	476.107	144.916	83,4%	-100,0%	-100,0%	-100,0%
Grupo 3	7.751.074	23.795.814	67.196.258	773,7%	7.751.075	23.711.730	64.903.362	749,9%	0,0%	0,4%	3,5%
3.1	4.622.996	-	11.095.190		4.622.996		10.851.521		0,0%		2,2%
3.2	3.057.058	-	27.360.669		3.057.058		27.167.212		0,0%		0,7%
3.3	23.714	-	1.624.021		23.714		1.493.973		0,0%		8,7%
3.4	47.030	-	22.394.125		47.030		20.736.901		0,0%		8,0%
3.5	276	23.795.814	4.722.253	54,4%	276	23.711.730	4.653.755	53,8%	-0,1%	0,4%	1,5%
Materia prima	2	20.100.000	5.893.391	80,3%	2	18.446.226	6.011.809	89,3%	0,0%	9,0%	-2,0%
Total	7.754.874	1.116.648.346	314.065.653	77,1%	7.754.879	955.513.589	302.434.121	86,7%	0,0%	16,9%	3,8%

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

Al respecto se señalan las siguientes consideraciones:

- Nº de consumidores

En relación con el número de consumidores cabe destacar que la previsión del número de consumidores del grupo 3 para el cierre del 2016 es un 0,6%

superior a la prevista por la CNMC (42.557 consumidores), debiendo destacarse las diferencias existentes en la previsión del número de clientes de los peajes 3.3 y 3.4.

Como se ha señalado anteriormente, se indica que la previsión del número de consumidores del grupo 3 para el ejercicio 2017 de la propuesta de Orden coincide con la previsión de la CNMC.

- Capacidad facturada

En relación con la capacidad facturada se aprecian importantes diferencias entre el escenario de previsión de la propuesta de Orden y el previsto por la CNMC.

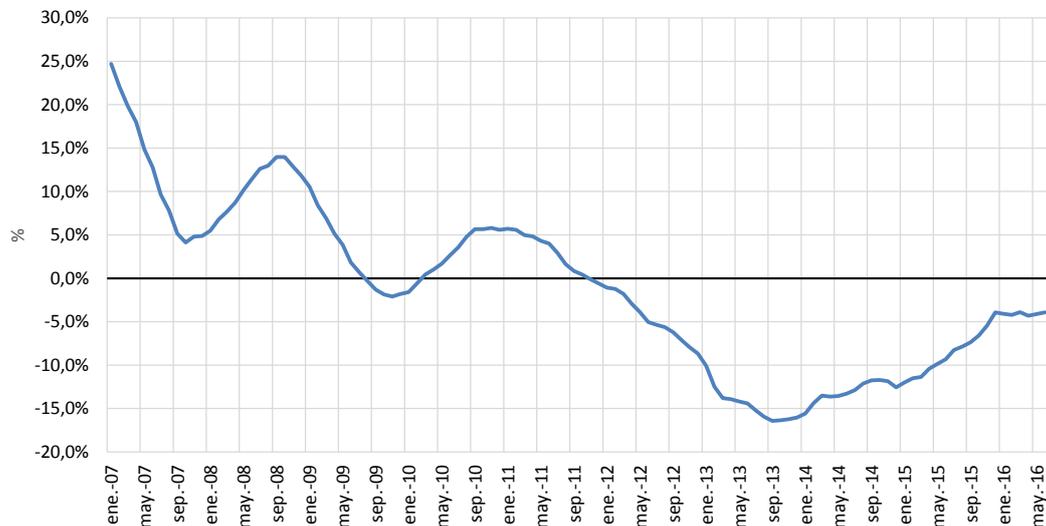
Así, para el ejercicio 2016 la capacidad facturada prevista en la propuesta de Orden es un 5,1% superior a la prevista por la CNMC. En particular, tanto la capacidad prevista del grupo 1, como la del grupo 2 son superiores a la previstas por la CNMC, debiendo destacarse las diferencias existentes en la capacidad facturada del grupo 1, un 8,7% superior a la prevista por la CNMC.

Para el ejercicio 2017, la propuesta de Orden estima que la capacidad facturada se incrementara un 10,4%, incremento muy superior al previsto para el número de consumidores (0,6%) y para la demanda (5,3%). En este sentido cabe destacar que el incremento de la capacidad facturada del grupo 1 es más de seis veces superior al incremento previsto de la demanda.

Como consecuencia de lo anterior, la capacidad facturada de la propuesta de Orden es un 17% superior a la prevista por la CNMC para dicho ejercicio. Ni en la propuesta de Orden ni en la memoria que lo acompaña se justifica dicha previsión.

Cabe señalar que el incremento de la capacidad facturada considerado en la propuesta de Orden (10,4%) para 2017 es muy superior a la media móvil de 12 meses registrados durante los últimos meses. En particular y, tal y como se observa en el Gráfico 2, la media móvil de 12 meses registra tasas negativas desde finales del 2011, situándose durante los últimos meses en el -4%.

Gráfico 2. Media móvil de 12 meses de la capacidad facturada. Enero 2007- junio 2016



Fuente: CNMC

Adicionalmente, se debe tener en cuenta, como esta Sala puso de manifiesto en su informe de previsión, que el Real Decreto 948/2015 supone una modificación profunda del régimen de contratación de capacidad establecido en el Real Decreto 949/2001, lo que introduce un elemento de incertidumbre adicional al inherente a todo escenario de previsión, dado que la capacidad contratada por los agentes no podrá modificarse ni cancelarse hasta su finalización.

En este sentido se indica, que de acuerdo con la información que facilitó el GTS en la reunión del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista de noviembre de 2016, en octubre de dicho año el servicio más contratado fue el producto intradiario de salida por líneas directas, en las cuales se encuentran típicamente conectados las centrales de generación, aspecto que debería ser considerado a la hora de confeccionar el escenario de previsión.

- *Demanda*

Como se ha señalado anteriormente el escenario de demanda previsto para 2017 es superior al previsto por la CNMC para dicho ejercicio. En particular, la demanda prevista para los Grupos 1, 2 y 3 son un 3,1%, un 5,2% y un 3,5%, respectivamente, superiores a las previstas por la CNMC.

Cabe señalar que las estimaciones de la propuesta de Orden no incluyen previsión de demanda de los consumidores acogidos peajes interrumpibles. En este sentido se indica, como se señaló en el informe de previsión de la CNMC, para el periodo octubre 2016 – septiembre de 2017 se asignó capacidad

interrumpible a un consumidor, aspecto que debería ser tenido en cuenta en el escenario de demanda tanto para el ejercicio 2016 como 2017⁸.

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

En el Cuadro 5 y en el Cuadro 6 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 de 2016 y 2017. Se observa que existen importantes discrepancias entre las variables de facturación consideradas en la propuesta de Orden y las previstas por la CNMC, adicionales a la diferencia de demanda de ambos escenarios.

En particular, tanto para el cierre de 2016 como para 2017, la reserva de capacidad de entrada al sistema y de regasificación de la propuesta de Orden son superiores a las previstas por la CNMC. Al respecto cabe señalar que, en la propuesta de Orden se considera que se mantendrán para 2017 los factores de carga previsto para el cierre de 2016, mientras que esta Sala, como señaló en su informe de previsión, considera que la entrada en vigor del RD 948/2015 producirá una optimización de la contratación de la capacidad contratada de entrada al sistema, incrementándose la utilización de contratos de corto plazo, y en consecuencia, los factores de carga de ambas actividades.

Asimismo, cabe señalar que el aumento de la demanda previsto para el 2017 de la propuesta de Orden será abastecido mediante GNL, mientras que en el escenario de previsión de la CNMC el aumento de la demanda previsto para el ejercicio 2017 será abastecido mediante GN.

Finalmente, se indica que también existen diferencias sobre la utilización de los almacenamientos subterráneos en 2017. En particular, la capacidad contratada considerada en la propuesta de Orden es un 18,7% superior a la prevista por la CNMC, si bien se debe tener en cuenta que la propuesta de Orden modifica el procedimiento de asignación de capacidad de los AA.SS

⁸Véase información disponible en la página del GTS:
http://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Gesti%C3%B3n%20T%C3%A9cnica%20del%20Sistema/Contrataci%C3%B3n%20GTS/Peaje%20Interrumpible%202016-2017_es.pdf

Cuadro 5. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para el cierre de 2016. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC			Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema									
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen	Factor de carga
Entrada al Sistema	987.830	309.202	85,6%	967.014	311.995	88,4%	2,2%	-0,9%	-3,0%
GN	587.630	187.119	87,2%	579.454	187.512	88,7%	1,4%	-0,2%	-1,6%
GNL	400.200	122.084	83,6%	387.560	124.484	88,0%	3,3%	-1,9%	-5,0%
Actividad de Regasificación									
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen regasificado	Factor de carga
Regasificación	400.200	122.084	83,6%	382.297	124.484	89,2%	4,7%	-1,9%	-6,3%
	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
Descarga de buques	150	122.084	120.043	178	138.646	114.593	-15,9%	-11,9%	4,8%
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen cargado en cisternas	Factor de carga
Carga en cisternas	37.528	11.930	87,1%	37.263	11.955	87,9%	0,7%	-0,2%	-0,9%
	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
Trasvase de GNL a buques	1	815	120.206	2	1.330	98.104	-50,0%	-38,7%	22,5%
	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
Puesta en frío	-	-	-	2	25	1.844	-100,0%	-100,0%	-100,0%
	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	
Almacenamiento de GNL	14,62	5.852.196		15,96	6.100.249		-8,4%	-4,1%	
Almacenamiento Subterráneo									
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	
Almacenamiento de GN	21.707	14.432		22.520	13.967		-3,6%	3,3%	

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

Cuadro 6. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2017. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC			Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema									
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen	Factor de carga
Entrada al Sistema	1.039.933	325.097	85,6%	903.485	316.956	96,1%	15,1%	2,6%	-10,9%
GN	587.630	187.119	87,2%	576.407	194.631	92,5%	1,9%	-3,9%	-5,7%
GNL	452.303	137.978	83,6%	327.078	122.325	102,5%	38,3%	12,8%	-18,4%
Actividad de Regasificación									
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen regasificado	Factor de carga
Regasificación	452.303	137.978	83,6%	327.078	122.325	102,5%	38,3%	12,8%	-18,4%
	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado (GWh)	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	Volumen descargado	Tamaño medio del buque
Descarga de buques	170	137.978	119.710	170	135.463	117.212	-0,3%	1,9%	2,1%
	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal facturado	Volumen cargado en cisternas	Factor de carga
Carga en cisternas	37.528	11.930	87,1%	38.398	12.286	87,7%	-2,3%	-2,9%	-0,6%
	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque
Trasvase de GNL a buques	8	2.274	41.923	-	-	-			
	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	Volumen puesto en frío (GWh)	Tamaño medio del buque (m ³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasvasado a buques	Tamaño medio del buque
Puesta en frío	-	-	-	-	-	-			
	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	
Almacenamiento de GNL	14,62	6.614.099		15,77	5.158.123		-7,3%	28,2%	
Almacenamiento Subterráneo									
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	
Almacenamiento de GN	25.836	17.178		21.774	14.922		18,7%	15,1%	

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

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, las incertidumbres existentes en todo escenario de previsión y las derivadas de la entrada en vigor del Real Decreto 948/2015, se advierte de una posible sobrevaloración de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2017, por lo que se valoraría positivamente que se reconsiderara el mismo en la Orden que finalmente se publique. En cualquier caso, esta Sala se remite al escenario de demanda para 2017 incluido en el informe del pasado 10 de noviembre de 2016.

Finalmente, se advierte de que un escenario de demanda sobrevalorado podría implicar ingresos insuficientes para hacer frente a los costes regulados, dando

lugar a la aparición de un déficit de las actividades reguladas, y que los consumidores soportaran cargas adicionales al tener que abonar los intereses correspondientes.

4.4. Sobre los ingresos previstos para el cierre de 2016 y 2017

En el Cuadro 7 y en el Cuadro 8 se comparan los ingresos previstos en la propuesta de Orden y los previstos por la CNMC para el ejercicio 2016 y 2017.

En relación con la previsión de ingresos considerada en la propuesta de Orden se ha observado la existencia de una serie de erratas en el procedimiento de facturación.

En primer lugar, en la facturación del peaje 3.5 no se ha tenido en cuenta el descuento por consumo nocturno establecido en el Anexo I punto quinto de la Orden ITC/2446/2013. En particular, y considerando el escenario de demanda de la CNMC, se estima que se debería reducir los ingresos del sistema en 1.929 miles de € en 2016 y 1.948 miles de € en 2017 como resultado de tener en cuenta el procedimiento de facturación aplicable a dichos consumidores.

En segundo lugar, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se ha tenido en cuenta que, de acuerdo a lo establecido en la disposición transitoria segunda de la Orden ITC/2445/2014, el término de conducción del peaje de transporte y distribución aplicable a los usuarios conectados a redes de distribución suministrados mediante plantas satélites se multiplica por unos coeficientes que se sitúan entre 0,324 y 0,722. Considerando el escenario de demanda de la CNMC, se estima que los ingresos del sistema se reducirían en 6.577 miles de € en 2016 y 7.151 miles de € en 2017 como resultado de aplicar el procedimiento de facturación establecido en la normativa vigente a los usuarios suministrados mediante plantas satélites.

Por último, se indica que existe una errata en el procedimiento de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para 2017. En particular, si se aplica los precios establecidos en la propuesta de Orden a las variables de facturación de prevista en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y considerando que todos los servicios son de corto plazo, la facturación debería ser 1.998,2 miles de €, en lugar de 2.990,1 miles de € que figuran en la Memoria de la propuesta de Orden, lo que implica una menor facturación de 991,8 miles de €.

Como resultado de lo anterior, la facturación prevista para el cierre del 2016 se reduciría en 8.506 miles de € y la del ejercicio 2017 en 10.090 miles de €.

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2016 ascienden a 2.745,8 M€, valor similar al previsto por la CNMC para dicho ejercicio 2.746,0 M€ (véase Cuadro 8). No obstante, si se realizan los ajustes anteriormente referidos, los ingresos previstos en la

Memoria que acompaña a la propuesta de Orden ascenderían a 2.737,3 miles de €, un 0,3% inferior a los previstos por la CNMC para dicho ejercicio, si bien en la previsión de la CNMC se ha incluido ingresos derivados del suministro a tarifas y en concepto de gas talón, Gas Operación y Fianzas.

Para el ejercicio 2017 la propuesta de Orden estima unos ingresos de 2.946,7 M€, cantidad 225,3 M€ superior a la estimada por la CNMC para dicho ejercicio, una vez considerados los peajes que se modifican en la propuesta de Orden, esto es, el peaje temporal de materia prima y los peajes de trasvase de GNL a buques.

En particular, la propuesta de Orden estima que los ingresos de la actividad de regasificación serán un 28,3% superiores a los estimados por la CNMC, los de la AA.SS. un 18,3% superiores y los de Transporte y Distribución un 6,1% superiores.

Si se tienen en cuenta las erratas anteriormente referidas los ingresos previstos para el ejercicio 2017 de acuerdo con el escenario de la propuesta de Orden serían 2.936,6 M€.

Cuadro 7. Ingresos para el cierre de 2016 según la Memoria de la propuesta de Orden y la CNMC

	Facturación (miles de €)		Diferencias : Propuesta de Orden vs CNMC	
	Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%
I. Regasificación				
(A). Contratos de Largo Plazo	204.183	205.985	- 1.801	-0,9%
Peaje de descarga de buques	10.166	11.892	- 1.726	-14,5%
Peaje de carga en sistemas	15.013	14.925	88	0,6%
Peaje de regasificación	108.346	104.411	3.935	3,8%
Almacenamiento GNL	69.208	72.142	- 2.933	-4,1%
Puesta en frío	-	182		
Trasvase de GNL a buques	1.451	2.433	- 982	-40,4%
(B). Contratos de Corto Plazo	8.668	7.434	1.233	16,6%
(C) Total Regasificación (A) + (B)	212.851	213.419	- 568	-0,3%
II. AA.SS				
(D) Canon de AA.SS	109.714	113.637	- 3.923	-3,5%
III. Transporte y Distribución				
(E) Contratos de Largo Plazo	2.415.824	2.385.155	30.669	1,3%
Reserva de Capacidad	128.592	125.882	2.710	2,2%
Término de conducción	2.287.232	2.259.273	27.959	1,2%
Consumidores nacionales	2.265.890	2.226.880		
Grupo 1	239.304	225.782	13.522	6,0%
Grupo 2	351.109	347.965	3.144	0,9%
Grupo 3	1.662.338	1.641.916	20.422	1,2%
Grupo 4 (interrumpible)	-	59	- 59	
Materia Prima	13.139	11.158	1.981	17,8%
Consumidores no nacionales	21.343	32.393	- 11.051	-34,1%
(F). Contratos de Corto Plazo	2.393	21.293	- 18.900	-88,8%
(G) Total Transporte y Distribución (E) + (F)	2.418.217	2.406.447	11.770	0,5%
IV. Otros Ingresos				
(H). Otros Ingresos	4.975	12.571	- 7.596	-60,4%
Venta de Condesados	975	975	0	0,0%
Desbalances	4.000	3.989	11	0,3%
Suministro a Tarifas		1.478		
Gas talón/ Gas Operación / Fianzas		6.130		
(I). Ingresos de actividades reguladas (C)+ (D) + (G) + (H)	2.745.757	2.746.074	- 317	0,0%

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

**Cuadro 8. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden
 Escenario de facturación MINETAD vs CNMC. Año 2017**

	Facturación (miles de €)		Diferencias : Propuesta de Orden vs CNMC	
	Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%
I. Regasificación				
(A). Contratos de Largo Plazo	230.162	179.348	50.814	28,3%
Peaje de descarga de buques	11.489	11.808	- 319	-2,7%
Peaje de carga en cisternas	15.013	15.374	- 361	-2,4%
Peaje de regasificación	122.452	91.166	31.286	34,3%
Almacenamiento GNL	78.218	61.000	17.218	28,2%
Puesta en frío	-	-		
Trasvase de GNL a buques	2.990	-	2.990	
(B). Contratos de Corto Plazo	17.143	13.405	3.738	27,9%
(C) Total Regasificación (A) + (B)	247.306	192.753	54.553	28,3%
II. AA.SS				
(D) Canon de AA.SS	130.584	110.407	20.177	18,3%
III. Transporte y Distribución				
(E) Contratos de Largo Plazo	2.521.515	2.386.369	135.146	5,7%
Reserva de Capacidad	135.374	117.612	17.762	15,1%
Término de conducción	2.386.141	2.268.757	117.384	5,2%
Consumidores nacionales	2.359.397	2.236.364	123.033	5,5%
Grupo 1	263.453	228.068	35.385	15,5%
Grupo 2	385.819	345.644	40.175	11,6%
Grupo 3	1.696.043	1.650.044	46.000	2,8%
Grupo 4 (interrumpible)	-	251	- 251	
Materia Prima	14.081	12.357	1.725	14,0%
Consumidores no nacionales	26.744	32.393	- 5.649	-17,4%
(F). Contratos de Corto Plazo	42.309	30.934	11.375	36,8%
Reserva de Capacidad	16.245	12.871	3.374	26,2%
Término de conducción	26.065	18.063	8.001	44,3%
(G) Total Transporte y Distribución (E) + (F)	2.563.825	2.417.303	146.522	6,1%
IV. Otros Ingresos				
(H). Otros Ingresos	4.975	975	4.001	410,5%
Venta de Condesados	975	975	0	0,1%
Desbalances	4.000		4.000	
Suministro a Tarifas				
Gas talón/ Gas Operación / Fianzas				
(I). Ingresos de actividades reguladas (C)+ (D) + (G) + (H)	2.946.689	2.721.438	225.251	8,3%

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

4.5. Sobre el desajuste previsto para el cierre del ejercicio 2016

4.5.1. Sobre el desajuste previsto

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 de los ingresos liquidables del ejercicio supere el 10%
- 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 2016 por el impacto que ello pudiera tener en el ejercicio 2017.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden los ingresos regulados previstos para el cierre del ejercicio 2016 ascienden a 2.745,8 M€, por lo que serían insuficientes para cubrir los costes previstos para el cierre del ejercicio (2.926 M€), generándose un desajuste negativo de 180,2 M€.

No obstante, se debe tener en cuenta que (i) se han detectado erratas en la facturación y (ii) no se ha incluido en el ejercicio 2016 la anualidad del déficit correspondiente al ejercicio 2015. Si se tienen en cuenta dichas consideraciones el déficit de las actividades reguladas de 2016 sería de 189,3 M€ (véase Cuadro 8).

Cuadro 9. Costes, ingresos y desajuste previstos para el cierre del ejercicio 2016, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Previsión de cierre del ejercicio 2016	
	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden corregida
Costes regulados (M€) (A)	2.926,0	2.926,6
Ingresos regulados (M€) (B)	2.745,8	2.737,3
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	- 180,2	- 189,3

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

Por tanto, y teniendo en cuenta que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de orden se estima que el ejercicio 2016 será deficitario, se hace necesario establecer el tipo de interés provisional a aplicar a este potencial desajuste de la liquidación definitiva de 2016, y la previsible anualidad correspondiente, cálculos que se han realizado tomando como partida el déficit resultante de la propuesta de Orden 180.243.149,00 €.

4.5.2. Tipo de interés aplicable

Para el cálculo del tipo de interés provisional a aplicar al potencial desajuste de 2016, se ha considerado como mejor aproximación, el mismo cálculo del tipo de interés a aplicar al desajuste de 2015, con la única variación de que el coste de financiación de los grupos de sociedades, a 5 años, durante el periodo de cálculo del 24 de agosto al 24 de octubre de 2016, se ponderan por los porcentajes que supone la retribución prevista de cada uno de ellos para el ejercicio 2016 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 según la metodología propuesta por la CNMC, 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 6, según el cual el coste de financiación de las empresas titulares del derecho de cobro sería del 0,832%, habiéndose calculado éste a partir los grupos de sociedades que suponen el 85% de la retribución prevista total para 2016. Este coste supone un diferencial de 66 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 24 de agosto y el 24 de noviembre de 2016 del Bono Español a 5 años.

Por lo tanto, se propone un tipo de interés provisional para el potencial desajuste de 2016 del 0,832%, de acuerdo con la metodología establecida en

el “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) aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 11 de diciembre de 2014.

Cuadro 10. Cálculo del coste de financiación del desajuste 2016

Fecha Devengo 01/12/2017					
Grupo	IRS 5Y (%) (media 24/08- 24/11 2016)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	-	-	-	51,16%	0,813%
Gas Natural	-0,050	75,31	CDS Gas Natural	41,83%	0,703%
Naturgas	-0,050	179,48	CDS EDP	7,01%	1,745%
				100%	0,832%

Fuente: Elaboración propia

4.5.3. Anualidad

El cálculo de la anualidad provisional del derecho de cobro correspondiente al potencial desajuste de 2016, se ha realizado considerando como fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva de 2016, el 30/11/2017. Se considera un perfil de amortización constante y anualidad decreciente.

Al considerarse como fecha de devengo el 01/12/2017 (día siguiente a la fecha estimada de aprobación de la liquidación definitiva correspondiente al ejercicio 2016), se ha prorrateado la anualidad calculada correspondiente al ejercicio 2017, teniendo en cuenta el número de días restantes entre esa fecha y el 31/12/2017.

Como consecuencia de lo anterior, se obtienen los resultados que se detallan en el Cuadro 7, según el cual la anualidad provisional correspondiente al año 2017 ascendería a 3.189.029,69 €.

Cuadro 11. Cálculo de la anualidad 2017 correspondiente al Desajuste del ejercicio 2016

Amortización constante y tipo de interés fijo calculado una única vez al comienzo del periodo					
Tipo Interés	0,832%				
Fecha Devengo	01/12/2017				
Plazo (años)	5				
Importe Derecho (€)	180.243.149,00	30/11/2017			
Año	Tipo de Interés	IPC 30/11/2017 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,832%	180.243.149	127.365,24	3.061.664,45	3.189.029,69

Fuente: Elaboración propia.

4.6. Sobre los aspectos retributivos para el ejercicio 2017 contenidos en la Propuesta de Orden

La Propuesta de Orden recoge en su conjunto, con los ajustes en los costes correspondientes a ejercicios anteriores (2014, 2015 y 2016), unas necesidades retributivas para el año 2017 de 2.938,5 Millones de €.

En el cuadro siguiente, se desglosa dicho importe 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 la CNMC (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 2017, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el MINETAD salvo que se hayan observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible por la CNMC.

Cuadro 12. Comparación Presupuesto Retribución 2017 previsto en la Propuesta de OM vs Valor Comprobación CNMC

En Millones de €	Retribución Presupuestada 2017 Prop. OM (*)	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Actividad de Regasificación	400,61	401,90	-1,30
Actividad de AASS	92,17	118,07	-25,90
Actividad de Transporte	812,10	822,36	-10,26
Actividad de Distribución	1.339,81	1.344,64	-4,83
Gas de Operación	22,34	23,01	-0,67
Gestión Técnica del Sistema	23,97	23,97	0,00
Operador del Mercado	3,98	2,98	1,00
TASA MINETUR/CNMC	4,14	3,82	0,31
Otros (Coste Subastas)	0,00	0,00	0,00
Anualidad por Hibernación Planta Regasificación EL MUSEL	23,61	23,61	0,00
Anualidad por Hibernación AASS CASTOR	96,38	96,38	0,00
Anualidad por Laudo de Paris	33,94	33,94	0,00
Anualidad por Deficit Acumulado a 31-dic-2014	79,83	79,83	0,00
Desajustes Temporales 2015, según Art.61 RD-Ley 8/2014	5,62	5,62	0,00
Desajustes Temporales 2016, según Art.61 RD-Ley 8/2014	0,00	3,43	-3,43
Medidas de gestión de la demanda		0,00	0,00
TOTAL	2.938,49	2.983,55	-45,06

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. De hecho, en las partidas cuyos valores deben ser publicados en el BOE, o bien no existen diferencias o las que aparecen son por omisión de conceptos retributivos o por discrepancia en el criterio de reparto entre empresas.

4.7. Sobre la retribución de la Actividad de Transporte

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial 2017 recoge la retribución de la actividad de transporte en su epígrafe 5.

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, señalar que se considera acertado que se hayan diferenciado los conceptos retributivos de 2017 (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, señalar que esta Sala no considera oportuno utilizar la Propuesta de Orden para realizar los siguientes ajustes retributivos, al considerarse más pertinente realizar los ajustes mediante Resoluciones individualizadas lo que permite un análisis detallado de cada caso⁹:

- Anulación de la retribución provisional de los años 2011 a 2016 del gasoducto [INICIO CONFIDENCIAL] [FINAL CONFIDENCIAL] (minoración de 7,11 M€)

En este caso, se considera que, en primer lugar, habría que determinar cuál es el estado administrativo de la instalación tras las sentencias judiciales, y, una vez clarificado el mismo, resolver el expediente de inclusión en el régimen retributivo de forma definitiva que, en su caso, pudiera dar lugar a la devolución de las retribuciones provisionales cobradas.

- Corrección/regularización de retribución por la diferencia entre costes de O&M de la EC de Denia reconocidos en la Orden de MINETAD de 22 de noviembre y los acreditados con posterioridad a la misma (incremento de 1,11 M€).

⁹ Se considera que realizar este tipo de correcciones en la Propuesta de Orden difiere de la práctica general utilizada para el resto de instalaciones y conceptos retributivos del sector gasista, pues las partidas a detraer no han sido informadas previamente por esta Sala ni se han determinado tras la elevación de una propuesta de esta Sala al respecto.

En este caso, habría que destacar la necesidad de un análisis más sosegado de las nuevas auditorías aportadas por el titular que el que permite el informe por trámite de urgencia de esta Propuesta de Orden. Señalar que con la Orden comunicada del MINETAD de 22 de noviembre de 2016 se concluyó un largo proceso de inclusión de forma definitiva en el régimen retributivo de la EC de Denia, que a efectos de esta Sala se inició el 27 de octubre de 2014¹⁰.

En tercer lugar, tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado grandes diferencias en la retribución para 2017 a publicar en el BOE aunque existen ligeras diferencias en los repartos, ajustes y correcciones del RD, RF_{NMMLL} y RCS por empresa.

Cuadro 13. Comparación Retribución 2017 de la Actividad de Transporte prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución 2017 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	812,10	818,05	-5,95
RD 2017	591,09	591,04	0,05
RF _{NMMLL} 2017	2,08	2,08	0,00
RCS 2017	229,94	229,94	0,00
Ajustes Años Anteriores	-11,01	-5,01	-6,00
RD años anteriores asociado Nuevas Intalaciones A Cuenta	0,41	0,41	0,00
RD y RF _{NMMLL} Años Anteriores por cambio Tr en Ley 8/2015	0,00	0,00	0,00
RCS Años Anteriores	-5,43	-5,43	0,00
Otros Ajustes/Correcciones	-6,00		-6,00
Retribución Estimada para Presupuesto	0,00	4,31	-4,31
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	4,31	-4,31
Total Actividad Transporte	812,10	822,36	-10,26
Gas de Operación para Actividad Transporte (presupuesto)	16,80	17,31	-0,50
Total	828,90	839,66	-10,76

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

- En relación con el importe de RD para 2017 a publicar en el BOE, señalar que se observa una diferencia aparente de 0,05 M€. De acuerdo con el inventario de activos, esta diferencia debería haber sido 1,12 M€ correspondiente a mantener la retribución provisional de 2017 del gasoducto [INICIO CONFIDENCIAL] [FINAL CONFIDENCIAL], instalación a la que el MINETAD anula su retribución provisional y que esta Sala estima se ha de producir mediante resolución individualizada.
- Por otro lado, la Propuesta de Orden ha debido incluir una retribución por O&M para las instalaciones singulares de transporte (Gto a Baleares y EC de Denia) en 2017 diferente a la prevista por la CNMC¹¹.

