



**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**

IPN/DE/0015/14

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

Expte: IPN/DE/0015/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep Maria Guinart Solà

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo.

En Madrid, a 11 de diciembre de 2014

Visto el expediente relativo al informe sobre la propuesta de Orden por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC**, acuerda lo siguiente:

Índice

1. Antecedentes	4
2. Fundamentos Jurídicos	4
3. Contenido de la propuesta de Orden	7
4. Consideraciones generales	9
4.1. Sobre el escenario de demanda previsto para 2015	9
4.2. Sobre los ingresos previstos para 2015	15
4.3. Sobre los costes previstos para 2015	17
4.3.1. Retribución de la Actividad de Transporte	19
4.3.2. Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo	22
4.3.3. Retribución de la Actividad de Regasificación	26
4.3.4. Retribución de la Actividad de Distribución	27
4.3.5. Coste del Operador del Mercado	28
4.4. Sobre la sostenibilidad económica en 2015	29
4.5. Sobre los peajes y cánones de la propuesta de Orden	30
4.5.1. Sobre los peajes del Grupo 3	30
4.5.2. Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima	31
4.5.3. Peaje para el servicio de carga en buque, destinado al repostaje	33
5. Consideraciones particulares sobre la propuesta de Orden	34
5.1. Artículo 2. Cuotas destinadas a fines específicos	34
5.2. Artículo 3. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares	36
5.3. Disposición adicional primera. Obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad	37
5.4. Disposición adicional segunda. Cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 61/2013	37
5.5. Disposición adicional tercera. Cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 51/2013	37
5.6. Disposición adicional cuarta. Desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia	39
5.7. Disposición adicional sexta. Mandatos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia	42
5.8. Disposición transitoria primera. Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso	42
5.9. Disposición final primera. Modificación de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.	48
5.10. Disposición final segunda. Modificación del anexo V de la Orden IET 2446/2013	55
5.11. Armonización de las solicitudes de información relacionadas con las previsiones de la CNMC de demanda, ingresos y retribución	55

1. Antecedentes

En cumplimiento 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, relativo a la remisión al Ministerio de Industria, Energía y Turismo de la previsión del desvío del ejercicio 2014 y la previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural esta Comisión remitió, el pasado 28 de noviembre de 2014, *Informe previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2014 y 2015* (en adelante, Informe de previsión CNMC, incluido en el Anexo I del presente informe).

El mismo día 28 de noviembre de 2014 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 2015, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2.a) de la Ley 3/2013, se emita el correspondiente informe mediante trámite de urgencia.

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

Esta Comisión, 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 Comisión, al objeto de dar adecuado cumplimiento a las funciones que tienen encomendadas.

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

2. Fundamentos Jurídicos

La Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establece en su artículo 7, que entre las funciones de la CNMC se encuentra la de establecer mediante circular, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas: transporte y

distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, dentro del marco tarifario y retributivo definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en su normativa de desarrollo.

Adicionalmente, el artículo 92 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.

El pasado 22 de enero de 2014 se remitió a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos la propuesta de 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, dentro del ámbito de las competencias de esta Comisión recogidas en el artículo 7.1.d) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con carácter general, los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante, CCH) han valorado el trabajo realizado por la CNMC. No obstante, prácticamente la totalidad han señalado la necesidad de coordinar la implementación de la metodología de cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas con la reforma del marco regulatorio del sector gasista anunciada por el Ministerio, que afecta tanto a la revisión de los costes de las actividades reguladas, como a la revisión del modelo logístico y del modelo de contratación.

Teniendo en cuenta que en el momento de emisión del presente informe no se 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, 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, 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 nuevas estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

En el apartado 3 del artículo 25 del RD 949/2001 se señala que, para la determinación conjunta de las tarifas, peajes y cánones, se seguirán los siguientes objetivos:

- Retribuir las actividades reguladas.
- Asignar, de forma equitativa, los costes imputables a cada tipo de suministro en función del rango de presión, nivel de consumo y factor de carga.
- Incentivar a los consumidores un consumo eficiente de gas natural.
- No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

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 novedades en relación 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.

Finalmente, 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.

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 por parte del sistema gasista, 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.

3. Contenido de la propuesta de Orden

La propuesta de orden consta de una exposición de motivos, tres artículos, seis disposiciones adicionales, tres disposiciones transitorias, una disposición derogatoria única, cuatro disposiciones finales y cuatro anexos.