¹⁰ Cuando la DGPEM le solicitó por primera vez informe para inclusión definitiva de la citada instalación

¹¹ Los valores previstos por la CNMC, eran los resultantes de aplicar los VU estándar de O&M a las características técnicas de las instalaciones singulares.

- En relación con las diferencias en el reparto del RCS₂₀₁₇ por empresa, señalar que 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 ha podido identificar los activos afectados.
- Por otro lado, se debe indicar que también se han encontrado diferencias en la estimación de cantidades a presupuestar: (1) la estimación de la retribución asociada a instalaciones y gas nivel mínimo de llenado pendientes de incluir en el Régimen Retributivo que no han sido presupuestados en la Propuesta¹², y (2) el impacto del impuesto de hidrocarburos en el coste de adquisición del gas de operación.

Por último, se ha observado que en 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_{NMLL}). En consecuencia, y con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda incluir en los títulos la referencia a la RF_{NMLL}.

4.8. Sobre la retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2017 recoge la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS) en su epígrafe 6.

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.

En el caso concreto del AASS de Castor, su retribución está regulada por 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

Esta circunstancia es tenida en consideración por la propia Propuesta de Orden al recoger en su Artículo 9¹³ todos los costes retributivos asociados al AASS Castor incluidos los costes provisionales 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.

¹² Por ejemplo, se observa que no ha sido presupuestada la adquisición adicional de gas talón realizada en 2016 para cubrir necesidades de nivel mínimo de llenado de la red de transporte.

¹³ Sobre “Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre”.

Pero, no obstante lo anterior, hay que señalar que puede producir cierta confusión que las citadas retribuciones del AASS vuelvan a aparecer recogidas en el Anexo I que, de acuerdo con el Artículo 1.2, recoge las retribuciones reguladas para 2017 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014, norma que explícitamente excluye al AASS Castor en su aplicación.

En consecuencia, con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda eliminar del Anexo I la referencia a los costes asociados al AASS de 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 7ª 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.

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado diferencias en las cantidades totales a publicar en el BOE. Las únicas diferencias existentes (26,03 M€) se observan en cantidades a presupuestar que no han sido consideradas en la Memoria de la Propuesta de Orden: (1) la estimación del ajuste por costes de O&M definitivos de 2015 y 2016, (2) la estimación de la retribución asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo¹⁴ que no ha presupuestado, (3) los costes liquidables por Condensados del GN extraído, y (4) el impacto del impuesto de hidrocarburos en el coste de adquisición del gas de operación.

¹⁴ La Propuesta de OM no presupuesta la retribución 2017 y de años anteriores asociadas a las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en el año 2010 (aprox 97.000 € de inversión), y las adquisiciones de gas colchón realizadas en el AASS de Yela durante 2015 y 2016 (aprox 25.360.000 y 21.165.000 € respectivamente)

Cuadro 14. Comparación Retribución 2017 de la Actividad de AASS prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución 2017 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	92,17	92,17	0,00
RD 2017	90,28	90,28	0,00
RCS 2017	4,49	4,49	0,00
Devol. por DA 7ª O.ITC/3802/2008	-0,71	-0,71	0,00
Ajustes Años Anteriores	-1,90	-1,90	0,00
RCS Años Anteriores	-1,90	-1,90	0,00
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	0,00	25,90	-25,90
Ajustes de Retribución Costes O&M 2015&2016	0,00	17,81	-17,81
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	7,99	-7,99
Costes Condensados del GN extraído	0,00	0,10	-0,10
Total Actividad AASS	92,17	118,07	-25,90
Gas de Operación para Actividad AASS (presupuesto)	4,39	4,52	-0,13
Total	96,56	122,59	-26,03
Nota: No incluye retribución por Hibernación AASS de Castor			

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

En otro orden de ideas, se ha de señalar que se han detectado unas ligeras diferencias en el reparto realizado por empresa tanto del RCS₂₀₁₇ como de los ajustes de los RCS de años anteriores.

El motivo para dichas diferencias es que no se ha tenido en cuenta el valor de reposición de las Inversiones en E&P en el proyecto Reus (65.295,58 €) incluidas en el Régimen Retributivo de forma definitiva junto con las instalaciones iniciales del AASS de Yela, el 26 de abril de 2016.

4.9. Sobre la retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2017 recoge la retribución de la actividad de Regasificación en su epígrafe 7.

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, 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 Ministro de Industria, Energía y Turismo 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 8¹⁵ las retribuciones transitorias financiera y de O&M asociadas a la Planta de El Musel. Pero, 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 2017 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_{NMMLL}) de los tanques de GNL (o Gas Talón), la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), y los ajustes de retribuciones de años pasados.

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado diferencias en las cantidades totales a publicar en el BOE. Las únicas diferencias existentes (1,3 M€) se observan en cantidades a presupuestar: (1) la estimación del impacto del coste de extensión de vida útil asociado a la retribución variable, (2) la estimación de la retribución asociada a instalaciones pendientes de incluir en el Régimen Retributivo (en este caso gas de nivel mínimo de llenado) que no ha presupuestado, y (3) el impacto del impuesto de hidrocarburos en el coste de adquisición del gas de operación.

¹⁵ Sobre "Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel".

Cuadro 15. Comparación Retribución 2017 de la Actividad de Regasificación prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución 2017 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	375,55	375,55	0,00
RD 2017	313,09	313,09	0,00
RF _{NMLL} 2017	1,77	1,77	0,00
RCS 2017	60,75	60,75	0,00
Ajustes Años Anteriores	-0,06	-0,06	0,00
RCS Años Anteriores	-0,06	-0,06	0,00
Otros Ajustes/Correcciones			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	25,06	26,36	-1,30
Retribución Variable 2016	25,06	25,93	-0,87
Por O&M	25,06	25,06	0,00
Por Extensión Vida útil		0,87	-0,87
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	0,00	0,43	-0,43
Total Actividad Regasificación	400,61	401,90	-1,30
Gas de Operación para Actividad Regasificación (presupuesto)	1,15	1,18	-0,03
Total	401,75	403,09	-1,33

Nota: No incluye retribución por Hibernación Planta El Musel

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

4.10. 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 8.

La retribución fija, a publicar en el BOE, de la actividad de distribución está compuesta de seis conceptos: la Retribución 2017 de los Activos, la Retribución 2017 del extracoste de territorios insulares¹⁶, así como los ajustes por desvíos de los dos conceptos anteriores para los ejercicios 2015 y 2016.

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 (2015 y 2016) sean liquidadas en el ejercicio 2016 en vez del ejercicio 2017. De esta forma se eliminaría la asimetría existente en el trato de este tipo de retribuciones respecto al transporte, la regasificación y el almacenamiento subterráneo, y, además, los desajustes temporales resultantes en cada ejercicio estarían más acordes con la realidad. Señalar a modo de ejemplo, que:

- La Orden IET/2736/2015 estableció una minoración conjunta de 64,3 M€ para la retribución de los años 2014 y 2015 que se está liquidando en el

¹⁶ 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

ejercicio 2016, cuando dicha minoración hubiera compensado ampliamente el déficit de 27,2 M€ resultante de la liquidación definitiva del ejercicio 2015.

- La Propuesta de Orden determina una minoración conjunta de 63 M€ para la retribución de los años 2015 y 2016 que podría mitigar el desajuste temporal previsto para 2016 (déficit de 195,5 M€)

En segundo lugar, y a la vista de los desfases recurrentes entre demandas previstas y demandas reales que se producen cada año, 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.

Al objeto de limitar la disparidad presupuestaria derivada del momento de cálculo, y dado que esta Sala realiza su Propuesta de Retribución en octubre, se propone que las retribuciones provisionales de los años “n” y “n+1”, calculadas en el año “n”, se determinen con las demandas facturadas entre septiembre del año “n-1” y agosto del año “n”, ambas incluidas, y con los puntos de suministro declarados en septiembre del año “n”

En tercer lugar, señalar que para poder hacer un análisis adecuado de los cálculos realizados en la Propuesta de Orden, sería necesario que en la Memoria se reflejaran, como en años anteriores, un mayor detalle de las variables que intervienen en el cálculo.

- Por ejemplo, se echa de menos la información relativa al número de puntos de suministro a 31 de diciembre que se han considerado cada año. Al presentar solamente el número medio de puntos de suministro de cada año, se impide el contraste de información y la trazabilidad de los cálculos realizados.
- También sería conveniente que se indicara cómo se determinan las demandas de los años 2016 y 2017 por peaje para cada una de las empresas distribuidoras. Caso significativo es la demanda asociada a los peajes del grupo 2 (redes con presión de suministro entre 4 y 60 bar) que ni siquiera indica cómo se ha obtenido la demanda para dicho grupo.

De hecho, en relación con los cálculos realizados solo se puede indicar lo siguiente:

- a) Las demandas consideradas para los años 2014 y 2015 en los cálculos de la Retribución 2015 coinciden con los valores disponibles por la CNMC a través del Sistema de Liquidaciones, salvo en el caso de la demanda de 2015 asociada a peajes 3.1 y 3.2 de Gas Natural Madrid para la que la Propuesta utiliza un valor 7,1 MWh superior que el valor registrado en el sistema de liquidaciones.

- b) No es posible deducir, ni trazar, el cálculo del número medio de puntos de suministro.
- c) No es posible deducir, ni trazar, las demandas para los años 2016 y 2017 asociadas a los peajes 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 para cada una de las empresas distribuidoras, si bien los valores totales coinciden con las previsiones de la Propuesta para el conjunto del sector
- d) No es posible deducir, ni trazar, las demandas para los años 2016 y 2017, asociadas a los peajes 3.5 y grupo 2 para cada una de las empresas distribuidoras.

En conclusión, los cálculos para determinar la retribución de la distribución no son trazables, ni reproducibles, a partir de la información contenida en la Memoria.

En cuarto lugar, señalar que el 1 de diciembre de 2016 esta Sala, de conformidad con lo establecido en el apartado segundo de la disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, emitió propuesta a la DGPEM (INF/DE/006/16) de la relación de municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2014 y 2015, junto con la fecha de inicio de dicha gasificación, así como el número de puntos de suministro, tanto para el año de puesta en gas, como para el año siguiente, si procediera.

La Propuesta de Orden, por razones temporales, no ha podido recoger en su Propuesta de retribución de la actividad de distribución la información relativa a puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2014 y 2015. En consecuencia, habría que rehacer los cálculos con la nueva información incluidos los cálculos correspondientes a la retribución del segundo periodo de 2014, ya que, tal y como indica la Disposición Adicional Tercera de la Orden IET/2736/2015¹⁷, se han observado errores en los valores tenidos en cuenta en el cálculo del año pasado relativo a puntos de suministro en municipios de gasificación reciente del año 2014.

El siguiente cuadro recoge, por empresa, los puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2014 y 2015 conectados a peajes 3.1, 3.2, 3.3 y 3.4 a tener en consideración para el cálculo de la retribución de 2014, 2015 y 2016 de acuerdo con la propuesta que realizó esta Sala¹⁸:

¹⁷ “Si como consecuencia de revisiones posteriores se detectasen errores en los valores de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente del año 2014 o posteriores, empleados en el cálculo de las retribuciones publicadas en la presente orden, las diferencias positivas o negativas en la retribución como consecuencia de dichas correcciones se incorporarán a la retribución reconocida de años posteriores.”

¹⁸ En la relación de municipios de gasificación reciente recogida en la Propuesta, el número de puntos de suministro incluía también los puntos de suministro asociados a peajes 3.5 y del grupo 2, que no computan a efectos del cálculo de retribución

Cuadro 16. Puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2014 y 2015, desglosado por empresa, asociados a peajes 3.1-3.4

	Año 2014	Año 2015
	Dato Real	Dato Real
Naturgas Energía Distribución, S.A.	0,00	240,00
Gas Directo, S.A.	0,00	0,00
Redexis Gas, S.A.	346,00	2.698,00
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	0,00	0,00
Tolosa Gas, S.A.	0,00	0,00
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	1.840,00	3.857,00
Gas Natural Andalucía, S.A.	9,00	670,00
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	558,00	1.315,00
Gas Natural Castilla y León, S.A.	60,00	102,00
CEGAS, S.A.	644,00	3.286,00
Gas Galicia SDG, S.A.	509,00	2.697,00
Redexis Gas Murcia, S.A.	15,00	182,00
Gas Navarra, S.A.	160,00	474,00
Gas Natural Rioja, S.A.	78,00	490,00
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,00	0,00
Madriñena Red de Gas, S.A.	546,00	1.378,00
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	674,00	1.573,00
Gas Natural Aragón		
Gas Natural Redes		
TOTAL	5.439,00	18.962,00

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

En quinto lugar, señalar que la Propuesta de Orden aplica dos mecanismos diferentes 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.

- En el primer mecanismo, se aplica la metodología que emana de la propia Ley 18/2014 y la Orden IET/2355/2014 que la desarrolla y/o complementa consistente en:
 - a) Determinar el valor de las redes de distribución en función del nº de puntos de suministro y gas vehiculado en 2013 aplicando para ello una retribución unitaria media del sector:
 - 112,1823746 €/Pto Suministro conectado a Redes de P<4 bar;
 - 5,0670057 €/MWh suministrado por Redes de P<4 bar;
 - 1,664344 €/MWh suministrado por Redes de P entre 4 y 60 bar;
 - b) Valorar las variaciones desde entonces de acuerdo con nuevas retribuciones unitarias comunes a todo el sector:
 - 50 €/Variación del Nº Medio de Ptos Suministro conectados a Redes de P<4 bar y consumo inferior a 80 GWh/año (70 € si es en municipios de reciente gasificación);

- 7,5 €/MWh suministrado por Redes de P<4 bar a Ptos de Suministro de consumo anual inferior a 50 MWh/año
 - 4,5 €/MWh suministrado por Redes de P<4 bar a Ptos de Suministro de consumo anual entre 50 MWh/año y 80 GWh/año
 - 1,25 €/MWh suministrado por Redes de P entre 4 y 60 bar y por Redes de P<4 bar a Ptos de Suministro de consumo anual superior 80 GWh/año
- En el segundo mecanismo, se realiza, de manera provisional hasta disponer de la información necesaria, un reparto de la retribución aplicando los siguientes pasos:
 - a) Se reparte la retribución en tres grandes partidas aplicando los porcentajes que se tuvieron en cuenta para determinar los valores de retribución unitaria media del sector que se aplicaron en 2013:
 - 60% de la Retribución se asocia a los Puntos de Suministro conectados a Redes de P<4 bar;
 - 25% de la Retribución se asocia a los MWh suministrados por Redes de P<4 bar;
 - 15% de la Retribución se asocia a los MWh suministrado por Redes de P entre 4 y 60 bar;
 - b) Reparto proporcional de dichas partidas entre las zonas/redes de distribución en función del número de Puntos de Suministro o MWh suministrado que los caracterizan.

Se considera que el segundo mecanismo no recoge 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 correspondería.

Un ejemplo de lo expuesto, sería la retribución provisional en 2015 asignada a la red de P entre 4 y 60 bar de [INICIO CONFIDENCIAL] [FINAL CONFIDENCIAL] que se transfiere a [INICIO CONFIDENCIAL] [FINAL CONFIDENCIAL]. Según la Propuesta de Orden, que aplica el segundo mecanismo, su retribución provisional sería de 213.925,61 € (ver pag 37 de la Memoria). Pero si se aplicara el primer mecanismo, su retribución sería de 386.250,63 €¹⁹.

¹⁹ La red suministró 285.842,95 MWh en 2013 y 214.250,66 MWh en 2015 de acuerdo con la información del sistema de liquidaciones

De hecho, cuando no se dispone de la información necesaria para aplicar el primer mecanismo, se considera que el mejor estimador de la retribución asociada a una red de distribución sería la aplicación de la retribución unitaria media del sector utilizada en 2013. Tomando el ejemplo anterior, la retribución provisional sería 356.586,80 € (214.250,66 MWh x 1,664344 €/MWh)

En resumen, se considera necesario que las retribuciones asociadas a escisiones y traspasos de redes sean calculadas de acuerdo con el mecanismo que emana de la propia Ley 18/2014, y en caso de carecer de toda información necesaria, se determinen de manera provisional aplicando la retribución unitaria media del sector utilizada en 2013.

En línea con lo anterior, señalar que 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 Gas Natural sdg hasta disponer de la información necesaria para el cálculo correcto de las mismas.

En sexto lugar, tal y como se recoge en el epígrafe 5.2 de este informe sobre el régimen aplicable a gases manufacturados, se propone declarar provisional la retribución por extracoste de 2015 de Gasificadora Regional Canaria hasta que justifique el sobreprecio observado que pagó respecto al precio de cesión de GLP para los distribuidores de GLP canalizado durante el primer semestre de 2015.

A la vista de las consideraciones anteriores, y al objeto de poder realizar tanto un recálculo con la información definitiva sobre municipios de gasificación reciente y el cierre del año 2015, así como un contraste de los cálculos de la Propuesta de Orden, se ha calculado la retribución de 2017 y los ajustes de las retribuciones de 2014, 2015 y 2016 bajo los siguientes supuestos:

- a) Hasta 2015, se utiliza la información relativa a demanda y puntos de suministro totales a 31 de diciembre del sistema de liquidaciones
- b) Se toman en consideración el nº de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2014 y 2015 recogido en el cuadro anterior.
- c) El nº de puntos de suministro en municipios ya gasificados a 31 de diciembre de 2014 y 2015, se obtiene detrayendo del nº de puntos de suministro totales a 31 de diciembre del sistema de liquidaciones el nº de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente.
- d) Para los años 2016 y 2017 se toman las previsiones de demanda y variación del nº medio de puntos de suministro previstos por la Propuesta de Orden

- e) Se toman los valores de extracoste de GLP considerados por la Propuesta de Orden para 2015, 2016 y 2017.

De esta forma, por un lado, los ajustes de retribución de 2014 y 2015 estarán calculados de acuerdo con los datos definitivos, y, por otro lado, el ajuste de retribución 2016 y la retribución 2017 se habrán calculado de acuerdo con las previsiones de evolución contenidas en la Propuesta de Orden.

En el Anexo II se muestran tanto los valores de caracterización del mercado que tienen incidencia en el cálculo de la retribución de los años 2014, 2015, 2016 y 2017 como el cálculo detallado de la retribución por empresa incluyendo los ajustes retributivos que son pertinentes por operaciones de compra-venta de activos, segregaciones y/o fusiones.

Por último, tal y como puede verse en el cuadro adjunto, las diferencias entre la Propuesta de Orden y los cálculos realizados por la CNMC son relevantes en las partidas cuyos valores son estimaciones, al estar pendientes de inclusión en el régimen retributivo. En concreto, en la retribución específica prevista abonar durante 2017 pues la Propuesta de Orden no presupuesta ninguna partida a pesar de indicar en el apartado 8.6 de su Memoria que quedan pendientes de abonar 9,6 M€.

Cuadro 17. Comparación Retribución 2017 de la Actividad de Distribución prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución 2017 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	1.339,8	1.338,9	0,87
Retribución 2017	1.397,38	1.397,25	0,12
Desvios Retribución 2016	-23,10	-23,88	0,78
Desvios Retribución 2015	-33,97	-33,95	-0,03
Extracoste 2017	0,26	0,26	0,00
Desvios Extracoste 2016	-0,56	-0,56	0,00
Desvios Extracoste 2015	-0,20	-0,20	0,00
Ajustes Años Anteriores			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	0,00	5,70	-5,70
Suministro a Tarifa	0,00	0,10	-0,10
Retribución Específica Distribución	0,00	5,60	-5,60
Total	1.339,81	1.344,64	-4,83

Fuente: Memoria Propuesta OM y Elaboración propia

4.11. Sobre la sostenibilidad económica prevista para 2017

En el Cuadro 18 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 2017.

Se observa que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos resultantes previstos para 2017 ascienden a 2.946,7 M€, mientras que los costes ascienden a 2.940 M€, por lo que se produciría un desajuste positivo en la liquidación de las actividades reguladas de 6,7 M€.

No obstante, se indica que, por una parte, se han observado, como se ha comentado anteriormente, erratas en el procedimiento de facturación utilizado para estimar los ingresos de las actividades reguladas para 2017 y, por otra parte, que en el escandallo de costes no se ha tenido en cuenta el importe de las anualidades correspondientes a los ejercicios 2015 y 2016. Si se tienen en cuenta las consideraciones anteriores el ejercicio 2017 presentaría un desajuste negativo de 12,3 M€. De acuerdo con el escenario de previsión de la CNMC para 2017 y considerando los costes resultantes de las comprobaciones de la CNMC se produciría un desajuste negativo de 262,1 M€. No obstante, este desajuste sería 223 M€ en caso de ajustar la estimación de costes al escenario de demanda de la Comisión.

Cuadro 18. Costes, ingresos y déficit previstos para el ejercicio 2017, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, y según la CNMC

	Previsión 2017		
	Propuesta de Orden	Propuesta de Orden corregida	CNMC
Costes regulados (M€) (A)	2.940,0	2.948,9	2.983,6
Ingresos regulados (M€) (B)	2.946,7	2.936,6	2.721,4
Déficit (-)/Superavit de las actividades reguladas (A) - (B)	6,7	- 12,3	- 262,1

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

Teniendo en cuenta lo anterior, y al objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, se hace necesario que la Orden que finalmente de publique proceda a revisar los peajes y cánones aplicables en 2017.

4.12. Sobre los peajes y cánones de la propuesta de Orden

4.12.1. Sobre los peajes del Grupo 3

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 la Orden ITC/2736/2015 dicho valor al no modificar los peajes aplicables al grupo 3, ni establecer ninguna disposición al respecto.

Cabe señalar que, en aplicación de lo establecido en la Disposición transitoria segunda de la citada Orden, 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 aplicado sea diferente en función del tipo de consumidor considerado.

En el Cuadro 19 y en el Cuadro 20 se comparan los ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 y el coste asociados al laudo para el ejercicio 2015 y los previstos para 2016. Para el ejercicio 2016, se ha considerado el escenario de demanda de la CNMC, dado que el escenario aportado en la propuesta de Orden no distingue entre consumidores conectados a plantas satélite y conectados a la red transporte – distribución.

Se observa que, en el ejercicio 2015 la recaudación fue 4.479 miles de € inferior a la anualidad imputada, mientras que se prevé que en 2016 sea 3.599 miles de € inferior.

Cuadro 19. 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 20. Estimación de los ingresos recuperados por los peajes del Grupo 3 correspondiente al Laudo del ejercicio 2016, 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	64.405.634		30.498,0	904.822			234,3	30.732,3
3.1	10.807.395	0,047353	5.117,6	132.931	0,612	0,028980	38,5	5.156,1
3.2	25.714.599	0,047353	12.176,6	206.012	0,615	0,029122	60,0	12.236,6
3.3	1.535.384	0,047353	727,1	14.881	0,616	0,029169	4,3	731,4
3.4	22.057.384	0,047353	10.444,8	249.138	0,722	0,034189	85,2	10.530,0
3.5	4.290.873	0,047353	2.031,9	301.860	0,324	0,015342	46,3	2.078,2
Importe del Laudo (miles €)								34.331,7
Diferencia (miles €)								- 3.599,3

Fuente: CNMC y Orden IET/2445/2014

Por otra parte, tanto la Orden IET/2445/2014 como la Orden IET/2736/2015 y la propuesta de Orden 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 del año siguiente.

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 2017 debe incluir la correspondiente anualidad (amortización de principal e intereses), más los desvíos de los ejercicios 2015 y 2016.

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 del ejercicio 2015.

Esta Sala considera, por una parte, que el procedimiento de cálculo utilizado en la Orden IET/2445/2014 podría vulnerar 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 2017.

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) El termino correspondiente al ejercicio 2016, será el mismo al no haberse modificado los peajes del grupo 3 en dicho ejercicio.
- 3) Establecer el coste unitario del Laudo correspondiente al ejercicio 2017, teniendo en cuenta la anualidad del ejercicio 2017 más los desajustes y la demanda prevista para los consumidores del Grupo 3.
- 4) Incluir una nueva disposición transitoria en la Orden que finalmente se publique en la que se establezca que los peajes de las plantas satélites son el resultado de añadir al término de conducción del Grupo 3, descontado el Laudo, multiplicado los coeficientes C que corresponda el recargo asociado al Laudo.

En el Cuadro 21, se muestran el término variable del grupo 3 a incluir en la Orden, resultado de las anteriores consideraciones.

Cuadro 21. Peajes del Grupo 3 para 2017

Anualidad del Laudo (A)	33.938.271
Desvío Ejercicio 2015 (B)	4.749.857
Desvío Ejercicio 2016 (C)	3.599.341
TOTAL (A) + (B) + (C)	42.287.469
Demanda Grupo 3 de la propuesta de Orden (MWh) (B)	67.196.258
Coste unitario del Laudo 2017 (c€/kWh) (C)/(B)	0,062931

	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 2017 (c€/kWh) [4]	Término variable 2017 (c€/kWh) [3] + [4]	Término variable excluido el Laudo (c€/kWh) [3]	Coefficiente aplicable [4]	Coste unitario del Laudo 2017 (c€/kWh) [5]	Término variable 2017 (c€/kWh) [3] * [4] + [5]
3.1	2,9287	0,047353	2,881347	2,881347	0,062931	2,9443	2,9287	0,612	0,062931	1,855
3.2	2,2413	0,047353	2,193947	2,193947	0,062931	2,2569	2,2413	0,615	0,062931	1,441
3.3	1,6117	0,047353	1,564347	1,564347	0,062931	1,6273	1,6117	0,616	0,062931	1,056
3.4	1,3012	0,047353	1,253847	1,253847	0,062931	1,3168	1,3012	0,722	0,062931	1,002
3.5	0,201	0,047353	0,153647	0,153647	0,062931	0,2166	0,201	0,324	0,062931	0,128

Fuente: Orden IET/2446/2013, Orden IET/2445/2014, Orden IET/2736/2015, y CNMC

En el Cuadro 22 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 0,53% y un 7,75%, mientras que en el caso de los consumidores conectados a las plantas satélites es necesario incrementar el termino variable entre un 3,51% y un 96,63%.

Cuadro 22. 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 2017 (c€/kWh) [2]	Tasa de variación de [2] sobre [1]	Término variable Orden IET/2445/2014 (c€/kWh) [3]	Término variable aplicable 2017 (c€/kWh) [4]	Tasa de variación de [4] sobre [3]
3.1	2,9287	2,9443	0,53%	1,7924	1,8553	3,51%
3.2	2,2413	2,2569	0,70%	1,3784	1,4413	4,57%
3.3	1,6117	1,6273	0,97%	0,9928	1,0557	6,34%
3.4	1,3012	1,3168	1,20%	0,9395	1,0024	6,70%
3.5	0,2010	0,2166	7,75%	0,0651	0,1281	96,63%

Fuente: Orden IET/2446/2013, Orden IET/2445/2014, Orden IET/2736/2015, y CNMC

4.12.2. Sobre peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima

La Disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden mantiene la redacción de la Orden IET/2736/2015 en relación al peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima, el cual engloba el peaje de transporte y distribución (incluyendo el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación. La diferencia entre los peajes ordinarios y este peaje se reducirá anualmente de forma lineal hasta desaparecer el 31 de diciembre de 2018.

En el Cuadro 21 se compara el peaje temporal de materia prima establecido en la propuesta de Orden con el establecido en la Orden IET/2445/2014. Se observa que los términos fijo y variable del peaje de materia prima de la propuesta de Orden son un 10,7% superiores a los peajes establecidos en la Orden IET/2445/2014.

Cuadro 23. Peaje temporal para usuarios de materia prima. Orden IET/2445/2014 vs Propuesta de Orden.

Peaje de Materia Prima	Término fijo (c€/kWh/día /mes)	Término variable (c€/kWh)
Orden ITC/2736/2015	3,904961	0,061763
Propuesta de Orden	4,210689	0,066599
Tasa de variación	7,83%	7,83%

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

Cabe destacar que, los valores establecidos en la propuesta de Orden no coinciden con el cálculo realizado en el punto 19.2 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. En particular, los valores considerados en la propuesta de Orden son un 1,1% inferiores a los de la memoria que le acompaña.

Al respecto, se indica que con la previsión de volumen y capacidad contratada de la CNMC²⁰ (factor de carga del 81,9%) y manteniendo la metodología de cálculo de la propuesta de Orden se obtendría un término fijo de 4,261457 (c€/kWh/día /mes) y un término variable de 0,067402, un 1,2% superiores a los establecidos en la propuesta de Orden y un 0,1% superiores a los incluidos en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Adicionalmente, se indica que, sobre la base del escenario de demanda y de las hipótesis de facturación considerados por esta Sala, la aplicación del peaje de materia prima considerado en la propuesta de Orden supone una reducción de los ingresos, en términos anuales, de 7,8 M€.

Finalmente, esta Sala, como ha puesto de manifiesto en sucesivos informes, considera necesaria la supresión del peaje temporal de materia prima, en la medida en que todos los suministros deben sufragar los costes en los que hacen incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento, y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.

4.12.3. Sobre el Peaje de trasvase de GNL a buques

El peaje de trasvase de GNL vigente se configura actualmente como un peaje de acceso con dos niveles diferenciados para buques con capacidad de carga de GNL inferior o superior a 9.000 m³ de GNL.

En relación con dicho peaje la exposición de motivos de la propuesta de Orden señala que (i) el valor actual del término fijo del peaje hace inviable económicamente las operaciones de pequeño volumen y, (ii) que el término variable resulta en un precio poco competitivo con el resto de plantas de nuestro entorno.

Teniendo en cuenta lo anterior en la propuesta de Orden, por una parte, se incrementa el umbral a partir del que se separa las dos categorías de peaje desde los 9.000 m³ de GNL hasta los 15.000 m³ de GNL y, por otra parte, se reduce significativamente los peajes aplicables.

²⁰ La propuesta de Orden iguala la capacidad facturada a la capacidad contratada prevista por la CNMC 2017, no aportándose información relativa al factor de carga.

Cuadro 24. Peajes aplicables al trasvase de GNL a buques

Orden ITC/2736/2015	€/ Operación	Término variable (c€/kWh)
Volúmenes superiores a 9.000 m ³ de GNL	176.841	0,1563
Volúmenes iguales o inferiores a 9.000 m ³ de GNL	87.978	0,0521

Propuesta de Orden	€/ Operación	Término variable (c€/kWh)
Volúmenes superiores a 15.000 m ³ de GNL	144.000	0,0388
Volúmenes iguales o inferiores a 15.000 m ³ de GNL	45.000	0,0388

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

En relación con la reducción de peajes resultante de la propuesta de Orden:

- Para las operaciones de menos de 9.000 m³ de GNL: se reduce el termino fijo un 48,9% y el termino variable un 25,5%
- Para las operaciones de entre 9.000 m³ y 15.000 m³ de GNL: se reduce el termino fijo un 74,6% y el termino variable un 75,2%
- Para las operaciones de más de 15.000 m³ de GNL: se reduce el termino fijo un 18,6% y el termino variable un 75,2%

Desde un punto de vista jurídico, cabe señalar que la memoria que acompaña a la propuesta de Orden indica que (i) el peaje de trasvase de GNL a buque queda excluido de las competencias de la CNMC establecidas en el artículo 7.d de la Ley 3/2013 y (ii) el artículo 25.2 del Real Decreto 949/2001 permite la modificación de los peajes y cánones, si por razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo comunitario lo hacen aconsejable mediante Orden Ministerial.

En relación con lo anterior se indica, en primer lugar, que contrariamente a lo que se señala la memoria que acompaña a la propuesta de Orden el peaje de trasvase de GNL a buques, al igual que el resto de peajes actuales de regasificación o todos aquellos que determine la CNMC, se encuentran incluidos entre las competencias de la CNMC. Por tanto, la modificación de dicha estructura es contraria a la normativa comunitaria y, gravemente desafortunada teniendo en cuenta el expediente abierto contra el Reino de España.

En este sentido se recuerda, por una parte, que las tarifas de acceso a las instalaciones de GNL, y el peaje de trasvase de GNL a buques no deja de serlo, se encuentran incluidos explícitamente en el artículo 41.6.a de la Directiva 2009/73/CE el cual determina el ámbito competencial de la Autoridad

Reguladora Nacional sobre las metodologías de tarifas. Por otra parte, que únicamente es posible cumplir a los principios de tarifas no discriminatorias, suficientes y que reflejen costes, si la metodología se establece globalmente para todos los peajes y cánones de la actividad de regasificación.

En segundo lugar, el apartado 5 del artículo 92 de la Ley del Sector de Hidrocarburos atribuye al Gobierno el establecimiento de la estructura y condiciones de aplicación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas. La propuesta de Orden modifica las condiciones de aplicación del peaje de trasvase de GNL a buque, al modificar el umbral a partir del cual se aplica el peaje reducido, desde los 9.000 m³ de GNL hasta los 15.000 m³ de GNL.

En relación con la aplicación de dicho precepto, la Sentencia del Tribunal Supremo 933/2014, señaló sobre el artículo 5 Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, que establecía limitaciones a la contratación de capacidad de carga de GNL con destino a plantas satélites: *“Por otra parte, el apartado 5 del mismo artículo 92 de la Ley del Sector de Hidrocarburos atribuye al Gobierno el establecimiento de la estructura y condiciones de aplicación de los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas. Pues bien, la previsión de la referida limitación contemplada en el artículo 5 de la Orden recurrida viene a ser el establecimiento de una condición de aplicación de peajes y cánones, puesto que se incide en el acceso a la red de gas mediante la imposición de una condición para tener derecho a contratar carga de gas desde una planta de regasificación. Y tal regulación corresponde al Gobierno, según establece el citado precepto, y no al Ministro mediante Orden.*

Lo anterior es suficiente para estimar la alegación y anular el artículo 5, que excede, tal como denuncia la actora, la habilitación reglamentaria del artículo 92.4, segundo párrafo, de la Ley del Sector de Hidrocarburos”

Por tanto, la Orden objeto del presente informe no tendría el rango normativo suficiente para modificar la estructura del citado peaje sino, únicamente, para la aprobación de los valores aplicables.

Finalmente, se indica que 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.”* Teniendo en cuenta que existen anualidades pendientes de amortizar correspondientes a los ejercicios 2014 y 2015, no es posible establecer peajes de trasvase de GNL a buques inferiores a los vigentes, como realiza la propuesta de Orden.

En consecuencia, desde un punto de vista jurídico la modificación del peaje de trasvase de GNL a buque (i) incumple la normativa comunitaria, (ii) no tiene el rango normativo adecuado, dado que corresponde su modificación al Gobierno y no al Ministro mediante Orden, y (iii) incumple el artículo 61.3 de la Ley 18/2014 al establecer peajes inferiores a los vigentes.

Desde un punto de vista económico, la memoria que acompaña a la propuesta de Orden determina el valor de los términos fijos y variables del peaje de forma que generen unos flujos de caja; que descontados a un tipo de interés, sean superiores al VAN de la retribución de los elementos implicados en la operación, a lo largo de la vida útil de una instalación promedio.

Al respecto, se indica, en primer lugar, que la metodología que se utilice para establecer el peaje de trasvase de GNL a buque debería ser coherente con la metodología utilizada para calcular el resto de peaje de la actividad de regasificación, de forma que se asegure la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes previstos y se eviten subvenciones cruzadas entre los diferentes peajes por los servicios prestados en la instalación. Dado que se desconoce la metodología de cálculo del resto de peajes y cánones de la actividad de regasificación no es posible valorar su coherencia.

En segundo lugar, conforme al artículo 59 de la Ley 18/2014, en la determinación de los términos fijos y variables del peaje se hace necesario tener en cuenta la retribución de los servicios involucrados en la prestación del servicio para el año en el que se fijan dichos peajes, adecuándolos anualmente a la retribución correspondiente, dado que en caso contrario se podría producir una transferencia intertemporal de rentas y, por tanto, subvenciones cruzadas entre las distintas actividades.

En tercer lugar, la metodología de la propuesta de Orden incluye elementos para los que no se aporta una justificación suficiente, como por ejemplo, la hipótesis de que únicamente se dedica prestar el servicio el 10% del tiempo de funcionamiento de la planta o la multiplicación por un “*coeficiente de seguridad de 25*” la retribución variable que se reconoce a las plantas para obtener el término variable del peaje.

Finalmente, la propuesta de Orden establece “*El servicio anual deberá suponer al menos la contratación de 12 servicios de tipo “a” o 12 de tipo “b” o 18 de tipo “c”, en caso contrario se considerará servicio de corto plazo y el término fijo del peaje se deberá multiplicar por el factor 2. A estos efectos no se podrán agregar buques que correspondan a diferentes categorías*”. Donde el tipo “a”, se corresponde con el servicio anual de carga en buques a partir de plantas de regasificación para volúmenes superiores a 15.000 m³ de GNL y el tipo “b” para volúmenes inferiores a 15.000 m³ de GNL.

Al respecto se realizan las siguientes consideraciones.

- La modificación del peaje de carga de GNL se introduce mediante la modificación del apartado cuatro del anexo I de la Orden IET/2446/2013 sin mantener el resto de los peajes establecidos en dicho apartado, por lo que de hecho se está eliminado (i) el peaje de trasvase de buque a

buque (ii) el peaje de puesta en frío, (iii) que las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, al igual que la entrega del gas necesario para la operación, (iv) el carácter subsidiario de dichos servicios y (v) la posibilidad de interrumpir o cancelar su prestación por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

- Existe una inconsistencia entre los peajes de carga de GNL (a y b) de la propuesta de Orden y los coeficientes aplicables por servicio (a, b y c), por lo procede su aclaración.
- Se debería establecer el procedimiento de facturación del peaje de carga de GNL y de la aplicación del recargo por contratar un número de servicios inferior al establecido en la Orden, con objeto de evitar diferencias de interpretación en la aplicación del peaje.
- Se debería justificar adecuadamente la necesidad de aplicar un recargo para el peaje en caso de que el número de operaciones sea inferior a 12, sobre todo teniendo en cuenta que (i) actualmente no se aplica a ningún peaje con características similares y (ii) no se hace referencia al mismo en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

5. Consideraciones particulares

5.1. Artículo 2. Revisión de la retribución de los años 2015 y 2016

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece que en el Anexo I, junto a la retribución para el año 2017, también se recogen los ajustes de las retribuciones de los años 2015 y 2016, en aplicación de lo dispuesto en la disposición final cuarta de la Ley 8/2015.

Consideraciones de la CNMC

Se debe señalar que los ajustes a las retribuciones de años anteriores que recoge la Propuesta de Orden son los inherentes a la aplicación de las metodologías recogidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014 una vez se dispone de una información mejor o más completa. Por tanto, hay que eliminar la referencia a lo dispuesto en la disposición final cuarta de la Ley 8/2015²¹ cuyo ajuste fue efectuado en la Orden IET/2736/2015.

Se considera que, por un lado, el artículo 2 debe ser eliminado, y que, por otro lado, el apartado 2 del Artículo 1 debe incluir una referencia a que en el Anexo I de la Orden también se recogen los ajustes de las retribuciones de los años 2014, 2015 y 2016 resultantes de la aplicación de las metodologías recogidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta texto alternativo a los Artículos 1 y 2:

Artículo 1. Objeto.

[...]

2. *Las retribuciones reguladas del sector gasista para el año 2017 que se incluyen en el anexo I de la presente orden, se calculan en base a las fórmulas de 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, aplicando una tasa de rentabilidad financiera del 5,09 por ciento, obtenida de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 65.2 de la citada Ley. Se han empleado los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento fijados en los anexos V y VII 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.*

En el anexo I, junto a la retribución para el año 2017, también recoge los ajustes de las retribuciones de los años 2014, 2015 y 2016 resultantes de la

²¹ Cuya redacción clarificaba la determinación de la tasa de retribución financiera a aplicar en la metodología del Anexo X (una Tr de 5,09%) provocando unos ajustes sobre las retribuciones calculadas anteriormente.

aplicación de las metodologías recogidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014

El anexo I incluye asimismo un listado con las retribuciones provisionales de las instalaciones puestas en servicio hasta el 31 de diciembre de 2016 y que no cuentan con retribución definitiva reconocida.

[...]

Artículo 2. — Revisión de la retribución de los años 2015 y 2016

En el anexo I, junto a la retribución para el año 2017, se recogen los ajustes de las retribuciones de los años 2015 y 2016, en aplicación de lo dispuesto en la disposición final cuarta 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.

5.2. Artículo 4 sobre régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares

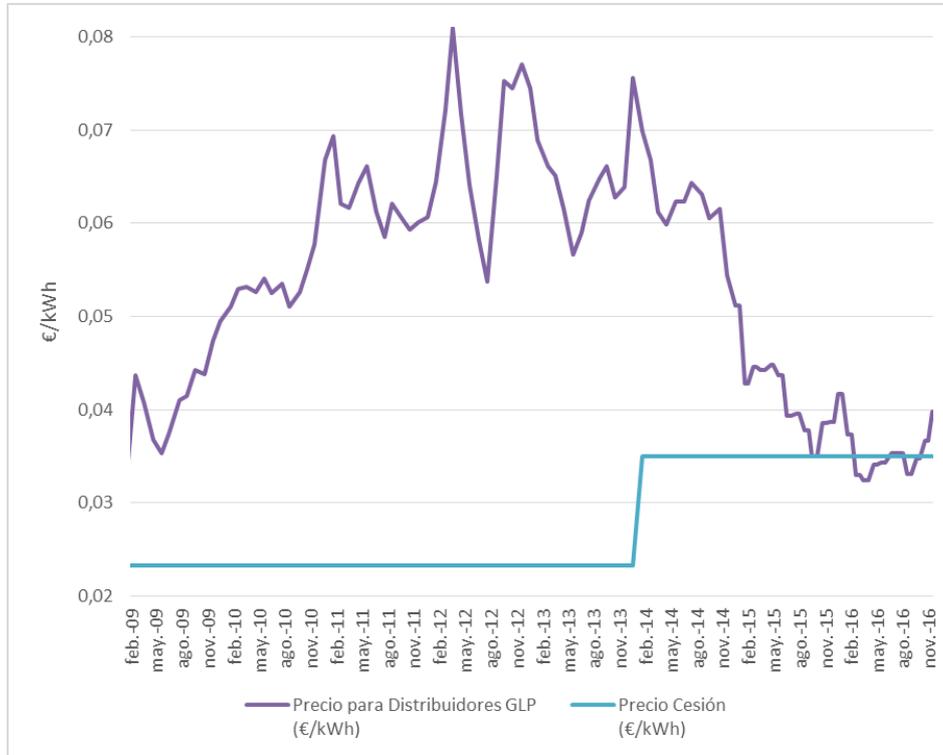
Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo reduce el precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministran gases manufacturados en los territorios insulares pasando a ser 0,025 €/kWh en vez de 0,035 €/kWh hasta ahora vigentes.

Consideraciones de la CNMC

La disminución del precio medio de adquisición del propano durante los últimos 26 meses ha hecho que el diferencial con el precio de cesión y el precio de adquisición de propano sea incluso negativo, en otras palabras, que el precio del propano es más barato que el precio del gas natural considerado para el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.

Cuadro 25. Evolución Precio Adquisición GLP para los distribuidores de gases combustibles por canalización vs Precio Cesión gas natural



Fuente: Elaboración propia

Al objeto de reequilibrar el régimen aplicable al suministro de gases manufacturados en los territorios insulares, la Propuesta de Orden propone un nuevo precio de cesión, si bien en la Memoria no justifica cómo se ha obtenido el nuevo precio y si éste se ajusta o tiene equiparación con el precio de productos equivalentes.

Se considera necesario reflejar la metodología de cálculo adoptada y los valores considerados para las variables de la misma ya que existen elementos regulatorios suficientes para determinar un precio ajustado a una metodología transparente y reproducible.

De acuerdo con la antigua normativa del sector gasista²² el precio de cesión incluía “el coste unitario de la materia prima destinado al mercado a tarifas, los costes de gestión de compra-venta de gas natural de los transportistas destinado al mercado a tarifas, y el coste medio de regasificación del gas licuado destinado a tarifas que corresponda” y se indicaba cómo debía calcularse cada uno²³

²² El Artículo 4 de la Orden ITC/3992/2006, es el último que refleja esta metodología.

²³ **El coste unitario de la materia prima** (Cmp) destinado al mercado a tarifas estaba determinados por fórmulas que se establecían en las Órdenes Ministeriales de Tarifas reguladas de gas

Tras la entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio, que modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE, la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008, estableció de manera transitoria hasta el día 1 de julio de 2008 un Precio de Cesión entre transportistas y distribuidores cuyo precio se determinaba sumando al coste unitario de la materia prima (Cmp) un valor constante de 0,049200 cent/kWh.

Posteriormente, la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, establece por primera vez una metodología de cálculo de la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, cuya metodología actual se recoge en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio.

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 tarifa²⁴, (3) los términos variables de la tarifa²⁵ y (4) la prima por riesgo de cantidad 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.

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, esta Sala considera que el precio de cesión debería ser el resultado de la media de los últimos 12 meses del precio de materia prima²⁶, que para 2016 sería 17,10 €/MWh.

Los costes de gestión de compra-venta de gas natural destinado al mercado a tarifas de los transportistas eran definidos por las Órdenes Ministeriales que establecen la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

El coste medio de regasificación era el resultado de aplicar al gas natural licuado incluido en la cesta de gases destinada al mercado a tarifas los costes correspondientes de la regasificación.

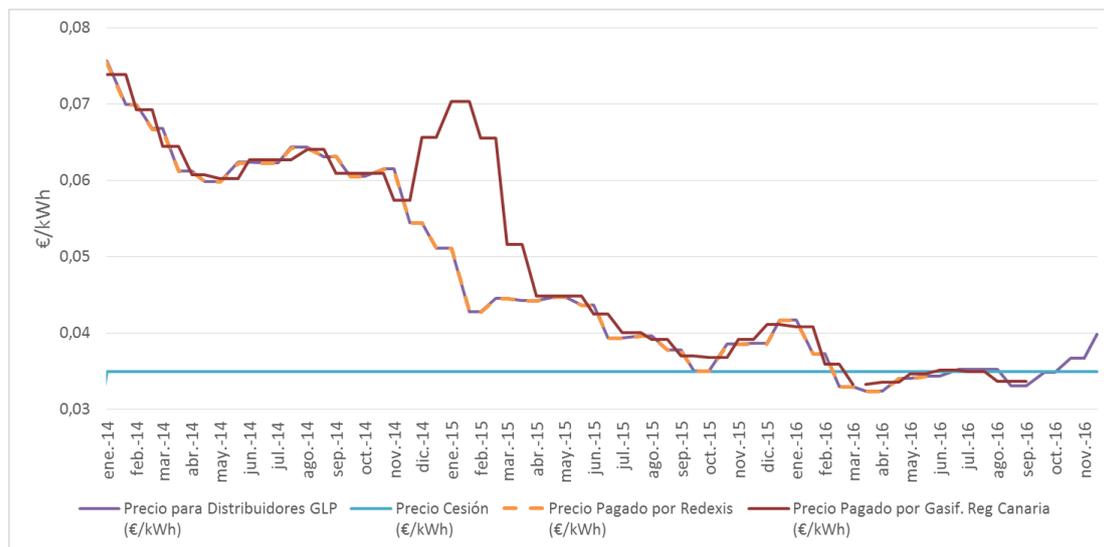
²⁴ Que agruparía los costes que corresponden al término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución (Tfi), al término de reserva de capacidad (Tfe), al término fijo del peaje de regasificación (Tfr) y al coste fijo de comercialización

²⁵ Que agruparía los costes que corresponden al término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución (Tvi), al término variable del peaje de regasificación (Tvr), al valor medio del peaje de descarga de buques, al coste medio del canon de almacenamiento subterráneo, al coste medio del canon de almacenamiento de GNL, al coste variable de comercialización,

²⁶ Se considera 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,

En otro orden de ideas, señalar que 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 como ha ocurrido en alguna ocasión en los últimos años (ver cuadro adjunto), se propone introducir un apartado adicional en el que se indique que el precio máximo de adquisición de GLP a tener en cuenta en los cálculos del extracoste por adquisición de propano será el precio de cesión de gases licuados del petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización que determina mediante Resolución la Dirección General de Política Energética y Minas y entran en vigor el tercer martes de cada mes

Cuadro 26. Evolución Precio Adquisición GLP por Distribuidores Insulares de gas natural vs Evolución Precio Adquisición GLP para los distribuidores de gases combustibles por canalización vs Precio Cesión gas natural



Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 4:

Artículo 4. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.

1. El precio de cesión a considerar como coste liquidable de las empresas distribuidoras que suministren gases manufacturados en los territorios insulares será de 0,025 0,0171 €/kWh.

2. 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.

3. Mientras sea de aplicación el régimen dispuesto en la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el precio máximo admisible de adquisición de GLP a efectos de determinar la retribución adicional en concepto de extracoste por las compras de propano será el precio de cesión de gases licuados del petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización que determina mediante Resolución la Dirección General de Política Energética y Minas y entra en vigor el tercer martes de cada mes.

Adicionalmente, visto que los precios de adquisición de GLP pagados por Gasificadora Regional Canaria durante el primer semestre de 2015 son sensiblemente superiores al precio de cesión de GLP para los distribuidores de GLP canalizado, se propone declarar provisional la retribución por extracoste de 2015 de esta distribuidora hasta que justifique el sobreprecio observado.

5.3. Artículo 5 sobre aplicación de los costes de extensión de vida útil a las plantas de regasificación

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

En cumplimiento de la Sentencia nº 290/2016 de la Sala de lo Contencioso - Administrativo del Tribunal Supremo se hace necesario establecer una metodología para determinar los costes de extensión de vida útil que correspondan a los costes de operación y mantenimiento variables de las distintas instalaciones de las plantas de regasificación.

La retribución variable por O&M de las plantas de regasificación está establecida por los volúmenes de gas regasificado, cargado en cisternas y trasvasado a/entre buques, pero no por cada instalación individualizada.

Por ello, se hace necesario asociar los costes variables de O&M de las plantas de regasificación a las instalaciones, para ello se establecen los siguientes criterios:

- El coste de O&M variable de los vaporizadores corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de regasificación.
- El coste de O&M variable de la obra civil, portuaria y marítima, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de buques.
- El coste de O&M variable de los cargaderos de cisternas, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de cisternas.
- El coste de O&M variable de los tanques de almacenamiento es cero.

Posteriormente, el punto 2 del artículo establece la siguiente fórmula:

$$\mu V_{n,t}^j = 1 + \frac{\sum_{i=1}^m (\mu_n^i - 1) * VR_i * U_i}{\sum_{i=1}^m VR_i}$$

Donde se determina el coeficiente (μV) a aplicar a los distintos costes variables de O&M de las plantas de regasificación, a través del cual se determina para cada tipo de coste variable la retribución por extensión de vida útil de cada instalación.

Según la fórmula establecida, el coeficiente (μV) depende para cada planta de regasificación del valor reconocido de la inversión de cada instalación (VR), del coeficiente μ de cada instalación según establece el apartado 2.e del anexo XI de la Ley 18/2014, y del grado efectivo de utilización de cada instalación (U).

La Propuesta establece que el grado de utilización (U) de cada instalación de vaporización se calculará en base a los últimos 365 datos diarios reales de uso de regasificación de la planta a la que pertenecen, siendo el criterio de cómputo de utilización el uso prioritario de los vaporizadores que se hayan instalado más recientemente. Asimismo establece que para todos los elementos de obra civil y de cargaderos de cisternas el grado de utilización (U) tomará el valor del 100%.

En el punto 3 del artículo se recoge, para cada planta de regasificación y para cada retribución variable establecida, el valor de los coeficientes μV para el año 2017.

La Disposición Transitoria Cuarta establece el valor de los coeficientes μV para los años 2014, 2015 y 2016.

Consideraciones de la CNMC

La fórmula de la Propuesta que determina el coeficiente (μV) depende entre otros factores del grado de utilización (U) de las instalaciones. La Propuesta establece *a priori* el grado de utilización de la obra civil, de los cargaderos de cisternas y de los vaporizadores sin tener en cuenta el uso real de dichas instalaciones, por lo que la fórmula no se basa en hechos objetivos y verificables.

En consecuencia, esta Sala propone modificar la fórmula sustituyendo el parámetro grado de utilización (U) de las instalaciones por el parámetro grado de disponibilidad efectivo (D) de las instalaciones.

El parámetro D adquiriría para cada instalación el valor cero o uno en función de la disponibilidad efectiva de la instalación para el funcionamiento real. Dicha

disponibilidad real debería ser acreditada anualmente por el transportista con el siguiente criterio:

- Se considera que una instalación de vaporización o de carga de cisternas está disponible en el año cuando se acredite ha funcionado a su capacidad nominal al menos una vez cada cuatrimestre y durante 24 horas continuadas. Las instalaciones que no han entrado en extensión de vida útil se asume que tienen disponibilidad con valor 1.
- Se considera que las instalaciones de obra civil, portuaria y marítima, están disponibles en el año cuando se acredite que al menos se han realizado descargas o cargas de GNL de/a buques una vez cada cuatrimestre. Las instalaciones que no han entrado en extensión de vida útil tienen disponibilidad con valor 1.

En el caso de acreditarse, D adquiere el valor 1, y en caso de no acreditarse, D adquiere el valor cero.

Los transportistas acreditarán la disponibilidad de las instalaciones mediante certificado suscrito por el responsable de la planta de regasificación con indicación detallada del uso realizado en el año de cada una de las instalaciones en extensión de vida útil.

A continuación se recoge la propuesta de esta Sala de modificación del redactado

Artículo 5. *Aplicación de los costes de extensión de vida útil a las plantas de regasificación*

1. *El coeficiente μ establecido en el apartado 2.e del anexo XI “Metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico”, de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, empleado en los activos que han superado su vida útil regulatoria y continúan en operación, se aplicará a los costes de operación y mantenimiento fijos y variables de acuerdo con lo siguiente:*
 - i. El coste de operación y mantenimiento variable de los vaporizadores corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de regasificación.*
 - ii El coste de operación y mantenimiento variable de la obra civil, portuaria y marítima, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de trasvase a/entre buques de GNL.*
 - iii El coste de operación y mantenimiento variable de los cargaderos de cisternas, corresponde con el coste de operación y mantenimiento variable de carga de cisternas de GNL.*
 - iv El coste de operación y mantenimiento variable de los tanques de almacenamiento es cero.*

2. De acuerdo a lo anterior, cada año “n”, cada uno de los costes de operación y mantenimiento variable de la actividad “j” (regasificación, carga de cisternas y trasvase a/entre buques), de cada planta “t”, se multiplicarán por un coeficiente $\mu V_{n,t}^j$, calculado según la siguiente fórmula:

$$\mu V_{n,t}^j = 1 + \frac{\sum_{i=1}^m (\mu_n^i - 1) * VR_i * UD_i}{\sum_{i=1}^m VR_i}$$

Dónde:

- m: Número de elementos de la planta “t” asociados al coste de operación y mantenimiento variable de la actividad “j”.
- μ_n^i : Coeficiente de extensión de vida útil del elemento “i” en el año “n” calculado según la fórmula establecido en el apartado 2.e del anexo XI “Metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento básico”, de la Ley 18/2014, de 15 de octubre
- VR_i : Valor de inversión reconocido del elemento “i”.
- UD_i : ~~Grado de utilización disponibilidad efectiva~~ del elemento “i”, expresado en un porcentaje pudiendo adquirir el valor cero o el valor uno. ~~Para todos los elementos de obra civil y de cargaderos de cisternas tomará un valor de 100%. Para cada uno de los elementos vaporizadores se calculará en base a los últimos 365 datos diarios reales de uso de regasificación de la planta a la que pertenecen, siendo el criterio de cómputo de utilización el uso prioritario de los vaporizadores que se hayan instalado más recientemente.~~

Se considera que una instalación de vaporización o de carga de cisternas está disponible en el año cuando se acredite que ha funcionado a su capacidad nominal al menos una vez cada cuatrimestre y durante 24 horas continuadas. Las instalaciones que no han entrado en extensión de vida útil se asume que tienen disponibilidad con valor 1.

Se considera que las instalaciones de obra civil, portuaria y marítima, están disponibles en el año cuando se acredite que se han realizado descargas o cargas de GNL de/a buques al menos una vez cada cuatrimestre. Las instalaciones que no han entrado en extensión de vida útil tienen disponibilidad con valor 1.

Los transportistas acreditarán la disponibilidad de las instalaciones mediante certificado suscrito por el responsable de la planta de regasificación y remitido antes del 31 de enero del año siguiente a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, con indicación detallada del uso (día y hora de inicio y fin, m3 de GNL, etc) realizado en el cuatrimestre de cada una de las instalaciones en extensión de vida útil.

3. Para el año 2017 2016 y siguientes los coeficientes μV_{n2017} a aplicar considerar son los siguientes en la liquidación provisional 14 de cada año, serán los resultantes de aplicar a la fórmula establecida en el apartado 2 la disponibilidad acreditada para dicho año por el responsable de la planta de regasificación.