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 **artículo 2** se establecen las cuotas con destinos específicos y en el **artículo 3**, el régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares.

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

- La modificación del plazo del que disponen los comercializadores para cumplir con la obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad.
- El cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 61/2013.
- El cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 51/2013.
- El importe a reconocer en concepto de desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia.

- Los valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento para el año 2015.
- Un mandato a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, para que el plazo de seis meses elabore una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del Gestor Técnico del Sistema.

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

- La actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso.
- El término de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite.
- La prórroga del peaje temporal para usuarios de la tarifa de materia prima hasta el 31 de diciembre de 2018.

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

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

- La disposición final primera modifica la Orden ITC/2126/2005, de 5 de octubre por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.
- La disposición final segunda modifica la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.
- La disposición final tercera establece que por la Dirección General de Política Energética y Minas se dictarán las resoluciones precisas para la aplicación de esta orden.
- La Disposición final séptima establece la entrada en vigor de la Orden a las cero horas del 1 de enero de 2015, con excepción de la Disposición final primera que entrará en vigor el 1 de marzo de 2015.

Finalmente, en el Anexo I se establecen los valores de los peajes y cánones de los servicios básicos. En el Anexo II se incluye la retribución de las actividades reguladas. En el Anexo III se establecen los valores provisionales de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos básicos para el año 2015. En el Anexo IV se recogen los valores de la tarifa de alquiler de contadores y equipos de telemedida para el ejercicio 2015.

4. Consideraciones generales

4.1. Sobre el escenario de demanda previsto para 2015

Escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden

En el Cuadro 1 se compara la demanda prevista para el ejercicio 2015 por el Ministerio, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y por la CNMC. Se indica que en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se ha tenido en cuenta la previsión de la CNMC incluida en el Informe de previsión (véase Anexo I), debido a que la propuesta de Orden se ha recibido en la misma fecha de remisión del citado informe¹.

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé que la demanda de gas natural para 2014 alcance los 322,9 TWh, de los cuales 267,2 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 55,7 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone un incremento del 3,9% y del 9,7%, respectivamente, sobre la demanda de ambos colectivos prevista para el cierre de 2013 por el GTS. Dicho escenario de demanda para el año 2015 coincide con la propuesta del GTS en lo que se refiere en la demanda eléctrica, pero se incrementa en 3 TWh la demanda convencional del Grupo 3, al considerar que al ser 2014 un año excepcionalmente cálido es justificable que se pueda dar un incremento mayor de la demanda del Grupo 3.

Se observa, que el escenario previsto, por la CNMC, es 12,7 TWh inferior al considerado en la propuesta de Orden, de los cuales 7 TWh a la demanda convencional y 5,7 TWh a la demanda destinada a la generación eléctrica. En particular, la CNMC considera que la demanda convencional se incrementará un 2,6% sobre la demanda prevista para el cierre de 2014, mientras que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá un 5,5%.

Al respecto, se indica que la previsión de la demanda de la CNMC para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 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

¹ La Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/20094, de 28 de diciembre, establece que, antes del 1 de diciembre de cada año, la Comisión remitirá una previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural.

cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

Cuadro 1. Demanda de gas natural prevista para 2015 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, previsión de cierre de 2014 según el GTS y cierre real de 2013, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica. Comparación con el escenario de demanda de la CNMC

Propuesta de Orden						
	GWh			Tasa de variación s/ año anterior		
	2013	2014	2015	2012	2013	2014
	REAL	GTS	MIET			
Demanda convencional	274.557	257.230	267.218	-1,2%	-6,3%	3,9%
Demanda destinada a generación Eléctrica	56.852	50.812	55.723	-32,8%	-10,6%	9,7%
TOTAL	331.409	308.042	322.941	-8,6%	-7,1%	4,8%

CNMC						
	GWh			Tasa de variación s/ año anterior		
	2013	2014	2015	2012	2013	2014
Demanda convencional	274.557	253.678	260.235	-1,2%	-7,6%	2,6%
Demanda destinada a generación Eléctrica	56.852	52.928	50.006	-32,8%	-6,9%	-5,5%
TOTAL	331.409	306.606	310.241	-8,6%	-7,5%	1,2%

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

(1) Incluye el GNL a cliente final

En el Cuadro 2 se compara las variables de facturación por grupo tarifario previstas en la propuesta de Orden y las previstas por la CNMC. Se observan diferencias tanto en las previsiones de consumo, como en las previsiones de capacidad contratada y número de clientes.