	Coef COEV var regas	Coef COEV var carga	Coef COEV var trasva
2017			
Barcelona	1,0127	1,2447	1,0000
Huelva	1,0388	1,0582	1,0000
Cartagena	1,0005	1,0527	1,0000
BBG	1,0443	1,0000	1,0000
Sagunto	1,0851	1,0000	1,0000
REGANOSA	1,0000	1,0000	1,0000

5.4. Artículo 6. Déficit del sistema gasista en 2014

Consideración general

En fecha 24 de noviembre de 2016, la Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado la liquidación definitiva de 2014.

Una vez conocida la cantidad de déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, y la fecha de devengo de intereses en virtud de lo establecido en la disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, la Sala de Supervisión Regulatoria ha emitido, en fecha 1 de diciembre de 2016, el “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).

Este acuerdo se ha emitido al amparo de lo establecido en el artículo 66 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, según el cual la cantidad de déficit reconocido, la anualidad correspondiente y el tipo de interés aplicado, correspondientes al déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, serán aprobados por orden del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y previo informe favorable de la Comisión Delegada de Asuntos Económicos.

Consideraciones sobre el valor del derecho de cobro

El artículo 6 de la Propuesta de Orden reconoce un déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 de 1.025.052.945,66 €. Dicha cantidad coincide con la de la liquidación definitiva de 2014, aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en fecha 24 de noviembre de 2016. Se considera necesario que la orden recoja el listado de titulares del derecho de cobro, y el importe que corresponde a cada uno, según el cuadro 2 del informe INF/DE/150/16.

Cuadro 27. Importe de déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 del sector gasista financiado por empresa

Empresa	Déficit Acumulado a 31/12/2014 (€)	Grupo
Grupo ENAGAS, S.A.	384.313.244,40	
ENAGAS, S.A.	65.497,59	Enagas
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	375.358.022,29	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	8.889.724,52	
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	333.999.351,56	
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (1)	201.561.176,90	Gas Natural
Gas Natural Cegas, S.A.	37.265.055,64	
Gas Natural Andalucía S.A.	23.466.649,41	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	13.764.083,42	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	24.101.832,54	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	8.188.382,17	
Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A.	11.323.174,27	
Gas Navarra, S.A.	8.803.648,74	
Gas Natural Rioja, S.A.	4.456.495,71	
Gas Directo, S.A. (2)	409.894,74	
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	658.958,02	
Grupo Redexis Gas, S.A.	44.162.651,07	
Redexis Gas, S.A.	38.182.689,27	Redexis Gas
Redexis Infraestructuras, S.L.	284.483,27	
Redexis Gas Murcia, S.A.	5.695.478,53	
Grupo Naturgas	56.188.980,88	
Naturgas Energía Distribución, S.A.	55.920.866,71	Naturgas
Tolosa Gas, S.A	268.114,17	
Grupo Gas Extremadura	6.030.469,04	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.300.147,14	Gas Extremadura
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	3.730.321,90	
ESCAL UGS, S.A.	83.752.312,88	Otros
Madripleña Red de Gas, S.A.	47.384.702,63	Madripleña Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	37.098.637,60	Enagas (72,5%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A.	18.515.916,59	Otros
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	13.300.276,36	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	306.053,58	Otros
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.	349,07	Otros
TOTAL (€)	1.025.052.945,66	-

Fuente: Elaboración propia

- (1) 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.
- (2) 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.

Consideraciones sobre el tipo de interés

En el artículo 6.4 de la Propuesta de Orden se incluye un tipo de interés provisional del 1,201% para la financiación del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. Este tipo de interés no coincide con el calculado por la CNMC, aplicando la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14), considerando los datos disponibles entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016, según el cálculo que consta 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 2016 y 2017” (INF/DE/096/16), que fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 3 de noviembre de 2016, y que ascendía al 1,121%. Que por otra parte, es el que consta en la página 56 de la memoria que acompaña a la propuesta de orden, si bien el cuadro de anualidades de dicha página se ha calculado con el 1,120%.

Se considera necesario sustituir este tipo de interés por el que consta en el cuadro 4 del informe INF/DE/150/16, siendo el tipo de interés definitivo que la CNMC propone al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, reconocer a los titulares del derecho de cobro del Déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, el 1,104%.

Consideraciones sobre la anualidad

En el artículo 6 de la propuesta de orden, se incorpora únicamente el importe de 68.336.836,04 € en concepto de amortización, a recuperar en los ejercicios 2015-2031, si bien podría existir una errata, y el periodo de recuperación se referiría a los ejercicios 2017-2031 (15 años). No se incorpora ningún importe en concepto de intereses.

De conformidad con el cuadro 5 del informe INF/DE/150/16, se considera que la orden debería reconocer las siguientes anualidades.

- Una anualidad para 2016 de 8.074.459,07 €, correspondiendo 1.147.160,62 € a intereses y 6.927.298,45 € a amortización.
- Una anualidad para 2017 de 79.576.970,19 €, correspondiendo 11.240.107,15 € a intereses y 68.336.863,04 € a amortización

Asimismo, se considera necesario que la orden recoja expresamente, que la anualidad se reparta entre los titulares del derecho de cobro, de forma proporcional a su porcentaje de titularidad.

Por último, debería establecerse que la anualidad de 2016 se liquide como pago único en la primera liquidación disponible de 2016, y que la anualidad de 2017 se liquide en 12 pagos mensuales como pago único, en las liquidaciones de 2017.

5.5. Artículo 7. Desajuste temporal entre ingresos y gastos del año 2015

Consideraciones sobre el valor del derecho de cobro

El artículo 7 de la Propuesta de Orden reconoce un desajuste temporal entre ingresos y gastos del ejercicio 2015 de 27.231.873,55 €. Dicha cantidad coincide con el importe del desajuste entre ingresos y gastos obtenido en la liquidación definitiva de 2015, la cual ha sido aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en fecha 24 de noviembre de 2016. Se considera necesario que la orden recoja el listado de titulares del derecho de cobro, y el importe que corresponde a cada uno.

Cuadro 28. Importe del desajuste 2015 del sector gasista financiado por empresa

Empresa	Desajuste 2015 (€)	Grupo
Grupo ENAGAS, S.A.	10.621.398,64	Enagas
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	10.343.661,10	
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.	277.737,54	
Grupo Gas Natural SDG, S.A.	9.914.908,84	Gas Natural
Gas Natural Distribución SDG, S.A. (1)	5.737.691,77	
Gas Natural CEGAS, S.A.	1.218.919,44	
Gas Natural Andalucía, S.A.	622.564,71	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	448.372,09	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	773.097,18	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	262.440,03	
Gas Galicia Sociedad para el Desarrollo del Gas, S.A.	363.684,35	
Gas Navarra, S.A.	271.617,85	
Gas Natural Rioja, S.A.	141.865,06	
Gas Directo, S.A. (2)	12.525,40	
Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A.	62.130,96	
Grupo Redexis Gas, S.A.	1.440.826,24	Redexis Gas
Redexis Gas, S.A.	1.258.238,88	
Redexis Infraestructuras, S.L.	19.458,25	
Redexis Gas Murcia, S.A.	163.129,11	
Grupo Naturgas	1.744.625,17	Naturgas
Naturgas Energía Distribución, S.A.	1.736.617,57	
Tolosa Gas, S.A.	8.007,60	
Grupo Gas Extremadura	184.590,87	Gas Extremadura
Gas Extremadura Transportista, S.L.	69.495,83	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	115.095,04	
Madriñena Red de Gas, S.A.	1.325.493,66	Madriñena Red de Gas
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	925.329,16	Enagás (72,5%) y Otros (27,5%)
Regasificadora del Noroeste, S.A.	552.403,83	Otros
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	525.605,02	Enagas (50%) y Otros (50%)
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	-3.336,80	Otros
Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.	28,92	Otros
TOTAL (€)	27.231.873,55	-

Fuente: Elaboración propia

- (1) 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.
- (2) 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.

Consideraciones sobre el tipo de interés

En el artículo 7.4 de la Propuesta de Orden se incluye un tipo de interés provisional del 0,64% a aplicar a la financiación de dicho desajuste. Este tipo de interés coincide con el calculado por la CNMC, aplicando la metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014 (IPN/DE/0160/14), considerando los datos disponibles entre el 15 de junio y el 15 de septiembre de 2016, según el cálculo que consta 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 2016 y 2017”* (INF/DE/096/16), que fue aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en fecha 3 de noviembre de 2016.

Una vez conocida la cantidad definitiva del desajuste del año 2015 y la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de 2015, es necesario aplicar de nuevo la metodología, a fin de proponer un tipo de interés definitivo, en condiciones equivalentes a las del mercado, a reconocer a los titulares del derecho de cobro.

A este respecto, cabe destacar que el punto 1 de la Disposición transitoria tercera de la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el 2016*, establece que el interés reconocido al desajuste temporal entre ingresos y costes del sistema gasista de 2015 *“se devengará desde el día siguiente de la aprobación de la liquidación definitiva de 2015”*.

En consecuencia, al haber sido aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC dicha liquidación definitiva en fecha 24 de noviembre de 2016, la fecha de comienzo de devengo de intereses es el día 25 de noviembre de 2016. Según la metodología propuesta por la CNMC, el cálculo del tipo de interés debe realizarse con los datos disponibles en los 3 meses anteriores a esta fecha de devengo, es decir, del 24 de agosto al 24 de noviembre de 2016.

En el siguiente cuadro, se muestra el detalle de la aplicación de la metodología en este periodo de cálculo. Se propone al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, un tipo de interés definitivo a reconocer a los titulares del derecho de cobro del 0,836%.

Cuadro 29. Cálculo del coste de financiación del desajuste 2015

Fecha Devengo		25/11/2016			
Grupo	IRS 5Y (%) (media 24/08- 24/11 2016)	Diferencial (p.b.)	Fuente Diferencial	% Ponderación	IRS + Diferencial (%)
Enagas	-	-	-	49,77%	0,813%
Gas Natural	-0,050	75,31	CDS Gas Natural	42,71%	0,703%
Naturgas	-0,050	179,48	CDS EDP	7,52%	1,745%
				100%	0,836%

Fuente: Bloomberg y elaboración propia

Este tipo de interés es superior al 0,64% que se había obtenido provisionalmente con los datos del 15 de junio al 15 de septiembre de 2016, debido a la evolución al alza del IRS y los CDS. Supone un diferencial de 66 puntos básicos con respecto a la media de cotización entre el 24 de agosto y el 24 de noviembre de 2016 del Bono Español a 5 años.

Como aspectos relevantes de la aplicación de la metodología de la CNMC, se señalan los siguientes:

Se toma como tipo de interés de referencia la media de los valores de IRS a 5 años entre el 24 de agosto y el 24 de noviembre de 2016.

En cuanto al diferencial, éste se ha calculado para los casos de GAS NATURAL y NATURGÁS (representando estos sujetos tan sólo un 42% de los tenedores de la deuda relativa al desajuste correspondiente al ejercicio 2015), como la media de sus valores de CDS a 5 años entre el 24 de agosto y el 24 de noviembre de 2016, al ser los únicos grupos que disponen de CDS cotizados en dicho periodo.

Atendiendo a lo anterior, se considera necesario utilizar adicionalmente datos de emisiones de deuda de las empresas, tal y como se propone en la propuesta de metodología aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria en fecha 11 de diciembre de 2014. En este sentido, el grupo REDEXIS no ha realizado ninguna emisión de deuda en los últimos 12 meses anteriores a la fecha de cálculo y el grupo MADRILEÑA RED DE GAS ha realizado una emisión en marzo de 2016 que no se ha considerado por tener un plazo de 15 años, siendo éste ampliamente superior al plazo de 4-5 años establecido para el cálculo según la metodología propuesta por la CNMC.

En cuanto al grupo ENAGÁS, éste ha realizado una emisión de deuda a 10 años en octubre de 2016 que, si bien es superior al plazo de 4-5 años establecido, se ha considerado en el cálculo debido a la elevada representatividad que supone este grupo (42%) en la financiación del importe total del desajuste correspondiente al ejercicio 2015.

Finalmente, el coste de financiación de los grupos de sociedades considerados se ha ponderado por los porcentajes de financiación del desajuste del ejercicio 2015 de cada uno de ellos con respecto del importe total de dicho déficit financiado por los grupos ENAGAS, GAS NATURAL y NATURGAS, que son aquellos de los que se dispone de datos del coste de financiación estimado según la metodología propuesta por la CNMC, obteniéndose así un coste medio de financiación. El tipo de interés se ha calculado a partir de una muestra del 85% de los grupos de sociedades financiadoras.

Cuadro 30. Importe total financiado por grupo empresarial y porcentaje de financiación del Desajuste del ejercicio 2015

Grupo	Importe Financiado (€)	Porcentaje Financiación Desajuste	Porcentaje Financiación Acumulado
Enagas	11.555.064,79	42%	42%
Gas Natural	9.914.908,84	36%	79%
Naturgas	1.744.625,17	6%	85%
MadriIeña Red de Gas	1.325.493,66	5%	90%
Redexis Gas	1.440.826,24	5%	95%
Gas Extremadura	184.590,87	1%	96%
Otros	1.066.363,98	4%	100%
TOTAL	27.231.873,55	100%	-

Fuente: Elaboración propia

Consideraciones sobre la anualidad

En el artículo 7.2 de la propuesta de orden, se incorpora únicamente el importe de 5.446.374,71 € en concepto de amortización, para cada ejercicio 2017-2021 (5 años). No se incorpora ningún importe en concepto de intereses.

Considerando como fecha de devengo de intereses el 25/11/2016, un periodo de recuperación de 5 años a partir de esta fecha, y un perfil de amortización constante con anualidad decreciente, se considera que la orden debería reconocer las siguientes anualidades para 2016 y 2017, a favor de los titulares del derecho de cobro, considerando tanto la amortización como los intereses:

Cuadro 31. Cálculo de las anualidades 2016 y 2017 correspondientes al Desajuste del ejercicio 2015

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

Tipo Interés	0,836%	
Fecha Devengo	25/11/2016	
Plazo (años)	5	
Importe Derecho (€)	27.231.873,55	24/11/2016

Año	Tipo de Interés	IPC 24/11/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2016	0,836%	27.231.873,55	23.077,71	552.098,26	575.175,97

Año	Tipo de Interés	IPC 31/12/2016 (€)	Intereses (€)	Amortización (€)	Anualidad Calculada (€)
2017	0,836%	26.679.775,29	223.042,92	5.446.374,71	5.669.417,63

Fuente: Elaboración propia.

Asimismo, se considera necesario que la orden recoja expresamente, que la anualidad se reparta entre los titulares del derecho de cobro, de forma proporcional a su porcentaje de titularidad.

Por último, debería establecerse que la anualidad de 2016 se liquide como pago único en la primera liquidación disponible de 2016, y que la anualidad de 2017 se liquide en 12 pagos mensuales como pago único, en las liquidaciones de 2017.

5.6. Artículo 8. Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento de la planta de regasificación de El Musel

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece la retribución provisional transitoria para 2017 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 en qué ejercicio de liquidación deben incluirse dichas retribuciones.

Consideraciones de la CNMC

Se considera conveniente resaltar el carácter provisional de ambas retribuciones transitorias.

En relación con el reconocimiento definitivo de la retribución, ha de recordarse que, además del procedimiento establecido para las instalaciones “estándar” de

transporte y regasificación²⁷, esta Sala debe remitir, tras analizar las auditorías pertinentes, su propuesta de retribución de costes de O&M definitivos y provisionales de los AASS²⁸ y, en el caso, de las instalaciones singulares de transporte y regasificación su reconocimiento debe ser aprobado por Orden Ministerial previo informe de la Comisión²⁹. Tratamiento similar tienen otras instalaciones hibernadas como el AASS de Castor³⁰, donde la retribución definitiva por O&M también necesita informe previo de esta Sala.

Por todo ello, se considera conveniente que se refleje claramente que esta Sala participará, con propuesta o informe previo, en la determinación de la retribución definitiva de los costes de O&M de El Musel. Dicho esto, y en base a la experiencia adquirida en los procedimientos de reconocimiento de costes auditados, es preferible que esta Sala remita propuesta de retribución como en el caso de los AASS, ya que los trabajos de análisis de la información aportada por las empresas no son interferidos por los tiempos ajustados para la información de propuestas normativas como esta Orden.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, así como las realizadas en el epígrafe 4.9 de este informe, se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 8:

Artículo 8. *Retribución transitoria financiera y costes de operación y mantenimiento provisionales de la planta de regasificación de El Musel.*

1. *La retribución transitoria financiera provisional de la planta de regasificación de El Musel, a percibir por Enagas Transporte, S.A.U. para el año 2017, será de 19.440.979,78 euros.*

2. *La retribución transitoria por costes de operación y mantenimiento provisional durante el año 2017 de la planta de regasificación de El Musel, a percibir por Enagas Transporte, S.A.U. será de 4.164.544,80 euros.*

3. *La retribución financiera transitoria y la retribución de los costes de operación y mantenimiento provisionales del año 2017 se incluirán en las liquidaciones del ejercicio 2017.*

4. *La retribución definitiva por operación y mantenimiento se aprobará, previa propuesta de la Comisión de los Mercados y la Competencia, una vez que se disponga de las correspondientes auditorias, abonándose o cargándose a la compañía los saldos que se produzcan.*

²⁷ La retribución de los costes de O&M se establecen aplicando valores unitarios estándar por Resolución previo informe preceptivo de esta Sala.

²⁸ Tal y como se recoge en la Disposición adicional sexta O. ITC/3995/2006. Cálculo de los costes de operación y mantenimiento directos e indirectos provisionales y definitivos

²⁹ Artículo 5 Real Decreto 326/2008 y artículo 5 de la Orden ITC/3993/2006.

³⁰ Artículo 6 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.

5.7. Artículo 9. Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto – ley 13/2014, de 3 de octubre

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El Artículo establece el importe y cómo deben ser liquidados varios conceptos retributivos, definitivos y provisionales, relacionados con el AASS de Castor tal y como dispone el Real Decreto-ley 13/2014, en concreto:

1. El importe anual de 80.664.725 € en virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014
2. La retribución provisional por costes de O&M (15.718.229) para 2017
3. La diferencia entre el importe provisional reconocido en la Orden IET/2445/2014 y el importe auditado justificado de los costes de O&M del año 2015 (533.013 €), determinando así la retribución definitiva por este concepto para el año 2015 para ENAGÁS TRANSPORTE.

Consideraciones de la CNMC

La retribución del AASS de Castor está regulada por 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

El Artículo 9 de la Propuesta de Orden tiene en cuenta esta circunstancia y recoge todos los costes retributivos asociados al AASS Castor: (1) los derechos de cobro en virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por razón de la obligación de pago prevista en el artículo 4.2 del citado Real Decreto-ley; y (2) los costes provisionales de mantenimiento y operatividad del Almacenamiento de ENAGAS Transportista, S.A. derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del citado Real Decreto-ley.

No obstante lo anterior, hay que señalar que puede producir cierta confusión que en el apartado 3 del Artículo 9 de la Propuesta de Orden se indique que los importes recogidos en el citado Artículo se incluyen en el Anexo I, puesto que, de acuerdo con el Artículo 1.2, el Anexo I recoge las retribuciones reguladas para 2017 que han sido calculadas de acuerdo con los Anexos X y XI de la Ley 18/2014, norma que explícitamente excluye al AASS Castor en su aplicación.

En consecuencia, con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda eliminar tanto el apartado 3 del artículo 9 como cualquier referencia a los costes asociados al AASS de Castor recogida en el Anexo I.

En otro orden de ideas, señalar que el procedimiento propuesto para el reconocimiento de la retribución definitiva por O&M de 2015 por la hibernación del AASS Castor a reconocer a ENAGÁS TRANSPORTE en aplicación del apartado 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014 (segundo inciso del apartado 3 del Artículo) difiere de la práctica general utilizada para el resto de instalaciones y conceptos retributivos del sector gasista, tal y como se ha explicado en las consideraciones del artículo anterior.

De hecho, la partida recogida en dicho apartado (15.718.229 €) ni ha sido informada previamente por esta Sala ni se ha determinado tras la elevación de una propuesta al respecto por esta Sala.

Por tanto, se considera que el reconocimiento de dichos costes debería informarse, de forma separada y con tiempo suficiente para el análisis de los importes auditados declarados por la empresa. En consecuencia, se propone su eliminación del articulado de la Propuesta de Orden y tramitación por separado.

Asimismo, y en línea con lo indicado en el artículo anterior, se considera conveniente que se refleje claramente que, a futuro, esta Sala participará con propuesta previa en la determinación de la retribución definitiva de los costes de O&M de la hibernación del AASS Castor.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, así como las realizadas en el epígrafe 4.8 de este informe, se realiza la siguiente propuesta texto alternativo al Artículo 9:

Artículo 9. *Reconocimiento retribuciones de conformidad con el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre.*

1. *En virtud del artículo 5 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, se reconoce un importe de 80.664.725 euros a los titulares del derecho de cobro por parte del sistema gasista.*

2. *De acuerdo a las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, se reconocen los costes provisionales de Operación y Mantenimiento a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. para el año 2017 por valor de 15.718.229 euros ~~y se reconoce la diferencia entre el importe auditado justificado de dichos costes del año 2015 y el reconocido en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre contenida en la siguiente tabla:~~*

[Euros]	COM 2015 provisionales reconocidos en IET/2445/2014 (1)	COM 2015 auditados excluido Costes gestión y Margen Industrial (2)	Beneficio Industrial (15%) (3)	Ingresos explotación auditados (4)	Total reconocido (5)=(2)+(3)-(4)	Diferencia a reconocer (5)-(1)
Almacenamiento Subterráneo Castor	15.718.229	17.169.505	858.475	1.776.738	16.251.242	533.013

~~3. En aplicación de lo dispuesto en el artículo 6.1 del Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, los costes provisionales de mantenimiento y operatividad y los derivados de las obligaciones indicadas en el artículo 3.2 del citado Real Decreto-ley para el año 2017 a abonar a ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., con cargo a los ingresos por peajes y cánones del sistema gasista, se incluyen en el anexo.~~

Los costes reales incurridos deberán justificarse con la correspondiente auditoría y se determinarán con carácter definitivo por orden del Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital, previa propuesta de la Comisión de los Mercados y la Competencia.

5.8. Artículo 10. Productos de capacidad de almacenamiento subterráneo

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

En este artículo se describen los productos y servicios de capacidad a ofertar en los almacenamientos subterráneos, distinguiendo dos tipos de productos de capacidad firme:

1. Productos agregados, que incluyen capacidad de almacenamiento, inyección y extracción como un sólo producto, cuya duración podrá ser anual, trimestral y mensual. El producto anual comenzará el 1 de abril de un año y terminará el 31 de marzo del año siguiente. La duración del resto de productos será la definida en el Real Decreto 984/2015.
2. Productos desagregados, contratados por separado, de almacenamiento, inyección y extracción, que tendrán duración diaria e intradiaria. De la capacidad diaria disponible de inyección y extracción se reserva un 10%, primero para su oferta como producto diario y, si quedara capacidad sin asignar, para su oferta como producto intradiario. La contratación intradiaria de inyección o extracción dará derecho al empleo de estos servicios desde la hora de inicio efectiva del mismo hasta el final del día de gas.

Cuando el GTS lo justifique, se podrán ofertar productos de capacidad de inyección y extracción interrumpibles, con el mismo horizonte temporal que los productos firmes.

Consideraciones de la CNMC

Lo dispuesto en el artículo 10 de la propuesta de Orden, en general, es coherente con lo recomendado por la CNMC en su Acuerdo de 29 de marzo de 2016, por el que se proponía al entonces Ministerio de Industria Energía y

Turismo³¹ la definición y desarrollo del procedimiento de asignación de capacidad de entrada a la red de transporte del sistema gasista desde plantas de regasificación y conexiones internacionales no europeas, y a los almacenamientos subterráneos básicos.

Dado que la propuesta de la CNMC engloba tanto la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos como la capacidad de entrada de la red de transporte, se recomienda al Ministerio la tramitación conjunta de ambas en una reglamentación independiente, siguiendo la propuesta de la CNMC, y no dentro del proyecto de orden de peajes.

En cualquier caso, a pesar de ser coherente, en general, el texto del proyecto de orden con la propuesta realizada por la CNMC, no obstante, deben realizarse las siguientes consideraciones:

1. La normativa gasista vigente contempla dos tipos de almacenamientos subterráneos de gas natural³²: los almacenamientos básicos, que están incluidos en su régimen retributivo del sistema gasista, y los almacenamientos no básicos, que quedan excluidos del mismo.

El apartado 1 del artículo 10 indica que el artículo aplica solo a los almacenamientos básicos; sería conveniente señalarlo así también en el título del mismo.

2. La oferta de productos desagregados se establece para productos de duración de un día o menos. Con el fin de aumentar la flexibilidad en el suministro de gas y en la gestión de existencias de los usuarios, sería interesante mantener la posibilidad de ofertar de manera desagregada, también los productos mensuales, tal como indicaba el Acuerdo de 29 de marzo de 2016 de la CMNC.
3. El Reglamento (CE) nº 715/2009, en su artículo 15, sobre los servicios de acceso de terceros en relación con las instalaciones de almacenamiento y de GNL, expone que:

“2. Los gestores de almacenamientos:

- a) prestarán a terceros servicios de acceso tanto firmes como interrumpibles. El precio de la capacidad interrumpible reflejará la probabilidad de interrupción;*
- b) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios tanto a corto como a largo plazo, y*

³¹ Actualmente Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

³² Artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos.

c) ofrecerán a los usuarios de las instalaciones de almacenamiento servicios, tanto agrupados como separados, de espacio de almacenamiento, inyección y extracción.”

Para dar adecuado cumplimiento a este Reglamento, que es de aplicación directa (no necesita transposición), el GTS tiene la obligación de ofrecer al mercado, tanto capacidad firme, como interrumpible.

En consecuencia, en línea con los comentarios del CCH se añade una propuesta sobre la oferta de productos interrumpibles en los almacenamientos básicos.

4. La propuesta de Orden reserva un 10% de la capacidad diaria de inyección y extracción para productos diarios e intradiarios, porcentaje que podrá ser modificado por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía. Conforme a lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 984/2015, así como en el artículo 11 de la propia propuesta de Orden, que asignan a la CNMC la función de proponer los porcentajes de capacidad destinados a productos de duración inferior a un año, sería aconsejable que dicha Resolución de la Secretaría de Estado de Energía se aprobara previo informe de la CNMC.
5. Esta Sala considera que se debería establecer en la propuesta de Orden que los precios de reserva de capacidad aplicables a la hora de realizar las subastas de capacidad restante mediante productos anuales, mensuales, trimestrales, diario e intradiario, serán los peajes aplicables a dichos servicios, de forma que el precio resultante de la subasta no pueda ser inferior al canon de AA.SS.
6. Se indica que el artículo 6 de la Resolución de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad³³, no establece el procedimiento de facturación aplicable del canon en el caso de contratación intradiaria, ni el aplicable a los productos interrumpibles y, que la facturación de los productos con duración inferior a un año, no está afectada por ningún coeficiente, al contrario que la contratación de capacidad de transporte o de regasificación.

En consecuencia, se debería establecer, mediante una norma con el adecuado rango normativo, el procedimiento de facturación aplicable a los productos trimestrales, diario, intradiarios e interrumpibles de capacidad de los AA.SS, con anterioridad a la celebración de las correspondientes subastas de capacidad.

³³ <https://www.boe.es/boe/dias/2008/03/27/pdfs/A17615-17621.pdf>

Finalmente, se sugieren correcciones con vistas a clarificar el contenido del artículo.

Con todo ello, el artículo 10 quedaría redactado como sigue:

“Artículo 10. Productos de capacidad de en los almacenamientos subterráneos básicos.

1. *La capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos se ofertará y se contratará de manera agregada o desagregada, según lo dispuesto a continuación en este artículo. ~~e indiferenciada, sin perjuicio de que se puedan desagregar los servicios de almacenamiento, inyección y extracción.~~*

2. *Los productos estándar de capacidad, de carácter firme, a ofertar por Gestor Técnico del Sistema, por el uso del almacenamiento subterráneo básico serán los siguientes:*

- i. Productos agregados de almacenamiento, de salida desde el Punto Virtual de Balance (PVB) al almacenamiento (inyección) y de entrada al PVB desde el almacenamiento (extracción), de duración anual, trimestral y mensual, definidos en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre.*

Estos productos darán derecho al uso de capacidad de almacenamiento, así como de inyección y extracción asociada durante el período de duración del producto.

Mediante resolución de la Secretaría de Estado de Energía, previo informe de la CNMC, se podrá aprobar la oferta y asignación de productos mensuales de capacidad de almacenamiento, de inyección y de extracción de manera desagregada.

- ii. Productos desagregados de almacenamiento, de inyección y de extracción, de duración diaria e intradiaria.*

De la capacidad diaria disponible de inyección y extracción, se reservará al menos un 10% para su oferta como productos diarios individualizados de capacidad de inyección y de capacidad de extracción. Si quedara capacidad disponible tras la asignación de productos diarios, se ofertarán como productos intradiarios individualizados. La Secretaría de Estado de Energía podrá modificar dicho porcentaje mediante resolución, previo informe de la CNMC.

3. *Los productos anteriores darán derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de duración del producto. En el caso de contratación de capacidad de inyección y extracción intradiaria, la capacidad contratada dará derecho al uso de la misma desde la hora de inicio efectivo del servicio hasta el fin del día de gas.*

4. ~~El producto anual, tanto de almacenamiento como de inyección y extracción, dará comienzo el 1 de abril y finalizará el 31 de marzo del año siguiente, mientras que la duración de los productos trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios seguirá lo dispuesto en el Real Decreto 984/2014, de 30 de octubre. El ciclo de inyección física en los almacenamientos subterráneos será desde el 1 de abril hasta el 31 de octubre de cada año. El ciclo de extracción física en los almacenamientos subterráneos será desde el 1 de noviembre hasta el 31 de marzo de cada año.~~

5. ~~De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 984/2015, de 30 de septiembre, cuando el Gestor Técnico del Sistema, así lo justifique, se podrán ofertar productos interrumpibles de inyección y extracción con el mismo horizonte temporal de los productos firmes aplicando el precio que se defina para dichos productos.~~

Los productos estándar de capacidad interrumpible, para horizonte diario e intradiario, en los almacenamientos subterráneos básicos serán los siguientes:

a) Producto diario de capacidad de inyección: corresponde al servicio que da derecho al uso de la capacidad de inyección contratada durante un día de gas.

b) Producto diario de capacidad de extracción: corresponde al servicio que da derecho al uso de la capacidad de extracción contratada durante un día de gas.

c) Producto intradiario de capacidad de inyección: es el servicio que da derecho al uso de la capacidad de inyección contratada desde la hora efectiva de inicio del servicio hasta el final del día de gas.

d) Producto intradiario de capacidad de extracción: es el servicio que da derecho al uso de la capacidad de extracción contratada desde la hora efectiva de inicio del servicio hasta el final del día de gas.

6. ~~La capacidad de inyección y extracción se expresará en kWh/día o kWh/h según corresponda. Cuando se exprese en kWh/día. En caso de contratación de productos intradiarios, el usuario indicará la hora de inicio del servicio. Se asumirá un flujo de gas constante a lo largo del periodo día.~~

5.9. Artículo 11. Procedimiento de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

Conforme a este artículo, la capacidad en los almacenamientos subterráneos se asignará en la Plataforma Telemática Única de Solicitud y Contratación del Acceso.

Se deberá asignar de forma directa, siguiendo el mecanismo establecido en la Orden Ministerial ITC/3862/2007, el producto anual agregado que tiene como fin el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y la capacidad reservada para el consumo de clientes conectados a una presión igual o inferior a 4 bar.

Una vez asignada esta capacidad, la capacidad que reste se asignará mediante productos agregados anuales, trimestrales y mensuales, y mediante productos independientes diarios e intradiarios, a través de un mecanismo de subasta competitiva, que será organizada por el GTS. El detalle del mecanismo de subasta será aprobado por Resolución del Secretario de Estado de Energía, a propuesta de la CNMC. La CNMC también será responsable de supervisar la correcta aplicación de los procedimientos de asignación de capacidad y de resolver cualquier conflicto que surja al respecto. Los ingresos derivados de las subastas serán ingresos liquidables.

El GTS deberá comunicar a la DGPEyM y a la CNMC toda la información que le sea requerida respecto a las subastas y elaborar un informe anual sobre la aplicación del mecanismo de capacidad.

Consideraciones de la CNMC

En primer lugar, conforme a lo explicado en las consideraciones del artículo 10, es necesario indicar que el artículo 11 sólo afecta a los almacenamientos subterráneos básicos, y como tal debe señalarse en el mismo.

En segundo lugar, debe resaltarse que la Orden establece la necesidad de ampliar las garantías como resultado de la asignación directa de productos anuales. Esta asignación directa tiene como fin posibilitar el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad por los agentes y la reserva de capacidad para el consumo de clientes conectados a una presión igual o inferior a 4 bar. Los cálculos para determinar la capacidad a asignar directamente se realizan considerando los consumos del año anterior, y pueden suponer, tanto un aumento, como una disminución, de la capacidad de almacenamiento así adjudicada el año anterior. La garantía correspondiente, por tanto, podría ser mayor o menor que la establecida el año anterior. En consecuencia, se propone sustituir la necesidad de “ampliar” las garantías por “ajustar” las mismas.

Una vez asignada capacidad de forma directa, debe indicarse claramente que la capacidad restante se ofertará al mercado conforme a los productos de capacidad definidos en el artículo 10.

Por otro lado, el punto 5 de este artículo indica que la CNMC deberá proponer el porcentaje de capacidad reservada para su oferta como productos desagregados de duración inferior a un año. Teniendo en cuenta el artículo 10 de la propuesta, esto afectaría solo a la reserva de capacidad de productos diarios e intradiarios, que son los que se ofertan desagregados. Sin embargo, el artículo 8 del Real Decreto 984/2015, en su punto 2.b), asigna a la CNMC la tarea de proponer el porcentaje de capacidad reservada para contratos de duración inferior a un año, lo que permite a la CNMC proponer también la reserva de capacidad para productos agregados trimestrales y mensuales.

Dado el rango normativo del Real Decreto 984/2015, el proyecto de Orden Ministerial se debe adaptar conforme al mencionado Real Decreto.

Finalmente, hay que destacar, como se ha apuntado en las consideraciones del artículo 10, que el artículo 15 del Reglamento (CE) nº 715/2009 obliga a la oferta de productos interrumpibles en los almacenamientos subterráneos. Para dar cumplimiento a esta obligación se propone cambiar la redacción de dicho artículo 10, requiriendo al GTS la elaboración de una propuesta al respecto. Por coherencia, se propone modificar también la redacción del artículo 11 en este sentido, para dar cabida a la propuesta del GTS.

Visto todo lo anterior, la redacción del artículo 11 sería la siguiente:

“Artículo 11. Procedimiento de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos.

1. *La asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos se realizará en la Plataforma Telemática Única de Solicitud y Contratación del Acceso.*

2. *El procedimiento de asignación constará de dos fases:*

i. *Asignación directa: ~~Se~~ se asignará exclusivamente el producto anual agregado de almacenamiento, inyección y extracción y se aplicará el procedimiento dispuesto en la sección 1ª del capítulo II de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad.*

Una vez que el Gestor Técnico del Sistema haya comunicado a los usuarios la capacidad asignada directamente, los usuarios deberán ajustar ~~ampliar~~ las garantías en el plazo de 7 días establecido en el artículo 7.1 de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre. Los usuarios podrán renunciar libremente a la capacidad asignada, ~~La~~ la no disposición de las garantías solicitadas en el plazo citado supondrá la renuncia automática.

ii. *Subasta de la capacidad restante: La capacidad disponible después del procedimiento de asignación directa será ofertada conforme a los productos definidos en el artículo 10 de la presente Orden, ~~tanto mediante productos agregados como desagregados, de duración anual, mensual, trimestral, diario o intradiaria~~, utilizando una o varias subastas competitivas organizadas por el Gestor Técnico del Sistema, que podrá emplear medios propios o de terceros.*

3. *El Gestor Técnico del Sistema tendrá la obligación de enviar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas, toda la información que le sea requerida en cuanto al desarrollo de las subastas.*

4. Los ingresos que se obtengan por el acceso a la capacidad de almacenamiento asignada mediante el procedimiento de subasta tendrán la consideración de ingresos liquidables.

5. Mediante resolución del Secretario de Estado de Energía, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se desarrollará el procedimiento anterior incluyendo al menos los siguientes aspectos: el porcentaje de la oferta de los contratos ~~productos desagregados~~ de duración inferior a un año ~~de capacidad de almacenamiento tanto firme como interrumpible~~, la capacidad de inyección y de extracción del producto agregado, las reglas del procedimiento de asignación de capacidad, el precio de salida y, en su caso de reserva de la misma, el calendario de desarrollo del procedimiento de asignación y de contratación de la capacidad, y el mecanismo de asignación de la capacidad no adjudicada ~~y, en los puntos en que el Gestor Técnico del Sistema lo justifique, la posibilidad de ofertar productos interrumpibles~~.

6. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será responsable de la supervisión de la correcta aplicación del procedimiento de asignación de capacidad y de resolver cualquier conflicto entre las partes derivado de su aplicación. La Comisión podrá solicitar al Gestor de Garantías y al Gestor Técnico del Sistema cualquier información que estime precisa para el cumplimiento de su función supervisora.

7. El Gestor Técnico del Sistema emitirá un informe anual sobre la aplicación del mecanismo de asignación de capacidad.

Se hace notar que la propuesta de la CNMC a la que se refiere el punto 5 de este artículo ya fue remitida al entonces Ministerio de Industria Energía y Turismo³⁴ mediante Acuerdo de la CNMC de 29 de marzo de 2016.

5.10. Artículo 12. Sujetos habilitados para participar en el procedimiento de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo básico

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El artículo 12 permite participar en los procedimientos de asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos a todos los sujetos que tienen derecho de acceso según la Ley 34/1998 y el Real Decreto 984/2015. Para ello, tendrán que haberse adherido al contrato marco de acceso aprobado, haber constituido las correspondientes garantías financieras de contratación de capacidad y disponer de cartera de balance en el PVB.

Consideraciones de la CNMC

³⁴ Actualmente Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Se valora positivamente el contenido de este artículo, que coincide con la propuesta de la CNMC respecto a los sujetos habilitados, asignación y contratación de capacidad de su Acuerdo de 29 de marzo de 2016.

5.11. Artículo 13. Habilitación para negociar nuevos productos en MIBGAS

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

El artículo 13 habilita a MIBGAS a negociar productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción o productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos, así como servicios de balance basados en la compraventa de gas promovidos por el Gestor Técnico del Sistema.

Dicha actividad se enmarca fuera del sistema económico regulado de gas natural y por tanto no estarán retribuidas por el mismo, exigiéndose la separación contable con respecto al resto de actividades de la sociedad MIBGAS S.A, debiendo la misma llevar cuentas separadas.

Consideraciones de la CNMC

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, ya incluía en su artículo 14.2, la posibilidad de que previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo (remisión que debe entenderse referida al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital), se pudieran negociar otros productos relativos a la cadena de suministro de gas, además de los de corto plazo:

“a) 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.

b) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

c) Servicios de balance basados en la compraventa de gas promovidos por el Gestor Técnico del Sistema.

d) Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.

e) Cualquier otro producto que se considere necesario.”

Además, en dicho artículo 14.2 también se establecía que en la misma Orden de habilitación se fijase, *“para cada nuevo producto a negociar, sus características, mecanismos de negociación y la forma de retribución del Operador del Mercado, en función de la naturaleza del mismo, así como las condiciones de separación de actividades, incluyendo la separación contable, que resulten exigibles”*.

Los nuevos productos recogidos en la Propuesta de Orden se encuentran dentro de los productos contemplados el artículo 14.2 del Real Decreto 984/2015 pero no se detallan las características y mecanismos de negociación de estos nuevos productos.

Si bien se habilita a MIBGAS a negociar determinados productos, se entiende que la habilitación se refiere a la posibilidad de negociar “en” MIBGAS dichos productos, ya que MIBGAS es la Plataforma de Comercio Organizado, que pone los medios técnicos para que los agentes del mercado gasista compren y vendan gas, y no un agente más.

Por otro lado, de acuerdo con el documento *“Gas Target Model II, actualización y revisión”*, elaborado por ACER en 2015, la creación de un mercado de gas europeo eficiente requiere, entre otros aspectos, que todos los agentes y los consumidores tengan acceso a un mercado mayorista de gas en los cuales puedan comerciar, de forma transparente, en distintos horizontes temporales (incluyendo las transacciones spot, prompt y forward). Dicho documento incluye también distintos indicadores para medir la adecuación de los mercados nacionales a dicho objetivo, generalmente basados en la liquidez de los distintos productos.

La capacidad de comprar o vender gas con una fecha de entrega, no sólo para el día siguiente o el próximo mes, sino también para varios años en el futuro, constituye un indicador de la competitividad de los mercados mayoristas, y un facilitador de la competencia en los mercados minoristas.

No obstante, la negociación de este tipo de productos se debe realizar en libre competencia. Cualquier empresa que cumpla los requisitos establecidos podría desarrollar esta actividad. Los mismos accionistas de MIBGAS podrían constituir una sociedad que realizase este tipo de actividad, sin necesidad de estar reglamentado, ni habilitarse expresamente a MIBGAS.

La sociedad que desarrolle la negociación de los productos financieros de futuros, a efectos de poder cumplir con los mayores requisitos exigidos por la

regulación de productos financieros, podría necesitar cumplir con condiciones que hoy MIBGAS no cumple. Esto podría hacer estéril la habilitación de MIBGAS para la negociación de estos productos, por lo que se propone su supresión de la propuesta.

Por otra parte, y dado el objetivo de dimensión ibérica del mercado MIBGAS, se considera conveniente habilitar la negociación de productos en el punto de balance portugués.

En relación con los productos de intercambio de GNL, por las características del sistema español, en el que las importaciones de GNL suponen alrededor de la mitad de la demanda de gas, la creación de productos de mercado spot con transferencia de titularidad de gas en los tanques de GNL puede facilitar la llegada de cargamentos spot por parte de operadores mayoristas, sin integración con la actividad de suministro a clientes finales en España.

Sin embargo, el comercio de estos productos exige el cumplimiento de una serie de condiciones por parte de los usuarios, que de no darse repercutiría negativamente en la operación de las instalaciones y del sistema en su conjunto; por ejemplo, los usuarios que deseen realizar ofertas de venta de GNL/gas deben disponer del GNL/gas ofertado en la instalación, mientras que los usuarios que deseen comprar, deben tener los necesarios contratos de acceso a las infraestructuras y haber constituido las garantías asociadas a los mismos. Por tanto, queda pendiente de concreción normativa en cuanto a sus características y su interrelación con el sistema gasista. Igualmente, se considera adecuado que el desarrollo de los mismos se enmarque fuera del sistema económico regulado, en un entorno de libre competencia entre otros operadores de mercado que pudieran ofrecer estos productos en el sistema español.

En cuanto a la negociación en MIBGAS de los servicios de balance, debe señalarse que estos servicios fueron definidos en la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, como una herramienta del GTS, a usar después de los productos normalizados de transferencia de titularidad de gas (en PVB y locales), para mantener la red de transporte en condiciones de operación normal.

Estos servicios, establecidos previamente en el Reglamento (UE) 312/2014³⁵, no están concebidos como una transacción de compraventa de gas como los existentes productos normalizados en el punto virtual de balance, PVB, y locales. Los servicios de balance son un mecanismo adicional del GTS, por el cual éste adquiere un servicio que le permite compensar fluctuaciones de gas no admisibles por la red de transporte, cuando la compraventa de gas en el

³⁵Reglamento (UE) 312/2014 por el que se establece un código de red sobre el balance del gas en las redes de transporte

mercado organizado (esto es, la transacción de productos normalizados) no lo posibilita; tampoco tienen un diseño estándar, sino que diferirán unos de otros en el tiempo, y pueden tener una duración variable, máxima de un año, todo ello en función de las distintas necesidades de la red de transporte,.

Es por eso que la Circular 2/2015 de la CNMC, en su apartado octavo, establece con detalle las características de estos servicios y los requisitos para su contratación. Así, antes de adquirir un servicio de balance, el GTS debe justificar pormenorizadamente la necesidad del mismo, mediante un informe remitido a la DGPEyM y a la CNMC. Esto es, la adquisición del servicio de balance debe realizarse a través de un mecanismo de oferta pública objetivo, transparente y no discriminatorio, cuyas bases hayan sido aprobadas por la CNMC. La CNMC será, asimismo, la encargada de supervisar el proceso de selección y la utilización del servicio.

Por tanto, los servicios de balance no son mecanismos que se presten a ser negociados en una plataforma de mercado anónima, ágil y práctica, la cual no permitiría cumplir con los requisitos exigidos por la Circular de la CNMC. En consecuencia, se propone su eliminación del artículo 13.

Cabe matizar que la no aplicabilidad de la regulación sectorial a estos productos se debe limitar al sistema económico del sistema gasista, ya que no están exentos de su sometimiento a la regulación gasista en general (por ejemplo, la negociación de estos productos está sometida a todos los aspectos relacionados con la supervisión del mercado de gas), por lo que este aspecto se debe matizar en la propuesta. El punto 3 de este artículo trata de indicar que MIBGAS no recibirá retribución adicional por posibilitar la negociación de estos productos en su plataforma.

Por último, esta Sala valora favorablemente que se establezca separación contable entre los ingresos y costes procedentes de los productos que se habilitan a negociar a MIBGAS en este artículo, y el resto de productos por los cuales recibe una retribución transitoria. Sin embargo, cabe señalar que adicionalmente a la retribución transitoria que recibe, MIBGAS también recibe ingresos adicionales correspondientes a otras actividades que realiza (por ejemplo, reportes de información en nombre de los agentes por REMIT). Por consiguiente, se considera que se debe actuar de forma consistente respecto a estos ingresos/costes y se propone ampliar la redacción del punto 3

Por tanto, se propone la siguiente redacción del artículo 13:

“Artículo 13. Habilitación para negociar nuevos productos en MIBGAS.

1. De conformidad con el artículo 14.2 del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, se habilita a MIBGAS

S.A., a ~~negociar~~ poner a disposición de los usuarios la Plataforma del Mercado que posibilite la negociación de los siguientes productos:

i. ~~Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto de Balance Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.~~

Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto de Balance Portugués con un horizonte temporal hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

ii. ~~Servicios de balance basados en la compraventa de gas promovidos por el Gestor Técnico del Sistema.~~

iii-ii. ~~Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos. Se entenderán como tales productos la compraventa de gas entre usuarios de las instalaciones correspondientes. Los usuarios que deseen comerciar con estos productos deberán cumplir con los requisitos legales necesarios.~~

2 ~~MIBGAS S.A Dichos productos se enmarcan fuera del sistema regulado de gas natural. No están sometidos a regulación sectorial específica ni no recibirán retribución adicional alguna por el sistema derivada de la negociación de estos productos en la Plataforma de Comercio.~~

3 ~~MIBGAS S.A, llevará cuentas separadas que garanticen la separación contable con respecto al resto de actividades de la sociedad entre los costes e ingresos vinculados a la negociación de los productos habilitados a negociar en el mercado organizado del gas que reciben retribución transitoria, y el resto de costes e ingresos vinculados a la negociación de los productos habilitados a negociar en el mercado organizado del gas que quedan fuera de la retribución transitoria, así como del resto de actividades que MIBGAS, S.A. realice de forma accesoría, y que también quedan fuera de la retribución anual transitoria.~~

~~Los criterios de imputación deberán ser transparentes. MIBGAS, S.A. deberá reportar al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y a la CNMC, la información sobre sus cuentas separadas y criterios de imputación que sea necesaria para el cálculo y establecimiento de la retribución anual transitoria.~~

5.12. Disposición Adicional Primera. Mandatos a la CNMC

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Propuesta establece que la CNMC en un plazo máximo de 6 meses realizara un estudio de las instalaciones de vaporización de las plantas de regasificación que han superado su vida útil regulatoria a los efectos de

determinar cuáles de las mismas pueden darse de baja sin menoscabo de la seguridad del sistema gasista

Consideraciones de la CNMC

Primeramente, indicar que la capacidad de regasificación está dentro de los parámetros de la planificación obligatoria que establece el artículo 4 de la Ley 34/1998, por lo que su modificación, baja o hibernación requeriría la correspondiente aprobación por el Gobierno.

Por otro lado, indicar que el diseño de las distintas capacidades operativas (descarga de GNL, almacenamiento de GNL, relicuación, vaporización y emisión a la red de transporte) de las plantas de regasificación se ha realizado de manera armónica, de manera que se pueda evacuar el GNL descargado hacia los gasoductos en forma y tiempo eficaz y con las mínimas pérdidas. Por ello, una hipotética reducción o hibernación de los equipos de vaporización podría conllevar o aconsejar la baja o hibernación de otros equipos de las plantas de regasificación.

Por tanto, esta Sala entiende que un estudio de este tipo debería analizar no sólo una hipotética baja de los equipos sino también su hipotética reducción o hibernación.

En el cuadro siguiente y a título informativo, se indican las instalaciones de vaporización de las plantas de regasificación con indicación de su antigüedad, su valor de reposición actual, y su retribución por costes de O&M y por costes de extensión de vida útil regulatoria.

Cuadro 32. instalaciones de vaporización de las plantas de regasificación

Instalacion	Fecha PEM	Fecha Inicio Devengo Retributivo	Antigüedad a 31/12/2016 (en años)	Valor Reposición	CO&M	COEV	Total CO&M+COEV
Vaporizador nº1 Planta de Bilbao (200.000 m3/h)	05-dic-03	05-dic-03	13,1	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Vaporizador nº2 Planta de Bilbao (200.000 m3/h)	05-dic-03	05-dic-03	13,1	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Vaporizador nº3 Planta de Bilbao (200.000 m3/h)	05-dic-03	05-dic-03	13,1	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Vaporizador nº4 Planta de Bilbao (200.000 m3/h)	05-dic-03	05-dic-03	13,1	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Planta de Bilbao				34.352.000	4.064.000	609.600	4.673.600
Vaporizador 1 de Planta de Sagunto. (200.000 m3/h)	01-abr-06	01-abr-06	10,8	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Vaporizador 2 de Planta de Sagunto. (200.000 m3/h)	01-abr-06	01-abr-06	10,8	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Vaporizador 3 de Planta de Sagunto. (200.000 m3/h)	01-abr-06	01-abr-06	10,8	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Vaporizador 4 de Planta de Sagunto. (200.000 m3/h)	01-abr-06	01-abr-06	10,8	8.588.000	1.016.000	152.400	1.168.400
Vaporizador 5 de Planta de Sagunto. (200.000 m3/h)	28-nov-08	28-nov-08	8,1	8.588.000	1.016.000	0	1.016.000
Planta de Sagunto				34.352.000	5.080.000	609.600	5.689.600
Vaporizador 1 de Planta de Mugaros (206.400 m3/h)	07-nov-07	07-nov-07	9,2	8.862.816	1.048.512	0	1.048.512
Vaporizador 2 de Planta de Mugaros (206.400 m3/h)	07-nov-07	07-nov-07	9,2	8.862.816	1.048.512	0	1.048.512
Planta de Mugaros				60.665.632	2.097.024	0	2.097.024
Vaporizador 1 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)		01-ene-82	35,0	6.441.000	762.000	457.200	1.219.200
Vaporizador 2 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)		01-ene-82	35,0	6.441.000	762.000	457.200	1.219.200
Vaporizador 3de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)		01-ene-96	21,0	6.441.000	762.000	167.640	929.640
Vaporizador 4 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)		01-ene-96	21,0	6.441.000	762.000	167.640	929.640
Vaporizador 5 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)		01-ene-02	15,0	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 6 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)		01-ene-02	15,0	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 7 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)	19-nov-02	19-nov-02	14,1	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 8 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)	19-nov-02	19-nov-02	14,1	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 9 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)	05-dic-05	05-dic-05	11,1	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 10 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)	05-dic-05	05-dic-05	11,1	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 11 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)	31-mar-06	31-mar-06	10,8	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 12 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)	15-jun-09	15-jun-09	7,6	6.441.000	762.000	0	762.000
Vaporizador 13 de Planta de Barcelona (150.000 m3/h)	15-jun-09	15-jun-09	7,6	6.441.000	762.000	0	762.000
Planta de Barcelona				25.764.000	9.906.000	2.049.780	11.955.780
Vaporizador 1 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)		01-ene-98	19,0	6.441.000	762.000	144.780	906.780
Vaporizador 3 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)	02-nov-00	02-nov-00	16,2	6.441.000	762.000	129.540	891.540
Vaporizador 2 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)		01-ene-01	16,0	6.441.000	762.000	121.920	883.920
Vaporizador 4 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)	24-sep-03	24-sep-03	13,3	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 5 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)	28-mar-05	28-mar-05	11,8	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 6 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)	28-mar-05	28-mar-05	11,8	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 8 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)	22-jun-06	22-jun-06	10,5	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 7 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)	22-jun-06	22-jun-06	10,5	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 9 de Planta de Cartagena (150.000 m3/h)	25-jun-08	25-jun-08	8,5	6.441.000	762.000	0	762.000
Planta de Cartagena				25.764.000	6.858.000	967.740	7.825.740
Vaporizador 1 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)		01-ene-89	28,0	6.441.000	762.000	297.180	1.059.180
Vaporizador 2 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)		01-ene-93	24,0	6.441.000	762.000	213.360	975.360
Vaporizador 3 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)		01-ene-93	24,0	6.441.000	762.000	213.360	975.360
Vaporizador 4 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)	20-dic-04	20-dic-04	12,0	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 5 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)	20-dic-04	20-dic-04	12,0	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 6 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)	20-dic-04	20-dic-04	12,0	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 8 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)	30-nov-05	30-nov-05	11,1	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 9 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)	26-jun-06	26-jun-06	10,5	6.441.000	762.000	114.300	876.300
Vaporizador 10 de Planta de Huelva (150.000 m3/h)	29-mar-07	29-mar-07	9,8	6.441.000	762.000	0	762.000
Planta de Huelva				19.323.000	6.858.000	1.295.400	8.153.400

Fuente: SIDRA

A la vista de esta información, se pueden indicar las dificultades para determinar la baja de las instalaciones de regasificación en las plantas de BBG, SAGGAS y Reganosa puesto que en la práctica todos los vaporizadores tienen la misma antigüedad, no siendo este el caso de las plantas de Enagás Transporte, donde hay una mayor diferenciación en las antigüedades de las instalaciones.

En conclusión, se propone eliminar esta disposición dado su impacto en la seguridad de suministro del Sistema Gasista, debiéndose realizar dicho Estudio en el marco del proceso de Planificación, definido en el artículo 4 de la Ley

34/1998, puesto que se habrán de utilizar los mismos escenarios que los que se tomen en consideración en la Planificación, incluyendo además las posibles bajas o hibernaciones totales o parciales de las instalaciones de las plantas de regasificación.

5.13. Disposición Adicional Segunda. Valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Propuesta indica que una vez que el MINETAD reciba el informe solicitado a la CNMC sobre una propuesta de valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para instalaciones de transporte y plantas de regasificación, se revisaran los valores en vigor dispuestos en la Orden IET/2446/2013.

Consideraciones de la CNMC

Procede indicar que el artículo 65 de la Ley 18/2014 establece un Primer Periodo Regulatorio 2014-2020, con inicio el 5 de julio de 2014 y final el 31 de diciembre de 2020, donde no se podrá modificar ni la tasa de retribución financiera ni el coeficiente de eficiencia por mejoras de productividad, asimismo no se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, incluyendo los costes unitarios de inversión, de operación y mantenimiento ni cualquier otro precio o tarifa por la prestación de servicios asociados al suministro de gas natural regulado por la Administración General del Estado.

No obstante, el artículo 60.2 de la citada Ley establece que cada tres años se podrán ajustar, para el resto del periodo regulatorio, los parámetros retributivos en el caso de que existan variaciones significativas de las partidas ingresos y costes.

Es por ello, que los citados valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento no podrían ser ajustados, al menos, hasta que se alcancen los primeros tres años previstos del Primer Periodo Regulatorio, fecha que se alcanzaría no antes del 5 de julio del 2017.

Esta Sala informa que los trabajos para la realización de una propuesta al MINETAD de valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento progresan adecuadamente para que se puedan realizar los ajustes previstos para el resto del Primer Periodo Regulatorio 2014-2020.

5.14. Disposición Adicional Tercera. Precio a aplicar por los comercializadores de último recurso a los consumidores sin contrato de suministro

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Disposición Adicional Tercera establece los precios a aplicar por los comercializadores de último recurso a los consumidores sin contrato que tienen derecho a ser suministrados por el comercializador de último recurso durante un período máximo de un mes distinguiendo dos casuísticas; para el caso de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2, a los que se aplicará la tarifa de último recurso en vigor que corresponda a su nivel de consumo: TUR.1 o TUR.2; y para el resto de consumidores, a los que se aplicará la tarifa TUR.2 en vigor.

Además, se establece que el importe facturado al consumidor no podrá ser inferior al término de conducción del peaje de transporte y distribución que correspondiera al consumidor, y que el comercializador pagará al distribuidor por estos consumidores el escalón del peaje de conducción que se corresponda con la tarifa de último recurso aplicada, siendo este el importe declarado por el distribuidor al sistema de liquidaciones.

Consideraciones de la CNMC

El artículo 2.3 del Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio (remisión que debe entenderse referida al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital), para la fijación del precio de venta a los consumidores sin contrato de suministro que tienen derecho a ser suministrados por el comercializador de último recurso durante un período máximo de un mes.

La normativa actual³⁶ establece que los consumidores sin derecho a ser suministrados por el CUR, y sean temporalmente suministrados por el CUR, se les aplique la tarifa TUR.1 en vigor, mientras que la propuesta propone aplicarles la TUR.2.

A finales de septiembre de 2016 había un total de 1.500 consumidores de gas natural sin contrato de suministro y sin tener derecho a acogerse a la TUR, a los que se les venía aplicando la tarifa de último recurso TUR.1 por un CUR.