Cuadro 2. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2015 por el MIET y la CNMC

	Propuesta de Orden				CNMC				Propuesta de Orden - CNMC		
	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)
Grupo 1	110.641	89	684.428	56%	103.592	94	539.425	53%	7.049	-5	145.002
Grupo 2	125.202	3.471	625.152	67%	120.740	3.473	512.045	65%	4.462	-2	113.107
Grupo 3	70.276	7.273.585	37.928	833%	69.179	7.559.455	23.112	820%	1.097	-285.870	14.815
Materia Prima	6.583	2	20.011	90%	6.491	2	20.100	88%	92	0	-89
Total T&D	312.703	7.277.147	1.367.518	78%	300.003	7.563.024	1.094.682	75%	12.700	-285.877	272.836
Suministro GNL directo a cliente final	10.238				10.238				0		
Total Demanda	322.941				310.241				12.700		

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

Nota: La capacidad contratada del Grupo 3, se corresponde con la del peaje 3.5

Al respecto cabe señalar los siguientes aspectos:

– Nº de consumidores

Según el escenario de demanda previsto para 2015 de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden el número de clientes previstos para 2015 es de 7.277.147, cifra 123.534 clientes inferior a la registrada en 2013 (7.400.681), y 178.861 clientes inferior al promedio de clientes registrado entre agosto de 2013 y julio de 2014 (7.456.008).

Cabe destacar que dicho número, es igualmente inferior al número de clientes previsto por el GTS para 2015, de acuerdo con la información aportada a esta Comisión (7.556.737) e inferior al previsto por esta Comisión para dicho ejercicio (7.563.024).

– Caudal contratado

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la capacidad contratada para 2015 es de 1.367.518² MWh/día, lo que es un 15,9% superior a la capacidad contratada promedio registrada entre agosto de 2013 y julio de 2014 (1.179.789 MWh/día), y que coincide con la prevista por el GTS para dicho ejercicio.

Dicha capacidad contratada es un 24,9% superior a la prevista por esta Comisión para dicho ejercicio (1.094.682 MWh/día), e incluso superior, en un 14,2%, a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para 2015, de acuerdo a la información aportada a esta Comisión una vez corregida, por parte de las empresas, las incoherencias detectadas (1.197.694 MWh/día).

² La capacidad contratada del Grupo 3, se corresponde con la del peaje 3.5.

Las diferencias entre ambas previsiones, podrían ser consecuencia, además de las diferentes hipótesis sobre la evolución de dicha variable, de la corrección de las incoherencias detectadas en la información remitida por parte de las empresas transportistas y distribuidoras en la previsión de la CNMC.

– *Demanda*

La demanda de la propuesta de Orden es un 4,2% superior a la prevista por esta Comisión para dicho ejercicio, concentrándose las discrepancias en la demanda del grupo 1 (6,8% superior) y grupo 2 (3,7% superior) y, en menor medida, en el Grupo 3 (1,6% superior) y Materia Prima (1,4% superior). Dichas diferencias son consecuencia, aunque no únicamente, de la diferente previsión de la demanda de los ciclos combinados.

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

En el Cuadro 3 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.

Se indica que, se ha modificado la previsión de las variables de facturación de regasificación (descarga y regasificación) para 2015, sobre la considerada en el informe de previsión, remitido el pasado 28 de noviembre de 2014, dado que la propuesta de Orden, en su disposición transitoria tercera, prorroga el peaje temporal de materia prima hasta 2018, el cual incluye además del peaje de transporte y distribución, el término de reserva de capacidad, el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación, al objeto de no contabilizar dos veces los ingresos correspondientes por la utilización de dichas infraestructuras.

Cuadro 3. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2013. Propuesta de Orden vs CNMC