De acuerdo con los valores de las tarifas de último recurso en el cuarto trimestre de 2016, la diferencia del término de energía de la TUR 1 (4,824488 cent/kWh) y la TUR.2 (4,137088 cent/kWh) es de un 17%.

36 Disposición Adicional Primera del Orden IET/2812/2012, 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

La aplicación de un peaje del grupo 3.2 supone, para un consumidor industrial del grupo 1 o del grupo 2, una penalización importante, ya que el importe del término variable del peaje (que no incluye la energía) se multiplica por un valor entre 12 y 36 veces, dependiendo del grupo de peaje; la penalización actual es aún mayor, al aplicar el peaje del grupo 3.1. Aunque el peaje de conducción también disminuye de forma muy significativa, se establece que en cualquier caso, el importe facturado no podrá ser inferior al término de conducción del peaje de transporte y distribución que correspondiera al consumidor.

Como comparativa, en el sector eléctrico³⁷, el precio de la tarifa de último recurso para los consumidores que, sin tener derecho a acogerse al precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente carecen de un contrato de suministro será, por un lado, para los peajes de acceso el que correspondan al punto de suministro al que debe realizarse la facturación, incrementados en un 20 por ciento y, por otro, para el resto de los términos que incluye el precio voluntario para el pequeño consumidor, se le aplicará el correspondiente al consumidor con peaje de acceso 2.0A sin discriminación horaria incrementados en un 20 por ciento en todos sus conceptos.

En comparativa con el sistema gasista, el método utilizado en el sector eléctrico resulta en una penalización más homogénea para los distintos tipos de consumidores, por lo que podría analizarse su extensión al sistema gasista, es decir, aplicar un 20% de recargo sobre los peajes, en términos anuales, que correspondan a cada consumidor (en lugar de aplicar el peaje 3.2, cuya estructura es muy diferente a los peajes del grupo 1 y 2), y facturar la energía y el margen de comercialización al precio del término de materia prima de la TUR con un recargo similar.

Por último, señalar que ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que le acompaña se motiva la necesidad de la modificación.

5.15. Disposición Transitoria Primera. Adaptación de contratos

Descripción de la propuesta

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, regula la contratación independiente de entradas y salidas al sistema de transporte y distribución, configurando éste como un punto virtual de balance. Para ello, establece la contratación mediante productos estándares de capacidad similares a los existentes en las conexiones internacionales. Asimismo, en su disposición transitoria primera, establece un plazo para la

³⁷ Artículo 17 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

adaptación de los contratos existentes a contratos con productos estándares de capacidad.

El proyecto de Orden Ministerial aclara que esta adaptación de los contratos a productos estándar no ha de provocar un incremento de los peajes asociados a los contratos primigenios, derivados de la aplicación de productos estándares de menor duración. Esto es, si como resultado de la adaptación de un contrato existente de largo plazo, por ejemplo, de 27 meses de duración, éste se convierte en un contrato de dos años y un trimestre (productos de duración estándar), todo el periodo se facturará con el peaje anual de largo plazo.

Consideraciones de la CNMC

El proceso de adaptación de los contratos de capacidad a los productos estándares definidos en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, ha sido un proceso complejo con multitud de casuísticas e interpretaciones. En este contexto se inscriben las consultas planteadas por [INICIO CONFIDENCIAL] [FINAL CONFIDENCIAL] a la CNMC.

El cambio normativo establecido por el Real Decreto 984/2015, y por ende, la adaptación de los contratos de capacidad está dirigida a imponer la firmeza en los contratos (de manera que sean vinculantes para todo el periodo que abarcan) así como la normalización y estandarización de los mismos. Así, el mencionado Real Decreto no tiene como finalidad el incrementar la facturación por los peajes derivados de la adaptación a los productos estándar de los contratos existentes.

El proyecto de orden ministerial refuerza y aclara esta circunstancia, por lo que parece conveniente la inclusión de esta propuesta de Disposición transitoria primera.

Finalmente, cabe señalar solo la necesidad de corregir en el texto la siguiente errata:

“1 [...] aquellos contratos firmados con anterioridad al 1 de octubre de 2016, para los que fuera necesario utilizar productos de duración inferior [...]”

5.16. Disposición Transitoria Tercera. Retribución del Operador del Mercado de gas

La disposición transitoria tercera de la propuesta de orden, establece que con carácter provisional y mientras que no se disponga de la metodología de retribución a la que hace referencia la disposición transitoria segunda de la Ley

8/2014, de 21 de mayo, la retribución del Operador del Mercado de gas correspondiente al año 2017 se fija en 3.980.000 €.

Asimismo, establece que 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 esta retribución provisional, se reconocerá como pago único en la primera liquidación disponible.

Esta Sala considera que debería mantenerse la cantidad provisional establecida para 2016, de 2.980.000 €, también en 2017. No se considera procedente incrementar la retribución transitoria del Operador del Mercado de gas, teniendo en cuenta que los nuevos productos que se habilita a MIBGAS, S.A. a negociar en el artículo 13 de la propuesta de orden, no recibirán retribución alguna por el sistema.

Por último, desde el punto de vista de la retribución, se considera necesario ampliar la redacción del artículo 13, apartado 3, en los términos indicados en los comentarios al artículo 13.

5.17. Disposición Transitoria Cuarta. Coeficientes de extensión de vida útil de plantas de regasificación a los costes de operación y mantenimiento variables de los años 2014 a 2016

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Propuesta establece en su apartado 1 y mediante tablas los valores de los coeficientes de extensión de la vida útil variables de regasificación a aplicar a los años 2014, 2015 y 2016, calculados según la fórmula del artículo 5 de la Propuesta.

El apartado 2 establece que la CNMC procederá a recalcular la retribución devengada por cada una de las plantas de regasificación en el segundo periodo del 2014 (comprendido entre el 5 de julio de 2014 y 31 de diciembre de 2014), y en los años 2015 aplicando a los costes variables de regasificación, carga de cisternas y trasvase de buques los respectivos coeficientes de las tablas anteriores. Estas cantidades serán comunicadas al sistema de liquidaciones para que se reconozcan a las compañías afectadas en forma de “pago único”.

El apartado 3 establece que para el año 2016 la CNMC procederá a liquidar los costes de operación y mantenimiento variables de las plantas de regasificación aplicando los coeficientes indicados

Consideraciones de la CNMC

Dado que para los años 2014 y 2015 no sería posible aplicar los valores resultantes de la fórmula propuesta por esta Sala, al depender la misma de la disponibilidad y utilización habida de las instalaciones en dicho años y dichos datos no se conocen en la actualidad, se propone asumir que para los años 2014 y 2015 las instalaciones en extensión de vida útil han tenido disponibilidad.

En consecuencia se propone el siguiente redactado

Disposición transitoria cuarta. Coeficiente de extensión de vida útil de plantas de regasificación aplicado a los costes de operación y mantenimiento variables de los años 2014 a 2016 y 2015

1 Para los años 2014 y 2015 las instalaciones que en dichos años estén en fase de extensión de vida útil se considera que han tenido disponibilidad real de funcionamiento.

~~La aplicación de la fórmula descrita en el artículo 6 de la presente orden produce como resultado los siguientes coeficientes:~~

Año 2014

	Coef COEV var regas	Coef COEV var carga	Coef COEV var trasva
2014			
Barcelona	1,0005	1,1903	1,0000
Huelva	1,0000	1,0485	1,0000
Cartagena	1,0000	1,0465	1,0000
BBG	1,0443	1,0000	1,0000
Sagunto	1,0000	1,0000	1,0000
REGANOSA	1,0000	1,0000	1,0000

Año 2015

	Coef COEV var regas	Coef COEV var carga	Coef COEV var trasva
2015			
Barcelona	1,0005	1,2039	1,0000
Huelva	1,0122	1,0518	1,0000
Cartagena	1,0000	1,0465	1,0000
BBG	1,0443	1,0000	1,0000
Sagunto	1,0000	1,0000	1,0000
REGANOSA	1,0000	1,0000	1,0000

Año 2016

	Coef COEV var regas	Coef COEV var carga	Coef COEV var trasva
2016			
Barcelona	1,0072	1,2243	1,0000
Huelva	1,0217	1,0550	1,0000
Cartagena	1,0000	1,0496	1,0000
BBG	1,0443	1,0000	1,0000
Sagunto	1,0000	1,0000	1,0000
REGANOSA	1,0000	1,0000	1,0000

2 La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia procederá a recalcular la retribución devengada por cada una de las plantas de regasificación en el segundo periodo del 2014 (comprendido entre el 5 de julio de 2014 y 31 de diciembre de 2014), y en los años 2015 aplicando a los costes variables de regasificación, carga de cisternas y trasvase de buques los ~~respectivos~~ coeficientes resultantes de aplicar la fórmula del artículo 5 de esta Orden ~~de las tablas anteriores~~. Estas cantidades serán incluidas comunicadas al por el sistema de liquidaciones para que se reconozcan a las compañías afectadas dicha retribución en forma de “pago único”.

3 ~~Para el año 2016, la citada comisión procederá a liquidar los costes de operación y mantenimiento variables de las plantas de regasificación aplicando los coeficientes indicados~~

5.18. Disposición Derogatoria única. Derogación normativa

En relación con la Disposición Derogatoria única, se indica que, como se ha señalado anteriormente, actualmente la regulación del precio a pagar por los consumidores sin contrato de suministro se encuentra recogida en el artículo 18 de la Orden IET/2446/2013 y, no en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3861/2007.

Adicionalmente se indica que el artículo 5 de la Orden IET/2446/2013 fue anulado por la Sentencia del Tribunal Supremo de 27 de julio de 2016, por lo que no es necesaria su derogación³⁸.

5.19. Disposición Final Primera. Modificación de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-09.

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Propuesta de Orden modifica el apartado 9.6.1 “Tipos de desbalances individuales” de la norma de gestión técnica del sistema NGTS-9 “Operación

³⁸ Véase https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2016-9125.

normal del sistema” incluida en el anexo de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, incluyéndose la posibilidad de que se ejecuten las garantías depositadas por los contratos de capacidad en caso de impagos por desbalance y las penalizaciones derivadas de los mismos.

Consideraciones de la CNMC

En primer lugar, se ha de tener en cuenta que todas las garantías calculadas por el Gestor Técnico del Sistema y presentadas ante el Gestor de Garantías, tanto aquellas para cubrir los impagados originados por las obligaciones económicas que se puedan derivar del desbalance de los usuarios en el PVB, como las garantías aplicables en la contratación de capacidad se calculan siguiendo metodologías particulares para dar cobertura a cada casuística diferenciada y adaptadas, por tanto, a los riesgos a cubrir en cada actividad desarrollada dentro del sistema gasista.

Asimismo, debe considerarse que la contraparte de una y otra actividad, tanto de desbalance de los usuarios en el PVB como de la contratación de capacidad es también distinta. En primer lugar, en caso de generarse impagados por desbalances en PVB, para el saldo pendiente de pago es el Gestor Técnico del Sistema quien resulta deudor de dicho saldo, mientras que para cubrir los posibles saldos impagados en la contratación de capacidad, se depositan las garantías a favor de los operadores de la instalación en la que se realiza la contratación, siendo estos últimos los responsables de ingresar los peajes y cánones recaudados en el sistema.

Por todo lo anterior, no parece conveniente la propuesta de redacción de la disposición final primera: las garantías que hayan sido constituidas dentro de las actividades del sistema gasista para dar cobertura a un hecho específico, deberían mantener su independencia en cuanto a su ejecución.

Por el contrario debe desarrollarse, en particular para las plantas de regasificación, un sistema similar al desarrollado para el sistema de transporte en cuanto a la facturación de los desbalances en planta y la exigencia de las garantías correspondientes por posibles desbalances por déficit de GNL, además de la inhabilitación de los comercializadores en caso de que no cumplan con sus obligaciones económicas.

Se propone eliminar la Disposición final primera

5.20. Disposición Final Segunda. Modificación de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso a terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas

Descripción de la propuesta de Orden Ministerial

La Propuesta de Orden modifica el contenido del apartado 4 del artículo 11 “Incentivo para que los transportistas y distribuidores envíen información sobre las mediciones el día «n+1»” de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre.

En primer lugar, se establece que el responsable del reparto queda exento de la penalización si acredita haber realizado una aplicación correcta de las fórmulas y procedimientos en vigor.

Asimismo, se propone retrasar la fecha de comunicación por parte del GTS a la DGPEyM y a la CNMC del valor de los parámetros d , S_1 y S_2 de cada agente en línea con los plazos establecidos para el proceso de supervisión del cálculo y liquidación de los saldos de mermas en redes de distribución.

Consideraciones de la CNMC

En principio, podría ser razonable excluir del cálculo de los incentivos económicos a la calidad de las mediciones a aquellos agentes que han aplicado estrictamente los protocolos vigentes y que, sin embargo, resultan penalizados por causas no atribuibles a ellos. Sin embargo la propuesta no establece quién y en base a qué criterios concluiría que se han aplicado estrictamente los protocolos vigentes y qué margen existe para la aplicación estricta de los mismos.

Sin embargo, si bien la propuesta parece, en primera estancia, adecuada, la modificación del artículo 11 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, no se puede llevar a cabo de una manera superficial al requerir de un análisis en mayor profundidad.

Parte de este análisis debería cuestionar la adecuación y precisión de las fórmulas que son de aplicación en la actualidad, y que se hallan contenidas en los protocolos vigentes. A modo de ejemplo, sería cuestionable la precisión de los cálculos de las estimaciones de consumo correspondientes a clientes con telemedida estimada (peaje 3.4) obtenidas por la aplicación de los coeficientes de corrección por temperatura (C_{temp1}), según está definido en el PD-02 vigente. Así, desde esta Sala, se reitera que además de que se deberían revisar los perfiles de consumo y los coeficientes de temperatura establecidos en los protocolos vigentes, se considera más adecuado que el saldo de mermas en redes de distribución se repartiera entre todos los consumos, ya fueran telemedidos o no, por lo que debería modificarse la normativa al efecto. En el contexto actual, podría resultar incluso más adecuado dejar que cada distribuidor fuese responsable de su reparto, su fórmula y sus coeficientes, mientras fuese conocido por los comercializadores y que existiesen incentivos a la calidad más simples.

Por otra parte, el planteamiento de retrasar las fechas en las que el Gestor Técnico del Sistema debe dar cumplimiento a la obligación de comunicar los

valores d , S_1 y S_2 está en línea con lo dispuesto en la Circular 2/2015, de 22 de julio, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, en donde se define un proceso diario final provisional en el mes $m+3$ y un proceso diario final definitivo en el mes $m+15$, por lo que se considera coherente su modificación.

En dicha Circular, se indica que en el mes $m+3$ y en el mes $m+15$ el Gestor Técnico del Sistema calculará la cantidad de desbalance final provisional y desbalance final definitivo, respectivamente, para cada día de gas del mes m y cada usuario, una vez que se dispongan de los repartos diarios del usuario para cada día de gas del mes m .

Dado que es en el mes $m+15$ cuando los distribuidores dispondrán de la última información revisada sobre mermas reales, mermas reconocidas y saldo de mermas así como el reparto entre los usuarios, no será hasta a partir de dicho mes $m+15$ del segundo año posterior al del año de referencia, cuando el Gestor Técnico del Sistema no conocerá los valores definitivos de los términos S_1 y S_2 . En relación al valor del término d , éste podrá estar disponible a partir del mes $m+3$ del primer año posterior al del año de referencia.

Se propone la eliminación de esta Disposición final segunda con su redacción actual, pudiendo ser sustituida por un mandato a distribuidores, transportistas y GTS de realizar una propuesta de incentivos adecuados, incluyendo la posible libertad para establecer cada operador sus fórmulas de reparto. No obstante, de mantenerse, para adecuar la terminología a la de la Circular 2/2015, de 22 de julio, la disposición final segunda debería tener la siguiente redacción:

Se sustituye el párrafo:

“Durante el mes de enero de cada año el Gestor Técnico del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el valor de los términos d , S_1 y S_2 de cada agente, previo período de alegaciones por parte de los sujetos afectados.”

por:

Antes del 1 de junio de cada año “a” Durante el mes de enero de cada año el Gestor Técnico del Sistema comunicará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el valor del término d del año “a-1” y de los términos S_1 y S_2 del año “a-2” ~~de los términos d , S_1 y S_2 de cada agente, previo período de alegaciones por parte de los sujetos afectados.~~”

5.21. Disposición Final Tercera. Modificación 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.

5.21.1. Modificación de las condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones

La Disposición Final Tercera introduce una serie de modificaciones sobre los apartados 1 y 2 del artículo 4, el apartado 11 del artículo 9 y el apartado 10 del artículo 9 de la Orden IET/2446/2013.

En relación con las modificaciones introducidas en el artículo 4.2 se considera necesario aportar una justificación sobre los siguientes aspectos:

- Modificación del número de días a efectos de determinar el peaje de transporte y distribución aplicable a los productos de capacidad de salida desde el PVB al consumidor final, en el caso de productos de duración inferior al año. En particular, la propuesta de Orden establece que se utilizará como previsión de consumo el resultado de multiplicar por 300 el caudal diario contratado, en lugar de considerar 330 como establece la Orden IET/2446/2013
- No refacturación de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 a 3.4 en caso que el consumo real no coincida con el escalón del peaje que se hubiera aplicado.

Asimismo, se indica que en la redacción dada en la propuesta de orden no se considera el caso de producto intradiario. En concreto en el apartado a) para productos contratados en puntos de suministro a presión superior a 4bar o a presión igual o inferior a 4bar, acogidos al peaje 3.5 y que no tengan carácter indefinido, faltaría establecer el método de previsión de consumo para los productos intradiarios. De la misma manera, en el último del apartado, se debería definir el método para calcular el escalón de consumo una vez ha finalizado el contrato en el caso de producto intradiario.

5.21.2. Modificación de los coeficientes aplicables a los peajes de acceso a las instalaciones gasistas con duración inferior a un año

El apartado 5 de la Disposición final tercera de la propuesta de Orden modifica el apartado noveno del anexo I de la Orden IET/2446/2013, introduciendo los coeficientes aplicables a los productos intradiario y trimestral. Sobre dichas modificaciones se realizan los siguientes comentarios:

En primer lugar, se insiste en que dichos valores pertenecen al ámbito de la metodología a la que anteriormente se ha hecho referencia, por lo que los

valores que se recojan en la Orden serán válidos en tanto la CNMC no establezca la citada metodología.

En segundo lugar, se indica que junto con los citados coeficientes, y mediante una norma de adecuado rango normativo, se debería haber establecido las condiciones de facturación aplicables a dichos servicios, de forma que no quedarán sujetos a interpretación.

En tercer lugar, y en relación con los citados coeficientes, se indica que la memoria que acompaña a la propuesta de Orden justifica aplicar para los productos intradiarios los mismos coeficientes diarios como consecuencia “ [...] de las importantes repercusiones en el coste de adquisición del gas y en el balance de los usuarios [...]”, mientras que en relación con los productos trimestrales se señala que “Respecto al peaje trimestral, en los meses de invierno se opta por ofrecer un descuento en el coeficiente aplicable al peaje de los meses invernales, mientras que se mantiene el coeficiente de 1 en los meses de verano, ya que carecería de lógica que se ofreciera un coeficiente menor que 1, que supondría ofrecer el producto trimestral por debajo del precio del producto anual.”

En relación con lo anterior, se indica que los coeficientes aplicables a los productos con duración inferior a un año deben ser el resultado de una metodología asignativa. En este sentido se recomienda que los coeficientes y el procedimiento de facturación aplicables a dichos peajes se establezcan siguiendo el procedimiento establecido en los artículos 13, 14 y 15 del Reglamento (UE) por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas³⁹.

En el Cuadro 30 se comparan los coeficientes de corto plazo considerados en la propuesta de Orden con los resultantes de aplicar la citada metodología, en el caso de considerar su extensión a todos los servicios y no sólo a los puntos de interconexión de la red de transporte, como establece el citado Reglamento.

Para obtener los citados valores se ha considerado la demanda registrada entre 2010 y 2015 de acuerdo con la base de datos de liquidaciones, así como una potencia de 2 al objeto de obtener la mayor discriminación posible entre los coeficientes aplicables en cada mes.

El artículo 13 del Reglamento, establece los valores máximos de los coeficientes aplicables a los productos diarios, intradiarios, mensuales y trimestrales, si bien permite “en casos debidamente justificados” superar el límite aplicable (3) a los productos diarios e intradiarios.

³⁹ Disponible en

<http://ec.europa.eu/transparency/regcomitology/index.cfm?do=search.documentdetail&2/8yIMPJazM32hquYBd73uZReW8oCf3mPKV0HLc8sLTVqHZGdlwy2rS97zbt5t8b>

En relación con lo anterior, se debe tener en cuenta que a día de hoy se registran los siguientes hechos en el sistema gasista, en particular desde la implementación de la Circular 2/2015 de la CNMC el 1 de octubre de 2016:

- Cada vez es más frecuente que la contratación de capacidad se realice mediante productos de muy corto plazo: diarios e intradiarios. En consonancia se produce una nominación intradiaria en las últimas horas del día: los usuarios suelen esperar a la segunda parte del día de gas para ajustar sus nominaciones a la demanda que, en ocasiones, puede ya haberse producido.
- Esta conducta de los usuarios puede llevar al Gestor Técnico del Sistema a tener que realizar acciones de balance (comprar o vender gas) para mantener el stock de gas del sistema de transporte (y por tanto el nivel de presión) dentro de la banda de funcionamiento normal del sistema.
- Adicionalmente, en base a los desbalances puntuales a lo largo del día que generan incertidumbre operativa, el GTS puede necesitar arrancar y parar instalaciones en el sistema para unas pocas horas, lo que también tiene un coste adicional.
- En consecuencia, el uso generalizado de renominación intradiaria origina un incremento del coste del sistema. De hecho, las acciones de balance del GTS (aunque no todas atribuibles al empleo generalizado de renominaciones intradiarias), en el periodo del 1 al 15 de noviembre de 2016, han supuesto un importe de 7,5 millones de euros. Este coste, aunque es imputado a los usuarios desbalanceados, supone un extra coste evitable, en la medida en que los usuarios cumplan con sus obligaciones de estar en balance.
- Los usuarios del sistema gasista no tienen incentivos a utilizar la contratación/nominación diaria, en lugar de la intradiaria, puesto que los peajes son coincidentes para ambos productos, y concentrando las entradas al final del día, reducen la incertidumbre sobre su demanda y pueden obtener peajes más baratos, mientras ocasionan un mayor coste al sistema.

A efectos ilustrativos, por ejemplo, una capacidad de 8 GWh/día para 8 horas que queden del día del gas, el uso real de las instalaciones es superior al que se haría si se contratasen los mismos 8 GWh/día para todo el día de gas, en concreto 3 veces superior ya que en el primer caso el gasoducto tendría que estar diseñado para un flujo de 1 GWh/día mientras que en el segundo sería suficiente atender un flujo de 0,33 GWh/día. Por lo tanto no tendría sentido que el precio a aplicar por la utilización de las instalaciones fuese el mismo, si se

necesita un sección de gasoducto tres veces superior, por tanto un coste mayor.

Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones, y que los productos trimestrales deben ser inferiores a los mensuales al objeto que existan incentivos a su contratación, se ha considerado para los productos mensuales y diarios los límites establecidos en el artículo 13 del citado Reglamento, 1,5 y 3 respectivamente, para el producto intradiario un límite de 5 y, para el producto trimestral del 1,4.

Se advierte de que los coeficientes diarios e intradiarios se muestran en los términos establecidos en el Código de red, esto es, en términos mensuales y no en términos diarios como establece la propuesta de Orden. Por tanto, para obtener el equivalente diario se debe dividir el coeficiente entre el número de días del mes y para obtener el equivalente intradiario se debe dividir el coeficiente correspondiente entre el número de horas del mes.

En relación con la facturación del intradiario, dado que en la propuesta de no se ha establecido el procedimiento de facturación, se propone aplicar el procedimiento establecido en el artículo 14 del citado Reglamento⁴⁰.

Se observa que la aplicación de las condiciones establecidas en el Reglamento, supondrían para los coeficientes aplicables a los contratos de corto plazo.

- Un incremento significativo de los coeficientes aplicables a los productos diarios e intradiarios, dado que la media ponderada de dichos coeficientes (2,43) es inferior al valor aplicado (5).
- En el caso de los productos mensuales, un incremento de los coeficientes aplicables en los meses de enero, abril, mayo, junio, julio y septiembre, a cambio de una reducción de los aplicables en los meses de marzo, octubre, noviembre y diciembre.
- En el caso de los productos trimestrales, un incremento de los productos aplicables en todos los trimestres, excepto el último trimestre.

⁴⁰ Conforme a la fórmula siguiente:

$$P = (M \times T * 12 / 8760) \times H$$

Donde:

P: es el precio aplicable a la capacidad intradiaria

M: es el nivel del multiplicador;

T: peaje correspondiente, del producto anual;

H: es la duración del producto estándar de capacidad intradiaria, expresado en horas. En el caso de los años bisiestos, la fórmula se ajustará de manera que la cifra 8760 se sustituya por 8784.

Cuadro 33. Coeficientes aplicables a los contratos de corto plazo. Propuesta de Orden vs resultado de aplicar el Código de red de tarifas

	Propuesta de Orden				Resultado de aplicar código de red			
	Producto intradiario (1)	Producto diario (1)	Producto mensual	Producto trimestral	Producto intradiario	Producto diario	Producto mensual	Producto trimestral
enero	3,10	3,10	2,00		7,55	4,50	2,30	
febrero	2,80	2,80	2,00	1,75	6,62	4,00	2,00	1,91
marzo	3,10	3,10	2,00		6,30	3,80	1,90	
abril	1,80	1,80	1,00		4,68	2,80	1,40	
mayo	1,86	1,86	1,00	1,00	4,68	2,80	1,40	1,25
junio	1,80	1,80	1,00		4,03	2,40	1,20	
julio	1,86	1,86	1,00		4,13	2,50	1,20	
agosto	1,86	1,86	1,00	1,00	3,44	2,10	1,00	1,08
septiembre	1,80	1,80	1,00		3,99	2,40	1,20	
octubre	3,10	3,10	2,00		4,40	2,60	1,30	
noviembre	3,00	3,00	2,00	1,75	4,68	2,80	1,40	1,36
diciembre	3,10	3,10	2,00		5,49	3,30	1,60	
Media Ponderada	2,43	2,43	1,50	1,38	5,00	3,00	1,49	1,40

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

(1) A efectos comparativos se muestran en términos mensuales, en lugar de en términos diarios como establece la propuesta de Orden. Para obtener el equivalente diario se debe dividir el coeficiente entre el número de días del mes. Para obtener el equivalente intradiario se debe dividir el coeficiente correspondiente entre el número de horas del mes.

En todo caso, esta Sala advierte que los coeficientes que se deben aplicar sobre los contratos de corto plazo serán determinados mediante la metodología aprobada por la Comisión, conforme establece la Ley 3/2013, previa consulta con los agentes del sector.

Finalmente, se señala que si bien en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se incluye una modificación del apartado 3 del artículo 10 de la orden IET/2446/2013, en el sentido de aplicar los anteriores coeficientes a todos los peajes y cánones con duración inferior a un año, la propuesta de Orden no incluye dicha modificación. Es por tanto, necesario que mediante una norma de adecuado rango normativo, se establezcan los coeficientes de corto plazo aplicables a todos los servicios que podrían ser objeto de dichos contratos, y el procedimiento de facturación aplicable.

5.22. Disposición final cuarta. Gasolina de protección

Descripción de la Propuesta de Orden Ministerial

La disposición final cuarta de la Propuesta de Orden Ministerial por la que este informe trae causa, amplía hasta el 31 de diciembre de 2018 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 2009⁴¹, 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 referida Directiva estableció un periodo transitorio en el que debían estar disponibles las gasolinas anteriores, es decir, aquellas 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, pueden presentar cierta incompatibilidad con algunos materiales y aumentan la volatilidad de las mezclas con gasolina⁴², lo cual puede dificultar, en los vehículos más antiguos, las condiciones de conducción y, en concreto, producir 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

⁴¹ 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.

⁴² 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.

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:

- 1) Se definió como gasolina de protección, tal como prevé la citada Directiva 2009/30/CE, aquélla 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 la modificación del 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/2458/2013⁴³, 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. Asimismo, matizó que la obligatoriedad era aplicable a todas las instalaciones de suministro en las que se comercialice gasolina.

A breves fechas de la expiración de este nuevo plazo y haciendo uso otra vez de la habilitación conferida al Ministro de Industria, Turismo y Comercio (habilitación que ha de entenderse realizada al actual Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital), por el apartado 2 de la disposición transitoria segunda del RD 1088/2010, la Propuesta de Orden Ministerial objeto de este informe vuelve a prolongar el plazo establecido para la disponibilidad de gasolina de protección, en esta ocasión hasta el 31 de diciembre de 2018, manteniendo sin cambios el resto de aspectos inherentes a la obligación.

⁴³ 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.

Consideraciones de la CNMC

Según la Exposición de Motivos y la Memoria Justificativa que acompaña a la Propuesta de Orden, la motivación de esta prórroga se encuentra, por un lado, en la protección de los consumidores de gasolina con vehículos más antiguos que, a priori, son los que podrían seguir precisando la utilización de esta calidad de gasolina, y, por otro, en las limitaciones logísticas existentes para comercializar simultáneamente en las instalaciones de suministro dos calidades de gasolina.

“A la vista de la evolución del mercado nacional en estos dos últimos años, tanto del parque vehículos, con un alto porcentaje que requiere el uso de gasolina de protección, como de la logística existente de cara a suministrar dos calidades de gasolina, se considera necesario modificar nuevamente la citada disposición transitoria segunda, prolongando hasta el 31 de diciembre de 2018, la citada obligación actualmente vigente”

Respecto a la primera motivación, esta Sala comparte la necesidad de prorrogar la obligatoriedad de comercialización de gasolina de protección en tanto en cuanto la antigüedad del parque automovilístico español continúa en la senda creciente que se inició en el año 2007. Según datos de ANFAC, la edad media del parque de turismos se elevó en 2015 a los 11,6 años. A pesar de los buenos resultados en las ventas de vehículos y del Plan PIVE, que ha sustituido ya a más de 1 millón de coches antiguos, continúa el envejecimiento del parque móvil, no previéndose un descenso del mismo hasta el año 2020.

La prórroga de la obligación de comercializar gasolina de protección 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 compuestos oxigenados.

Respecto a la segunda motivación de la prórroga, la basada en las limitaciones de la *“logística existente de cara a suministrar dos calidades de gasolina”* hay que precisar que tales limitaciones no existen pues en la actualidad ya se suministran dos calidades de gasolina (95 I.O y 98 I.O). Se entiende, por tanto, que se trata de un error formal y se han querido referir las limitaciones de la *“logística existente de cara a suministrar más de dos calidades de gasolina”*, tal y como se esgrimía en la exposición de motivos del RD 1088/2010 por el que se aprobó la última extensión de la obligación. En cualquier caso, se ha de señalar que tales limitaciones logísticas no se hallan en el sistema logístico básico, sino en las instalaciones de suministro a vehículos, que habitualmente no disponen de depósitos y circuitos para suministrar tres calidades de gasolina.

En conclusión, dada la ausencia, a día de hoy, de estudios técnicos que permitan la identificación exacta del número y la distribución geográfica⁴⁴, de los vehículos cuyo funcionamiento pudiera verse realmente afectado por un mayor contenido de compuestos oxigenados y, por tanto, de biocarburantes, parecen imponerse las razones de prudencia que aconsejan mantener la disponibilidad de la 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 dicho grado de protección.

No obstante, lo anterior no debería ser óbice para que, en ejercicio de la habilitación conferida al Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital para modificar el contenido de esta obligación, se aprovechara el plazo que ahora se abre de dos años para que, al amparo de los resultados que arrojaran los oportunos estudios técnicos, se analizara la posibilidad de ir introduciendo progresivamente una mayor flexibilidad en la obligación de disponibilidad de la gasolina de protección, de manera que paulatinamente se fuera favoreciendo la comercialización de gasolinas con mayor contenido de biocarburantes (E-10), tal y como trata de promover la Directiva 2009/30/CE.

Adicionalmente, esta “desprotección” progresiva de la gasolina, que se plantea cuando las condiciones del parque automovilístico así lo aconsejen, introduciría mayor flexibilidad en el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes. Desde su imposición, la obligación de disponibilidad de gasolina de protección no ha impedido, a nivel sectorial, el cumplimiento de los objetivos individuales de comercialización de biocarburantes en gasolina existentes en cada momento. La nueva prórroga que ahora se propone tampoco lo hará, máxime teniendo en cuenta que desde la aprobación del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes, los objetivos individuales de biocarburantes en diésel y en gasolina se han sustituido por un objetivo global único de consumos mínimos de biocarburantes. Sin embargo, la limitación del contenido en etanol y oxigenados de la gasolina de protección, y su identificación con la gasolina de mayor consumo, limita la flexibilidad de los sujetos obligados a la hora de elegir el tipo de biocarburante con el que cumplir su obligación de comercialización de combustibles renovables con fines de transporte.

A continuación se recogen algunas consideraciones de carácter formal relativas a la redacción del apartado III de la Exposición de Motivos de la Propuesta de Orden.

Exposición de Motivos. Apartado III

⁴⁴ Información ésta que podría amparar distintas alternativas de retirada paulatina de la gasolina de protección, de forma análoga al proceso de retirada de la gasolina con plomo del mercado español.

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, establece que 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. La norma establece que estas gasolinas, que deberán estar disponibles en todas las instalaciones de suministro a vehículos, deben ser las de menor índice de octano comercializadas. En la misma disposición transitoria se habilita al Ministro ~~Ministerio~~ de Industria, Turismo y Comercio (habilitación que debe entenderse realizada al Ministro ~~Ministerio~~ de Energía, Turismo y Agenda Digital) a modificar el contenido de la misma. La 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, prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2016, la obligación de suministrar gasolina de protección en el producto con menor índice de octano, en todas las instalaciones de suministro de dicho producto a vehículos. A la vista de la evolución del mercado nacional en estos dos últimos años, tanto del parque vehículos, con un alto porcentaje que requiere el uso de gasolina de protección, como de la logística existente de cara a suministrar más de dos calidades de gasolina, se considera necesario modificar nuevamente la citada disposición transitoria segunda, prolongando hasta el 31 de diciembre de 2018, la citada obligación actualmente vigente.

5.23. Disposición final sexta. Entrada en vigor.

Descripción de la propuesta

El proyecto de orden establece la entrada en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2017.

Consideraciones de la CNMC

Dado que el día de gas (de seis a seis horas) no coincide con el día natural, los cargos económicos derivados de la aplicación de la orden comprenderían a más de un día de gas.

Por consiguiente, en aras de una mayor simplicidad se considera apropiado modificar la norma teniendo en cuenta este hecho, de manera que afectare al primer día de gas del año 2017.

En consecuencia se propone la siguiente redacción:

Disposición final sexta. Entrada en vigor.
Esta orden entrará en vigor a las cero horas del el 1 de enero de 2017.

6. Otras consideraciones

6.1. Sobre la armonización de las solicitudes de información relacionadas con las previsiones de la CNMC de demanda, ingresos y retribución

Esta Sala insiste en la necesidad, puesta de manifiesto en informes anteriores⁴⁵, de armonizar los plazos establecidos a los distintos agentes en la diferente normativa para establecer los diferentes elementos que configuran un ejercicio tarifario (previsiones de demanda, ingresos y retribución), y que por definición se encuentran altamente interrelacionados.

Al respecto, se propone incluir en la Orden que finalmente se publique la modificación de los plazos establecidos en la Orden ECO/2692/2002, en la Orden ITC/3520/2009 y en la Orden IET/2446/2013, y en los Protocolos de Detalle de las NGTS, adecuándolos a los plazos establecidos en la Ley 18/2014.

⁴⁵ Véase “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” aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 11 de diciembre de 2014.

ANEXO I - INFORME PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2016 Y 2017

ANEXO II - CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN

De acuerdo con lo manifestado en el epígrafe 4.8 de este informe, el cálculo de la retribución 2017 y los ajustes de las retribuciones de 2014, 2015 y 2016 se han realizado bajo los siguientes supuestos:

- Hasta 2015, se utiliza la información relativa a demanda y puntos de suministro totales a 31 de diciembre del sistema de liquidaciones
- Se toman en consideración el nº de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente a 31 de diciembre de 2014 y 2015 recogido en el cuadro anterior.
- El nº de puntos de suministro en municipios ya gasificados a 31 de diciembre de 2014 y 2015, se obtiene detrayendo del nº de puntos de suministro totales a 31 de diciembre del sistema de liquidaciones el nº de puntos de suministro en municipios de gasificación reciente.
- Para los años 2016 y 2017 se toman las previsiones de demanda y variación del nº medio de puntos de suministro previstos por la Propuesta de Orden
- Se toman los valores de extracoste de GLP considerados por la Propuesta de Orden para 2015, 2016 y 2017.

1. Cálculo de los ajustes de la Retribución de 2014 y 2015

En los siguientes cuadros se recogen, por empresa y tipología de municipio, el nº de Puntos de Suministro a 31 de diciembre en el periodo 2012-2015 a considerar, el nº medio de Puntos de Suministro resultante para cada año del periodo 2012-2015 y los incrementos de los mismos que han de considerarse para el cálculo de los ajustes de las retribuciones de 2014 y 2015:

Cuadro 1. Nº Puntos de Suministro a 31 de diciembre en el periodo 2012-2015, desglosados por empresa y tipo de municipio

	Puntos de Suministro (PS) en Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31/dic conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (Cimgc<4b)				Puntos de Suministro (PS) en Peajes 3.1-3.4 (y asimilados) a 31/dic conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (Cimgrc<4b)			
	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2012	Año 2013	Año 2014	Año 2015
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real
Naturgas Energía Distribución, S.A.	913.975	923.784	933.992	942.488			0	240
Gas Directo, S.A.	4.635	4.884	5.403	5.900			0	0
Redexis Gas, S.A.	369.349	379.271	390.345	402.772			346	2.698
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	65.954	68.137	70.021	71.863			0	0
Tolosa Gas, S.A.	4.686	4.744	4.821	4.892			0	0
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	2.150.692	2.145.851	2.168.196	2.175.203			1.840	3.857
Gas Natural Andalucía, S.A.	384.535	392.518	402.798	401.133			9	670
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	221.858	227.993	228.027	235.212			558	1.315
Gas Natural Castilla y León, S.A.	404.718	411.547	418.257	420.598			60	102
CEGAS, S.A.	636.457	642.041	650.550	647.066			644	3.286
Gas Galicia SDG, S.A.	228.945	237.560	245.638	250.340			509	2.697
Redexis Gas Murcia, S.A.	92.495	92.283	91.240	90.465			15	182
Gas Navarra, S.A.	129.296	132.791	135.389	137.815			160	474
Gas Natural Rioja, S.A.	74.610	76.991	79.342	80.459			78	490
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	6	10	16	57			0	0
Madrileña Red de Gas, S.A.	833.099	837.686	841.922	847.433			546	1.378
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	874.665	874.840	878.182	879.388			674	1.573
Gas Natural Aragón								
Gas Natural Redes								
TOTAL	7.389.975	7.452.931	7.544.139	7.593.084	0	0	5.439	18.962

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Cuadro 2. Nº medio de Puntos de Suministro en el periodo 2013-2015, desglosados por empresa y tipo de municipio

	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más ($\Delta CI^{mgc_{>6}}$)			Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos ($\Delta CI^{mgc_{\leq 5}}$)		
	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2013	Año 2014	Año 2015
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real
Naturgas Energía Distribución, S.A.	918.879,5	928.888,0	938.240,0		0,0	120,0
Gas Directo, S.A.	4.760,0	5.143,5	5.651,5		0,0	0,0
Redexis Gas, S.A.	374.310,0	384.808,0	396.558,5		173,0	1.522,0
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	67.045,5	69.079,0	70.942,0		0,0	0,0
Tolosa Gas, S.A	4.715,0	4.782,5	4.856,5		0,0	0,0
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	2.148.271,5	2.157.023,5	2.171.699,5		920,0	2.848,5
Gas Natural Andalucía, S.A.	388.526,5	397.658,0	401.965,5		4,5	339,5
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	224.925,5	228.010,0	231.619,5		279,0	936,5
Gas Natural Castilla y León, S.A.	408.132,5	414.902,0	419.427,5		30,0	81,0
CEGAS, S.A.	639.249,0	646.295,5	648.808,0		322,0	1.965,0
Gas Galicia SDG, S.A.	233.252,5	241.599,0	247.989,0		254,5	1.603,0
Redexis Gas Murcia, S.A.	92.389,0	91.761,5	90.852,5		7,5	98,5
Gas Navarra, S.A.	131.043,5	134.090,0	136.602,0		80,0	317,0
Gas Natural Rioja,S.A.	75.800,5	78.166,5	79.900,5		39,0	284,0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	8,0	13,0	36,5		0,0	0,0
Madrileña Red de Gas, S.A.	835.392,5	839.804,0	844.677,5		273,0	962,0
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	874.752,3	876.510,8	878.785,0		337,0	1.123,5
Gas Natural Aragón	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0
Gas Natural Redes	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0
TOTAL	7.421.453,3	7.498.534,8	7.568.611,5	0,0	2.719,5	12.200,5

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Cuadro 3. Variación del Nº medio de Puntos de Suministro en 2014 y 2015, desglosados por empresa y tipo de municipio

	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más ($\Delta CI^{mgc_{>6}}$)		Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos ($\Delta CI^{mgc_{\leq 5}}$)	
	Año 2014	Año 2015	Año 2014	Año 2015
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real
Naturgas Energía Distribución, S.A.	10.008,5	9.352,0	0,0	120,0
Gas Directo, S.A.	383,5	508,0	0,0	0,0
Redexis Gas, S.A.	10.498,0	11.750,5	173,0	1.349,0
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	2.033,5	1.863,0	0,0	0,0
Tolosa Gas, S.A	67,5	74,0	0,0	0,0
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	8.752,0	14.676,0	920,0	1.928,5
Gas Natural Andalucía, S.A.	9.131,5	4.307,5	4,5	335,0
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	3.084,5	3.609,5	279,0	657,5
Gas Natural Castilla y León, S.A.	6.769,5	4.525,5	30,0	51,0
CEGAS, S.A.	7.046,5	2.512,5	322,0	1.643,0
Gas Galicia SDG, S.A.	8.346,5	6.390,0	254,5	1.348,5
Redexis Gas Murcia, S.A.	-627,5	-909,0	7,5	91,0
Gas Navarra, S.A.	3.046,5	2.512,0	80,0	237,0
Gas Natural Rioja,S.A.	2.366,0	1.734,0	39,0	245,0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	5,0	23,5	0,0	0,0
Madrileña Red de Gas, S.A.	4.411,5	4.873,5	273,0	689,0
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	1.758,5	2.274,3	337,0	786,5
Gas Natural Aragón	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas Natural Redes	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTAL	77.081,5	70.076,8	2.719,5	9.481,0

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Por su parte, en los cuadros siguientes se recoge, por empresa, el gas suministrado en 2014 y 2015 diferenciando por tipología de consumidor conectado a las redes.

Cuadro 4. Demanda suministrada en 2014 y 2015, desglosados por empresa y tipología de Punto de Suministro

	Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año			Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		
	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2013	Año 2014	Año 2015
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real
Naturgas Energía Distribución, S.A.	4.875.435,55	4.155.552,41	4.467.181,92	3.080.757,68	2.925.176,87	3.164.560,32
Gas Directo, S.A.	48.790,60	49.493,73	42.893,61	15.494,25	26.111,33	38.556,54
Redexis Gas, S.A.	2.213.769,97	1.965.996,71	2.052.642,58	1.861.856,96	1.760.133,81	1.999.521,98
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	330.252,39	294.850,25	298.244,48	138.967,54	133.308,81	130.350,06
Tolosa Gas, S.A	29.141,00	23.608,91	26.932,54	18.076,34	15.579,18	16.823,94
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	11.521.277,04	10.197.101,03	10.200.555,09	4.742.317,96	3.897.747,53	4.056.940,32
Gas Natural Andalucía, S.A.	994.990,50	971.785,48	955.086,22	683.098,71	722.137,85	757.413,99
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.633.258,45	1.420.355,46	1.487.600,93	632.308,59	619.336,02	626.703,68
Gas Natural Castilla y León, S.A.	3.175.541,99	2.776.209,06	2.825.723,58	2.436.451,47	2.239.605,73	2.368.778,74
CEGAS, S.A.	1.896.378,99	1.744.231,55	1.824.509,37	649.026,20	676.951,95	744.946,22
Gas Galicia SDG, S.A.	1.051.252,39	1.017.818,85	1.002.851,04	600.790,24	623.675,52	643.068,92
Redexis Gas Murcia, S.A.	288.262,42	271.981,29	298.323,90	186.700,31	190.883,76	185.977,87
Gas Navarra, S.A.	1.032.143,29	895.951,16	944.360,01	1.099.736,73	1.001.171,09	1.126.654,82
Gas Natural Rioja,S.A.	534.175,12	477.201,23	508.252,28	396.218,55	377.369,33	401.304,86
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	12,00	24,60	194,32	7.457,49	10.981,55	23.337,56
Madriñeña Red de Gas, S.A.	6.109.802,69	5.258.953,64	5.282.037,52	2.543.977,58	2.287.440,18	2.452.821,82
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	5.164.655,04	4.490.358,75	4.395.404,70	3.417.345,24	3.936.954,58	3.847.740,22
Gas Natural Aragón						
Gas Natural Redes						
TOTAL	40.899.139,40	36.011.474,09	36.612.794,11	22.510.581,82	21.444.565,06	22.585.501,83

	Demanda P<4bar y Cons>80.000MWh/año (peaje3.5)			Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		
	Año 2013	Año 2014	Año 2015	Año 2013	Año 2014	Año 2015
	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real	Dato Real
Naturgas Energía Distribución, S.A.	664.541,99	478.222,67	449.905,07	18.196.962,33	16.773.980,21	17.106.500,75
Gas Directo, S.A.	14.494,39	15.879,82	16.577,80	285.842,95	276.950,09	214.250,67
Redexis Gas, S.A.	542.338,76	426.095,13	458.217,62	4.876.935,75	4.081.597,78	4.053.363,22
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.981,53	11.840,20	15.995,93	782.582,12	1.264.164,40	1.355.822,06
Tolosa Gas, S.A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	1.241.623,72	1.132.156,02	1.158.012,26	70.115.224,19	59.475.831,53	59.353.797,53
Gas Natural Andalucía, S.A.	228.450,08	185.123,01	201.036,41	4.052.057,72	5.498.965,83	5.371.795,32
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	218.382,72	211.742,23	227.095,48	2.384.122,22	1.551.500,79	1.634.581,50
Gas Natural Castilla y León, S.A.	472.840,86	411.089,91	420.937,06	178.553,65	179.013,88	185.350,45
CEGAS, S.A.	197.548,99	189.789,28	177.548,55	18.726.863,14	18.866.589,23	19.403.679,52
Gas Galicia SDG, S.A.	143.561,35	84.650,54	92.956,58	10.422,17	9.847,17	124.626,40
Redexis Gas Murcia, S.A.	53.458,01	50.922,64	77.842,15	2.069.585,12	1.132.206,91	1.054.679,31
Gas Navarra, S.A.	229.303,57	191.004,76	155.553,01	314.757,54	306.556,74	329.686,73
Gas Natural Rioja,S.A.	91.641,61	81.370,48	81.404,57	25.440,04	9.926,58	20.461,46
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Madriñeña Red de Gas, S.A.	673.998,61	559.202,81	557.339,45	786.967,77	750.961,01	681.760,10
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	333.689,10	308.492,63	297.635,80	2.370.796,36	1.978.841,05	1.955.999,99
Gas Natural Aragón						
Gas Natural Redes						
TOTAL	5.117.855,26	4.337.582,13	4.388.057,73	125.177.113,06	112.156.933,16	112.846.355,01

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Por último, en los siguientes cuadros se recogen, respectivamente el cálculo de los ajustes de la retribución por empresa de los años 2014 (sólo 2º periodo⁴⁶) y 2015 en aplicación del nuevo modelo retributivo, así como los ajustes retributivos que son pertinentes por operaciones de compra-venta de activos, segregaciones y/o fusiones.

⁴⁶ Desde 5 de julio a 31 de diciembre de 2014, periodo de aplicación de la Ley 18/2014

Cuadro 5. Cálculo de la nueva retribución asociada a 2014, desglosado por empresa

En Euros	Retribución Año 2013 Definitiva sin Extracoste GLP	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar				Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Retribución 2014 según metodología Ley 18/2014
		Municipios Ya Gasificados		Municipios Gasificación Reciente		Año 2013	Año 2014	Año 2013	Año 2014	Año 2013	Año 2014							
		Año 2013	Año 2014	Año 2013	Año 2014							en T.M. con gas desde hace 5 años o más (ΔC _i ^{TM<sub>gas</sub>})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔC _i ^{TM<sub>no-gas</sub>})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		
	177.054.620,00	918.879,50	928.888,00	0,00	0,00	4.875.435,55	4.155.552,41	3.080.757,68	2.925.176,87	18.861.504,32	17.252.202,88	500.425,00	0,00	-5.399.123,61	-700.113,66	-2.011.626,80		169.444.180,93
	1.408.904,00	4.760,00	5.143,50	0,00	0,00	48.790,60	49.493,73	15.494,25	26.111,33	300.337,34	292.829,91	19.175,00	0,00	5.273,48	47.776,86	-9.384,29		1.471.745,05
	73.510.115,00	374.310,00	384.808,00	0,00	173,00	2.213.769,97	1.965.996,71	1.861.856,96	1.760.133,81	5.419.274,51	4.507.692,91	524.900,00	12.110,00	-1.858.299,41	-457.754,17	-1.139.477,00	253.589,85	70.845.184,27
	11.262.172,00	67.045,50	69.079,00	0,00	0,00	330.252,39	294.850,25	138.967,54	133.308,81	794.563,65	1.276.004,60	101.675,00	0,00	-265.516,00	-25.464,25	601.801,19		11.674.667,94
	768.190,00	4.715,00	4.782,50	0,00	0,00	29.141,00	23.608,91	18.076,34	15.579,18	0,00	0,00	3.375,00	0,00	-41.490,68	-11.237,23	0,00		718.837,09
	446.947.501,00	2.148.271,50	2.157.023,50	0,00	920,00	11.521.277,04	10.197.101,03	4.742.317,96	3.897.747,53	71.356.847,91	60.607.987,55	437.600,00	64.400,00	-9.931.320,08	-3.800.566,95	-13.436.075,45		420.281.538,52
	59.991.971,00	388.526,50	397.658,00	0,00	4,50	994.990,50	971.785,48	683.098,71	722.137,85	4.280.507,80	5.684.088,84	456.575,00	315,00	-174.037,65	175.676,13	1.754.476,30		62.204.975,78
	41.788.266,00	224.925,50	228.010,00	0,00	279,00	1.633.258,45	1.420.355,46	632.308,59	619.336,02	2.602.504,93	1.763.243,02	154.225,00	19.530,00	-1.596.772,49	-58.376,55	-1.049.077,39		39.257.794,57
	76.917.984,00	408.132,50	414.902,00	0,00	30,00	3.175.541,99	2.776.209,06	2.436.451,47	2.239.605,73	651.394,51	590.103,78	338.475,00	2.100,00	-2.994.996,91	-885.805,84	-76.613,41		73.301.142,84
	116.780.491,00	639.249,00	646.295,50	0,00	322,00	1.896.378,99	1.744.231,55	649.026,20	676.951,95	18.924.412,12	19.056.378,52	352.325,00	22.540,00	-1.141.105,81	125.665,89	164.957,99		116.304.874,07
	35.283.623,00	233.252,50	241.599,00	0,00	254,50	1.051.252,39	1.017.818,85	600.790,24	623.675,52	153.983,52	94.497,71	17.815,00	0,00	-250.751,52	102.983,80	-74.357,26		35.496.638,02
	16.487.103,00	92.389,00	91.761,50	0,00	7,50	288.262,42	271.981,29	186.700,31	190.883,76	2.123.043,13	1.183.129,54	-31.375,00	525,00	-122.108,45	18.825,51	-1.174.891,98		15.178.078,08
	27.191.291,00	131.043,50	134.090,00	0,00	80,00	1.032.143,29	895.951,16	1.099.736,73	1.001.171,09	544.061,11	497.561,49	152.325,00	5.600,00	-1.021.441,02	-443.545,40	-58.124,52		25.826.105,06
	13.725.153,00	75.800,50	78.166,50	0,00	39,00	534.175,12	477.201,23	396.218,55	377.369,33	117.081,64	91.297,05	118.300,00	2.730,00	-427.304,12	-84.821,49	-32.230,74		13.301.826,65
	38.745,00	8,00	13,00	0,00	0,00	12,00	24,60	7.457,49	10.981,55	0,00	0,00	250,00	0,00	94,55	15.858,27	0,00	324.362,24	379.310,06
	142.294.720,00	835.392,50	839.804,00	0,00	273,00	6.109.802,69	5.258.953,64	2.543.977,58	2.287.440,18	1.460.966,38	1.310.163,81	220.575,00	19.110,00	-6.381.367,88	-1.154.418,31	-188.503,21		134.810.115,60
	147.467.631,00	874.752,25	876.510,75	0,00	337,00	5.164.655,04	4.490.358,75	3.417.345,24	3.936.954,58	2.704.485,46	2.287.333,68	87.925,00	23.590,00	-5.057.222,23	2.338.241,99	-521.439,73		144.338.726,03
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
TOTAL	1.388.918.480	7.421.453	7.498.535	0	2.720	40.899.139	36.011.474	22.510.582	21.444.565	130.294.968	116.494.515	3.854.075	190.365	-36.657.490	-4.797.075	-17.250.566	577.952	1.334.835.741

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Cuadro 6. Calculo del ajuste de retribución asociado al segundo periodo 2014, desglosado por empresa (considerando operaciones de compra-venta de activos o escisiones)

	Retribución Proporcional 2º Periodo 2014	Anterior Retribución 2º Periodo 2014	Saldo a Incluir en BOE
En Euros			
Naturgas Energía Distribución, S.A.	83.561.513,88	83.561.528,68	-14,80
Gas Directo, S.A.	725.792,08	725.804,41	-12,33
Redexis Gas, S.A.	34.937.351,15	34.935.644,85	1.706,30
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	5.757.370,49	5.757.370,49	0,00
Tolosa Gas, S.A	354.495,00	354.495,00	0,00
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	207.262.128,59	207.188.187,13	73.941,46
Gas Natural Andalucía, S.A.	30.676.426,41	30.676.470,80	-44,39
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	19.360.008,28	19.360.126,64	-118,36
Gas Natural Castilla y León, S.A.	36.148.508,80	36.148.518,66	-9,86
CEGAS, S.A.	57.355.828,31	57.357.396,53	-1.568,22
Gas Galicia SDG, S.A.	17.505.191,35	17.505.023,68	167,67
Redexis Gas Murcia, S.A.	7.485.079,60	7.485.005,63	73,97
Gas Navarra, S.A.	12.736.161,40	12.736.255,10	-93,70
Gas Natural Rioja, S.A.	6.559.804,92	6.559.661,91	143,01
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	187.057,02	187.057,02	0,00
Madrileña Red de Gas, S.A.	66.481.700,84	66.481.736,88	-36,04
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	71.180.741,60	71.247.783,70	-67.042,10
Gas Natural Aragón	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Redes	0,00	0,00	0,00
TOTAL	658.275.160	658.268.067	7.092,60

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Cuadro 7. Calculo de la nueva retribución asociada al 2015, desglosado por empresa (sin considerar operaciones de compra-venta de activos o escisiones)

Retribución Año 2014 Definitiva sin Extracoste GLP	Número Medio Puntos de Suministro (PS) conectados a P<4bar				Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año		Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Retribución Año 2015 Definitiva	
	Municipios Ya Gasificados		Municipios Gasificación Reciente		Año 2014	Año 2015	Año 2014	Año 2015	Año 2014	Año 2015	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{TM<sub>6años</sub>)}	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{TM<sub>5años</sub>)}	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar			
	Año 2014	Año 2015	Año 2014	Año 2015														
											50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh			
Naturgas Energía Distribución, S.A.	169.444.180,93	928.888,00	938.240,00	0,00	120,00	4.155.552,41	4.467.181,92	2.925.176,87	3.164.560,32	17.252.202,88	17.556.405,83	467.600,00	8.400,00	2.337.221,39	1.077.225,54	380.253,68	173.714.881,54	
Gas Directo, S.A.	1.471.745,05	5.143,50	5.651,50	0,00	0,00	49.493,73	42.893,61	26.111,33	38.556,54	292.829,91	230.828,47	25.400,00	0,00	-49.500,85	56.003,43	-77.501,80	1.426.145,83	
Redexis Gas, S.A.	70.591.594,42	384.808,00	396.558,50	173,00	1.522,00	1.965.996,71	2.052.642,58	1.760.133,81	1.999.521,98	4.507.692,91	4.511.580,85	587.525,00	94.430,00	649.844,01	1.077.246,77	4.859,92	73.062.134,05	
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.674.667,94	69.079,00	70.942,00	0,00	0,00	294.850,25	298.244,48	133.308,81	130.350,06	1.276.004,60	1.371.817,99	93.150,00	0,00	25.456,70	-13.314,41	119.766,74	11.899.726,97	
Tolosa Gas, S.A.	718.837,09	4.782,50	4.856,50	0,00	0,00	23.608,91	26.932,54	15.579,18	16.823,94	0,00	0,00	3.700,00	0,00	24.927,27	5.601,42	0,00	753.065,78	
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	420.281.538,52	2.157.023,50	2.171.699,50	920,00	2.848,50	10.197.101,03	10.200.555,09	3.897.747,53	4.056.940,32	60.607.987,55	60.511.809,79	733.800,00	134.995,00	25.905,52	716.367,56	-120.222,21	421.772.384,39	
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.204.975,78	397.658,00	401.965,50	4,50	339,50	971.785,48	955.086,22	722.137,85	757.413,99	5.684.088,84	5.572.831,74	215.375,00	23.450,00	-125.244,41	158.742,63	-139.071,38	62.338.227,62	
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	39.257.794,57	228.010,00	231.619,50	279,00	936,50	1.420.355,46	1.487.600,93	619.336,02	626.703,68	1.763.243,02	1.861.676,98	180.475,00	46.025,00	504.341,06	33.154,46	123.042,45	40.144.832,54	
Gas Natural Castilla y León, S.A.	73.301.142,84	414.902,00	419.427,50	30,00	81,00	2.776.209,06	2.825.723,58	2.239.605,73	2.368.778,74	590.103,78	606.287,50	226.275,00	3.570,00	371.358,87	581.278,55	20.229,65	74.503.854,91	
CEGAS, S.A.	116.304.874,07	646.295,50	648.808,00	322,00	1.965,00	1.744.231,55	1.824.509,37	676.951,95	744.946,22	19.056.378,52	19.581.228,07	125.625,00	115.010,00	602.083,68	305.974,22	656.061,94	118.109.628,91	
Gas Galicia SDG, S.A.	35.496.638,02	241.599,00	247.989,00	254,50	1.603,00	1.017.818,85	1.002.851,04	623.675,52	643.068,92	94.497,71	217.582,98	319.500,00	94.395,00	-112.258,56	87.270,28	153.856,58	36.039.401,32	
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.178.078,08	91.761,50	90.852,50	7,50	98,50	271.981,29	298.323,90	190.883,76	185.977,87	1.183.129,54	1.132.521,46	-45.450,00	6.370,00	197.569,58	-22.076,50	-63.260,11	15.251.231,05	
Gas Navarra, S.A.	25.826.105,06	134.090,00	136.602,00	80,00	317,00	895.951,16	944.360,01	1.001.171,09	1.126.654,82	497.561,49	485.239,74	125.600,00	16.590,00	363.066,41	564.676,78	-15.402,20	26.880.636,05	
Gas Natural Rioja, S.A.	13.301.826,65	78.166,50	79.900,50	39,00	284,00	477.201,23	508.252,28	377.369,33	401.304,86	91.297,05	101.866,03	86.700,00	17.150,00	232.882,88	107.709,91	13.211,23	13.759.480,67	
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	54.947,82	13,00	36,50	0,00	0,00	24,60	194,32	10.981,55	23.337,56	0,00	0,00	1.175,00	0,00	1.272,86	55.602,01	0,00	405.942,74	
Madridiense Red de Gas, S.A.	134.810.115,60	839.804,00	844.677,50	273,00	962,00	5.258.953,64	5.282.037,52	2.287.440,18	2.452.821,82	1.310.163,81	1.239.099,55	243.675,00	48.230,00	173.129,08	744.217,40	-88.830,33	135.930.536,75	
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	144.338.726,03	876.510,75	878.785,00	337,00	1.123,50	4.490.358,75	4.395.404,70	3.936.954,58	3.847.740,22	2.287.333,68	2.253.639,79	113.712,50	55.055,00	-712.155,36	-401.464,58	-42.122,36	143.351.751,23	
Gas Natural Aragón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Gas Natural Redes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL	1.334.257.788	7.498.535	7.568.612	2.720	12.201	36.011.474	36.612.794	21.444.565	22.585.502	116.494.515	117.234.413	3.503.838	663.670	4.509.900	5.134.215	924.872	349.578	1.349.343.862

Cuadro 8. Calculo de la retribución 2015 de Naturgas Energía Distribución y Redexis Gas teniendo en cuenta la operación de compra-venta de activos)
[INCIO CONFIDENCIAL]

Cuadro 9. Retribución asociada a las redes de Gas Directo adquiridas por Gas Natural Madrid sdg y Gas Galicia sdg aplicando la metodología de la Ley 18/2014

Fuente: Sifco, Propuesta de Orden y Elaboración propia
[FINAL CONFIDENCIAL]

Cuadro 10. Calculo del ajuste de retribución asociado a 2015, desglosado por empresa (considerando operaciones de compra-venta de activos o escisiones)

	Nueva Retribución 2015	Anterior Retribución 2015	Saldo a Incluir en BOE
En Euros			
Naturgas Energía Distribución, S.A.	171.040.805,35	173.096.279,05	-2.055.473,70
Redexis Gas, S.A.	75.736.210,23	75.688.003,56	48.206,67
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.899.726,97	12.135.711,27	-235.984,30
Tolosa Gas, S.A	753.065,78	746.950,22	6.115,56
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	421.772.384,39	434.410.730,00	-12.638.345,61
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.338.227,62	64.089.810,11	-1.751.582,49
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	40.144.832,54	41.082.455,48	-937.622,94
Gas Natural Castilla y León, S.A.	74.503.854,91	76.599.285,89	-2.095.430,98
CEGAS, S.A.	118.109.628,91	119.773.485,18	-1.663.856,27
Gas Galicia SDG, S.A.	36.477.156,18	37.619.347,58	-1.142.191,40
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.251.231,05	15.563.211,44	-311.980,39
Gas Navarra, S.A.	26.880.636,05	26.943.769,71	-63.133,66
Gas Natural Rioja, S.A.	13.759.480,67	13.948.281,81	-188.801,14
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	405.942,74	425.956,01	-20.013,27
Madrileña Red de Gas, S.A.	135.930.536,75	140.520.662,68	-4.590.125,93
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	144.340.142,10	150.645.319,24	-6.305.177,14
Gas Natural Aragón	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Redes	0,00	0,00	0,00
TOTAL	1.349.343.862	1.383.289.259	-33.945.397

Fuente: Sifco, Propuesta de Orden y Elaboración propia

2. Calculo de los ajustes de la Retribución de 2016

En el siguiente cuadro se recoge, por empresa, las previsiones para 2016 consideradas en la Propuesta de Orden relativa a la variación del número medio de Puntos de Suministro por tipología de municipio, y el gas suministrado en 2016 por tipología de consumidor.

Cuadro 11. Variación del Nº medio de Puntos de Suministro en 2016 por tipo de municipio, y Demanda suministrada en 2016 por tipología de Punto de Suministro, desglosados por empresa

	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos	Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año	Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año	Demanda en Redes de P entre 4 bar y 60 bar + Demanda de PS en Redes P<4 bar
	($\Delta C_{<4b}^{mgc}$)	($\Delta C_{<4b}^{mgc}$)	Provisional	Provisional	Provisional
Naturgas Energía Distribución, S.A.	17.366,9	151,0	4.389.451,0	3.263.129,0	17.862.725,0
Redexis Gas, S.A.	8.020,0	3.721,8	2.241.176,0	2.177.500,0	5.049.673,0
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	1.349,7	0,0	303.313,0	137.331,0	1.425.677,0
Tolosa Gas, S.A.	92,4	0,0	27.390,0	17.725,0	0,0
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	41.324,0	3.458,2	10.373.910,0	4.274.198,0	62.887.564,0
Gas Natural Andalucía, S.A.	7.640,7	606,0	971.318,0	797.975,0	5.791.627,0
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	4.398,8	1.449,5	1.512.882,0	660.265,0	1.934.768,0
Gas Natural Castilla y León, S.A.	7.977,0	1.382,1	2.873.746,0	2.495.632,0	630.091,0
CEGAS, S.A.	12.281,6	4.129,0	1.855.516,0	784.840,0	20.350.007,0
Gas Galicia SDG, S.A.	4.714,5	4.003,0	1.021.679,0	677.933,0	448.788,0
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.728,6	166,7	303.394,0	195.937,0	1.176.985,0
Gas Navarra, S.A.	2.595,2	1.482,5	960.409,0	1.186.989,0	504.291,0
Gas Natural Rioja,S.A.	1.519,9	499,0	516.890,0	422.796,0	105.865,0
Gasificadora Regional Canaria, S.A.			198,0	24.587,0	0,0
Madrileña Red de Gas, S.A.	16.070,3	1.205,5	5.371.804,0	2.584.175,0	1.287.748,0
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	16.798,1	1.834,0	4.511.948,0	4.093.990,0	2.359.344,0
Gas Natural Aragón					
Gas Natural Redes					
TOTAL	143.877,7	24.088,2	37.235.024,0	23.795.002,0	121.815.153,0

Fuente: Propuesta de Orden y Elaboración propia

En los siguientes cuadros se recoge el cálculo de la nueva retribución 2016 por empresa, y el cálculo del ajuste retributivo correspondiente a 2016.

Cuadro 12. Calculo de la retribución de 2016, desglosado por empresa

Retribución Año 2015 Definitiva sin Extracoste GLP	Año 2016		Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año		Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Retribución Año 2016 Definitiva	
	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ACI ^{PS-6a})	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ACI ^{PS-5a})	Año 2015	Año 2016	Año 2015	Año 2016	Año 2015	Año 2016	en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{PS-6a})	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{PS-5a})	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar			
									50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh			
Naturgas Energía Distribución, S.A.	169.140.842,56	17.366,92	151,00	4.316.100,07	4.389.451,00	3.097.264,33	3.263.129,00	17.209.079,01	17.862.725,00	868.345,79	10.570,00	550.132,00	746.391,01	817.057,49		172.133.338,85
Redexis Gas, S.A.	77.579.539,11	8.019,98	3.721,76	2.203.724,44	2.241.176,00	2.066.817,97	2.177.500,00	4.858.907,67	5.049.673,00	400.998,93	260.523,35	280.886,71	498.069,14	238.456,67	3.179,70	79.261.653,61
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	11.899.726,97	1.349,70	0,00	298.244,48	303.313,00	130.350,06	137.331,00	1.371.817,99	1.425.677,00	67.485,17	0,00	38.013,91	31.414,25	67.323,76		12.103.964,06
Tolosa Gas, S.A.	753.065,78	92,40	0,00	26.932,54	27.390,00	16.823,94	17.725,00	0,00	0,00	4.619,85	0,00	3.430,94	4.054,79	0,00		765.171,36
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	421.772.384,39	41.324,00	3.458,15	10.200.555,09	10.373.910,00	4.056.940,32	4.274.198,00	60.511.809,79	62.887.564,00	2.066.200,00	242.070,80	1.300.161,80	977.659,56	2.969.692,77		429.328.169,32
Gas Natural Andalucía, S.A.	62.338.227,62	7.640,68	606,00	955.086,22	971.318,00	757.413,99	797.975,00	5.572.831,74	5.791.627,00	382.033,89	42.420,00	121.738,35	182.524,55	273.494,08		63.340.438,49
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	40.144.832,54	4.398,84	1.449,50	1.487.600,93	1.512.882,00	626.703,68	660.265,00	1.861.676,98	1.934.768,00	219.941,81	101.465,00	189.608,03	151.025,94	91.363,78		40.898.237,10
Gas Natural Castilla y León, S.A.	74.503.854,91	7.977,03	1.382,08	2.825.723,58	2.873.746,00	2.368.778,74	2.495.632,00	606.287,50	630.091,00	398.851,51	96.745,34	360.168,15	570.839,68	29.754,37		75.960.213,96
CEGAS, S.A.	118.109.628,91	12.281,58	4.129,00	1.824.509,37	1.855.516,00	744.946,22	784.840,00	19.581.228,07	20.350.007,00	614.079,21	289.030,00	232.549,72	179.522,00	960.973,67		120.385.783,51
Gas Galicia SDG, S.A.	36.477.156,18	4.714,47	4.003,00	1.004.605,87	1.021.679,00	643.473,58	677.933,00	431.833,64	448.788,00	235.723,42	280.210,00	128.048,46	155.067,39	21.192,95		37.297.398,40
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.251.231,05	1.728,64	166,67	298.323,90	303.394,00	185.977,87	195.937,00	1.132.521,46	1.176.985,00	86.432,14	11.666,80	38.025,75	44.816,09	55.579,43		15.487.751,26
Gas Navarra, S.A.	26.880.636,05	2.595,19	1.482,50	944.360,01	960.409,00	1.126.654,82	1.186.989,00	485.239,74	504.291,00	129.759,28	103.775,00	120.367,41	271.503,83	23.814,08		27.529.855,65
Gas Natural Rioja, S.A.	13.759.480,67	1.519,89	499,00	508.252,28	516.890,00	401.304,86	422.796,00	101.866,03	105.865,00	75.994,31	34.930,00	64.782,87	96.710,13	4.998,71		14.036.896,69
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	112.997,69	0,00	0,00	194,32	198,00	23.337,56	24.587,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27,61	5.622,50	0,00	9.644,00	128.291,80
Madriñena Red de Gas, S.A.	135.930.536,75	16.070,30	1.205,50	5.282.037,52	5.371.804,00	2.452.821,82	2.584.175,00	1.239.099,55	1.287.748,00	803.515,14	84.385,00	673.248,60	591.089,31	60.810,57		138.143.585,37
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	144.340.142,10	16.798,12	1.834,00	4.436.543,48	4.511.948,00	3.885.892,10	4.093.990,00	2.270.213,59	2.359.344,00	839.906,07	128.380,00	565.533,89	936.440,55	111.413,01		146.921.815,62
Gas Natural Aragón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
Gas Natural Redes	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00
TOTAL	1.348.994.283	143.878	24.088	36.612.794	37.235.024	22.585.502	23.795.002	117.234.413	121.815.153	7.193.887	1.686.171	4.666.724	5.442.751	5.725.925	12.824	1.373.722.565

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Cuadro 13. Calculo del ajuste de retribución asociado a 2016, desglosado por empresa

	Nueva Retribución 2015	Anterior Retribución 2015	Saldo a Incluir en BOE
En Euros			
Naturgas Energía Distribución, S.A.	172.133.338,85	171.724.877,00	408.461,85
Redexis Gas, S.A.	79.261.653,61	80.037.546,00	-775.892,39
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.103.964,06	12.299.072,00	-195.107,94
Tolosa Gas, S.A	765.171,36	752.374,00	12.797,36
Gas Natural Catalunya SDG,S .A.	429.328.169,32	438.624.955,00	-9.296.785,68
Gas Natural Andalucía, S.A.	63.340.438,49	65.157.470,00	-1.817.031,51
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	40.898.237,10	41.990.573,00	-1.092.335,90
Gas Natural Castilla y León, S.A.	75.960.213,96	77.468.741,00	-1.508.527,04
CEGAS, S.A.	120.385.783,51	121.645.968,00	-1.260.184,49
Gas Galicia SDG, S.A.	37.297.398,40	38.161.997,00	-864.598,60
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.487.751,26	15.798.407,00	-310.655,74
Gas Navarra, S.A.	27.529.855,65	27.151.932,00	377.923,65
Gas Natural Rioja,S.A.	14.036.896,69	14.196.133,00	-159.236,31
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	128.291,80	430.125,00	-301.833,20
Madridiña Red de Gas, S.A.	138.143.585,37	141.429.434,00	-3.285.848,63
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	146.921.815,62	150.611.853,00	-3.690.037,38
Gas Natural Aragón	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Redes	0,00	0,00	0,00
TOTAL	1.373.722.565	1.397.481.457	-23.758.892

Fuente: Propuesta de Orden y Elaboración propia

3. Calculo de la Retribución 2017

De acuerdo con la Propuesta de Orden, durante 2016 se producen una serie de escisiones/adquisiciones de activos en el Grupo Gas Natural sdg, cuya valoración provisional Gas aplicando la retribución unitaria utilizada en 2013 sería la siguiente:

Cuadro 14. Caracterización de las redes escindidas dentro del Grupo Gas Natural y retribución provisional asignada aplicando la retribución unitaria utilizada en 2013
[INICIO CONFIDENCIAL]

[FINAL CONFIDENCIAL]

Fuente: Propuesta de Orden y Elaboración propia

Al objeto de determinar la retribución base a partir de la cual se determina la retribución 2017 correspondiente a cada una de las empresas implicadas en las escisiones/adquisiciones de activos, se suma a las retribuciones de 2016, obtenidas en el apartado anterior, las variaciones de retribución de 2016 recogidas en el cuadro anterior.

En el siguiente cuadro se recoge, por empresa y tipología de municipio, las variaciones del nº medio de Puntos de Suministro previstas para 2016 y 2017 por la Propuesta de Orden que han de considerarse, tras la escisión de activos del Grupo Gas Natural Distribución SDG, para el cálculo de la retribución 2017:

Cuadro 15. Variación del Nº medio de Puntos de Suministro en 2016 y 2017 previstos en la Propuesta de Orden, desglosados por empresa y tipo de municipio

	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más (ΔCI ^{mgsc-4b})		Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos (ΔCI ^{mgsc-4b})	
	Año 2016	Año 2017	Año 2016	Año 2017
	Provisional	Previsión	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	17.367	5.375	151	165
Gas Directo, S.A.	0	0	0	0
Redexis Gas, S.A.	8.020	2.482	3.722	6.087
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	1.350	418	0	0
Tolosa Gas, S.A.	92	29	0	0
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	39.732	12.780	3.458	2.631
Gas Natural Andalucía, S.A.	7.641	2.365	606	805
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	4.399	1.361	1.450	4.345
Gas Natural Castilla y León, S.A.	7.977	2.469	1.382	2.597
CEGAS, S.A.	12.282	3.801	4.129	3.297
Gas Galicia SDG, S.A.	4.714	1.459	4.003	5.044
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.729	535	167	880
Gas Navarra, S.A.	2.595	803	1.483	1.391
Gas Natural Rioja,S.A.	1.520	470	499	440
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	0	0	0	0
Madridleña Red de Gas, S.A.	16.070	4.974	1.206	1.782
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	16.798	5.199	1.834	2.024
Gas Natural Aragón	1.568	9	0	0
Gas Natural Redes	24	0	0	0
TOTAL	143.877	44.529	24.088	31.485

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Por su parte, en los cuadros siguientes se recoge, por empresa y tipología de consumidor, el gas suministrado en 2016 y 2017 previsto por la Propuesta de Orden que han de considerarse, tras la escisión de activos del Grupo Gas Natural Distribución SDG, para el cálculo de la retribución 2017.

Cuadro 16. Demanda suministrada para 2016 y 2017 prevista por la Propuesta de Orden, desglosados por empresa y tipología de Punto de Suministro

	Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año		Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar + Demanda de PS en Redes P<4 bar y Cons>80GWh/año (pesaje3.5)	
	Año 2016	Año 2017	Año 2016	Año 2017	Año 2016	Año 2017
	Provisional	Previsión	Provisional	Previsión	Provisional	Previsión
Naturgas Energía Distribución, S.A.	4.389.442,61	4.533.360,67	3.263.129,14	3.293.730,19	17.862.632,57	18.928.226,82
Gas Directo, S.A.					0,00	0,00
Redexis Gas, S.A.	2.241.171,84	2.314.653,87	2.177.500,28	2.197.920,49	5.050.746,45	5.352.048,42
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	303.312,48	313.257,29	137.330,57	138.618,43	1.425.979,94	1.511.046,68
Tolosa Gas, S.A.	27.390,20	28.288,25	17.724,89	17.891,11	0,00	0,00
Gas Natural Distribución SDG,S.A.	10.358.934,00	10.698.575,70	4.274.085,86	4.314.167,48	37.851.253,63	40.109.267,84
Gas Natural Andalucía, S.A.	971.315,66	1.003.162,50	797.985,39	805.468,76	5.792.857,58	6.138.430,15
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.512.879,41	1.562.482,67	660.284,84	666.476,87	4.084.789,91	4.328.467,80
Gas Natural Castilla y León, S.A.	2.873.743,99	2.967.966,35	2.495.631,66	2.519.035,26	478.072,87	506.592,28
CEGAS, S.A.	1.855.515,19	1.916.352,56	784.839,61	792.199,70	20.354.331,66	21.568.568,07
Gas Galicia SDG, S.A.	1.021.676,94	1.055.174,99	677.932,90	684.290,43	332.664,24	352.509,31
Redexis Gas Murcia, S.A.	303.393,25	313.340,70	195.937,36	197.774,83	1.177.235,53	1.247.463,44
Gas Navarra, S.A.	960.407,44	991.896,62	1.187.001,09	1.198.132,58	4.691.909,26	4.971.804,82
Gas Natural Rioja,S.A.	516.888,90	533.836,31	422.798,18	426.763,11	320.171,59	339.271,41
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	197,62	204,10	24.587,33	24.817,90	0,00	0,00
Madridleña Red de Gas, S.A.	5.371.794,02	5.547.920,76	2.584.175,42	2.608.409,36	1.288.021,52	1.364.858,37
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	4.511.939,95	4.659.874,38	4.093.993,93	4.132.386,68	2.361.877,84	2.502.775,52
Gas Natural Aragón	15.019,34	15.511,78	7,00	7,07	5.157.331,40	5.464.991,69
Gas Natural Redes			55,54	56,06	13.607.278,01	14.331.239,71
TOTAL	37.235.022,84	38.455.859,50	23.795.001,00	24.018.146,32	121.837.154,00	129.017.562,31

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

Por último, en el siguiente cuadro se recoge, el cálculo de la retribución de 2017 por empresa.

Cuadro 17. Calculo de la retribución de 2017, desglosado por empresa

Retribución Año 2016 Definitiva sin Extracoste GLP	Año 2017		Demanda P<4bar y Cons<50MWh/año		Demanda P<4bar y Cons>50MWh/año		Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar		Variación de Retribución por					Extracoste GLP	Retribución Año 2017	
	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 6 años o más ($\Delta CIP^{(P<4bar)}$)	Variación Nº Medio PS conectados a P<4bar en T.M. con gas desde hace 5 años o menos ($\Delta CIP^{(P<4bar)}$)	Año 2016	Año 2017	Año 2016	Año 2017	Año 2016	Año 2017	en T.M. con gas desde hace 6 años o más ($\Delta CIP^{(P<4bar)}$)	en T.M. con gas desde hace 5 años o menos ($\Delta CIP^{(P<4bar)}$)	Redes P<4bar y por Consumidores <50MWh/año	Redes P<4bar y por Consumidores >50MWh/año	Δ Demanda en Redes de P entre 4bar y 60 bar			
	50 €/cliente	70 €/cliente	7,5 €/MWh	4,5 €/MWh	1,25 €/MWh											
Naturgas Energía Distribución, S.A.	172.133.338,85	151,00	165,00	4.389.442,61	4.533.360,67	3.263.129,14	3.293.730,19	17.862.632,57	18.928.226,82	7.550,00	11.550,00	1.079.385,49	137.704,72	1.331.992,81		174.701.521,87
Redexis Gas, S.A.	79.258.473,91	2.482,14	6.087,10	2.241.171,84	2.314.653,87	2.177.500,28	2.197.920,49	5.050.746,45	5.352.048,42	124.106,85	426.097,28	551.115,16	91.890,96	376.627,46	3.180,00	80.831.491,62
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.103.964,06	417,73	0,00	303.313,00	313.258,00	137.331,00	138.618,43	1.425.677,00	1.510.726,00	20.886,27	0,00	74.587,50	5.793,43	106.311,25		12.311.542,51
Tolosa Gas, S.A.	765.171,36	28,60	0,00	27.390,00	28.288,00	17.725,00	17.891,00	0,00	0,00	1.429,82	0,00	6.735,00	747,00	0,00		774.083,18
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	387.381.632,18	12.780,34	2.630,50	10.358.891,00	10.698.531,00	4.274.086,00	4.314.167,00	37.837.889,00	40.095.106,00	639.017,20	184.135,00	2.547.300,00	180.364,50	2.821.521,25		393.753.970,13
Gas Natural Andalucía, S.A.	63.340.489,16	2.364,75	805,00	971.318,00	1.003.164,00	797.985,00	805.469,00	5.791.627,00	6.137.126,00	118.237,28	56.350,00	238.845,00	33.678,00	431.873,75		64.219.473,19
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	44.476.030,53	1.361,41	4.345,00	1.512.882,00	1.562.486,00	660.285,00	666.477,00	4.084.379,00	4.328.032,00	68.070,72	304.150,00	372.030,00	27.864,00	304.566,25		45.552.711,50
Gas Natural Castilla y León, S.A.	75.706.980,70	2.468,84	2.596,50	2.873.746,00	2.967.968,00	2.495.632,00	2.519.035,00	477.939,00	506.450,00	123.442,24	181.755,00	706.665,00	105.313,50	35.638,75		76.859.795,19
CEGAS, S.A.	120.385.783,51	3.801,08	3.297,00	1.855.516,00	1.916.354,00	784.840,00	792.200,00	20.350.007,00	21.563.985,00	190.053,97	230.790,00	456.285,00	33.120,00	1.517.472,50		122.813.504,98
Gas Galicia SDG, S.A.	37.103.970,01	1.459,10	5.044,00	1.021.679,00	1.055.177,00	677.933,00	684.290,00	332.569,00	352.408,00	72.955,04	353.080,00	251.235,00	28.606,50	24.798,75		37.834.645,30
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.487.751,26	535,00	879,78	303.394,00	313.341,00	195.937,00	197.775,00	1.176.985,00	1.247.198,00	26.750,25	61.584,28	74.602,50	8.271,00	87.766,25		15.746.725,54
Gas Navarra, S.A.	34.499.375,10	803,19	1.390,50	960.409,00	991.898,00	1.187.001,00	1.198.133,00	4.691.802,00	4.971.691,00	40.159,75	97.335,00	236.167,50	50.094,00	349.861,25		35.272.992,60
Gas Natural Rioja, S.A.	14.393.549,11	470,40	439,50	516.890,00	533.837,00	422.798,00	426.763,00	320.149,00	339.248,00	23.519,80	30.765,00	127.102,50	17.842,50	23.873,75		14.616.652,66
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	118.647,80	0,05	0,00	198,00	204,00	24.587,00	24.818,00	0,00	0,00	2,36	0,00	45,00	1.039,50	0,00	260.289,00	380.023,66
Madrileafa Red de Gas, S.A.	138.143.585,37	4.973,67	1.781,50	5.371.804,00	5.547.931,00	2.584.175,00	2.608.409,00	1.287.748,00	1.364.568,00	248.683,29	124.705,00	1.320.952,50	109.053,00	96.025,00		140.043.004,16
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	146.925.217,84	5.198,92	2.024,00	4.511.948,00	4.659.883,00	4.093.994,00	4.132.387,00	2.361.376,00	2.502.244,00	259.946,08	141.680,00	1.109.512,50	172.768,50	176.085,00		148.785.209,92
Gas Natural Aragón	8.835.612,17	9,06	0,00	15.019,00	15.512,00	7,00	7,07	5.157.331,40	5.464.991,69	453,02	0,00	3.697,50	0,30	384.575,36		9.224.338,35
Gas Natural Redes	22.650.108,70	0,14	0,00	0,00	0,00	55,54	56,06	13.607.278,01	14.331.239,71	6,79	0,00	0,00	2,34	904.952,13		23.555.069,96
TOTAL	1.373.709.682	39.305	31.485	37.235.011	38.455.847	23.795.001	24.018.146	121.816.135	128.995.289	1.965.271	2.203.977	9.156.263	1.004.154	8.973.942	263.469	1.397.276.756

Fuente: Propuesta de Orden y Elaboración propia

4. Retribución a Publicar en el BOE

En resumen, la retribución a publicar en el BOE sería la siguiente:

Cuadro 18. Retribución a publicar en el BOE, desglosada por empresa

	Retribución Provisional Año 2017	Ajuste Retribución de 2016	Ajuste Retribución de 2015	Ajuste Retribución de 2014	Propuesta Retribución
Naturgas Energía Distribución, S.A.	174.701.522	408.462	-2.055.474	-15	173.054.495
Redexis Gas, S.A.	80.831.492	-775.892	48.207	1.706	80.105.512
D.C. de Gas Extremadura, S.A.	12.311.543	-195.108	-235.984	0	11.880.450
Tolosa Gas, S.A	774.083	12.797	6.116	0	792.996
Gas Natural Distribución SDG,S .A.	393.753.970	-9.296.786	-12.638.346	73.941	371.892.780
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.219.473	-1.817.032	-1.751.582	-44	60.650.815
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	45.552.711	-1.092.336	-937.623	-118	43.522.634
Gas Natural Castilla y León, S.A.	76.859.795	-1.508.527	-2.095.431	-10	73.255.827
CEGAS, S.A.	122.813.505	-1.260.184	-1.663.856	-1.568	119.887.896
Gas Galicia SDG, S.A.	37.834.645	-864.599	-1.142.191	168	35.828.023
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.746.726	-310.656	-311.980	74	15.124.163
Gas Navarra, S.A.	35.272.993	377.924	-63.134	-94	35.587.689
Gas Natural Rioja,S.A.	14.616.653	-159.236	-188.801	143	14.268.758
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	380.024	-301.833	-20.013	0	58.177
Madriñeña Red de Gas, S.A.	140.043.004	-3.285.849	-4.590.126	-36	132.166.994
Gas Natural Madrid SDG, S.A.	148.785.210	-3.690.037	-6.305.177	-67.042	138.722.953
Gas Natural Aragón	9.224.338	0	0	0	9.224.338
Gas Natural Redes	23.555.070	0	0	0	23.555.070
TOTAL	1.397.276.756	-23.758.892	-33.945.397	7.105	1.339.579.572

Fuente: SIFCO y Elaboración propia

ANEXO III - ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

CONFIDENCIAL