	Propuesta de Orden			Escenario CNMC			Tasa de variación: Propuesta de Orden vs CNMC		
Entrada al Sistema									
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen (GWh)	Factor de carga (%)
Entrada al Sistema	903.546	n.d	n.d	1.099.070	306.333	76%	-17,8%	n.d	n.d
GN	n.d	n.d	n.d	638.974	204.980	88%	n.d	n.d	n.d
GNL	n.d	114.828	n.d	460.096	101.353	60%	n.d	n.d	n.d
Actividad de Regasificación									
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen regasificado (GWh)	Factor de carga (%)
Regasificación	334.107	114.828	94%	460.096	101.353	60%	-27%	13%	-133%
	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 (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)
Descarga de buques	259	191.814	109.232	234	178.141	112.436	11%	8%	-3%
	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)	Caudal contratado (MWh/día)/mes	Volumen cargado en cisternas (GWh)	Factor de carga (%)
Carga en cisternas	41.457	10.842	72%	46.944	11.046	64%	-11,7%	-1,8%	11,1%
	Nº de buques	Volumen trasladado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasladado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)	Nº de buques	Volumen trasladado a buques (GWh)	Tamaño medio del buque (m³ de GNL)
Trasvase de GNL a buque (Volumenes superiores a 9.000 m³ de GNL)	68	65.064	141.124	68	65.064	141.124	0%	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 (MWh /día)	
Almacenamiento de GNL	36,74	12.274.649		16,30	7.497.996		125,4%	63,7%	
Almacenamiento Subterráneo									
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos		Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	
Almacenamiento de GN	n.d	n.d		30.165	15.201		n.d	n.d	

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

En relación con la previsión de dichas variables para el ejercicio 2015 se realizan las siguientes consideraciones.

En primer lugar, la memoria que acompaña a la propuesta de Orden no incluye información sobre las previsiones de algunas de las variables de facturación necesarias para estimar los ingresos por peajes y cánones para 2015.

No obstante, y utilizando la información de facturación que acompaña a la propuesta de Orden, es posible estimar la previsión de la capacidad facturada de regasificación, del volumen de gas regasificado, la previsión del volumen de gas almacenado y la previsión de la capacidad facturada de entrada al sistema (variables que se han incluido en el Cuadro 3).

Por otra parte, en el punto 7.4 (Previsión de retribución variable) de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se incluye la previsión para 2014 de las operaciones de trasvase de GNL a buque (nº de operaciones y volumen a trasvasar), de la descarga de GNL (nº de barcos y volumen descargado), y del volumen a regasificar y a cargar en cisternas para 2015.

Por el contrario, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se aporta información sobre la utilización estimada de los almacenamientos subterráneos y sobre la capacidad contratada de carga en cisternas.

Adicionalmente se advierte de las incoherencias existentes en el volumen a regasificar. En particular, el volumen a regasificar considerado para calcular la retribución variable, de acuerdo con lo considerado en el apartado 3 del Anexo II de la propuesta de Orden y en el punto 6.3 de la memoria es de 113.732 GWh, sin embargo a la hora de facturar el peaje de regasificación se ha considerado 114.828 GWh.

Al respecto, se señala la necesidad, a efectos de mayor transparencia, de incluir en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden todas las variables de facturación implicadas en la determinación de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento con objeto de que se pueda valorar adecuadamente el contenido de la propuesta de Orden.

En segundo lugar, la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no aporta información suficiente para contrastar si las variables de facturación de la actividad de regasificación, almacenamiento de GN y almacenamiento de GNL son coherentes con el escenario de demanda considerado en la propuesta de Orden.

Se considera fundamental que se garantice la coherencia del escenario de demanda, regasificación y almacenamiento subterráneo. En este sentido, el escenario de regasificación previsto para 2015 por la CNMC es coherente con el de demanda previsto para dicho año.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, esta Comisión se remite al escenario de demanda de gas natural del Informe de previsión remitido al Ministerio el pasado 28 de noviembre de 2014.

4.2. Sobre los ingresos previstos para 2015

La Propuesta de Orden mantiene los peajes establecidos en la Orden IET/2446/2013, con la excepción del peaje temporal para antiguos usuarios del peaje de materia prima que se reduce un 0,7% sobre los establecidos en dicha Orden.

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos resultantes previstos para 2015 ascienden a 3.056,50 M€. No obstante, los ingresos previstos para 2015 se ha calculado facturando a los consumidores actualmente acogidos al peaje de materia prima, al peaje 1.3 en lugar de las condiciones de facturación establecidas en la Disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden. En caso de incluir el impacto de facturar a dicho colectivo al peaje de Materia prima³, los ingresos del sistema ascenderían a 3.048,3 M€, cifra inferior en 8,2 M€ a la considerada en la propuesta de Orden.

En el Cuadro 4 se comparan los ingresos previstos en la Memoria, una vez ajustados con objeto de reflejar las condiciones de facturación establecidas en la Disposición transitoria tercera de la Orden, y los ingresos previstos por la CNMC resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden a su escenario previsión.

³ El peaje temporal de materia prima incluye el peaje de transporte y distribución (incluyendo el término de reserva de capacidad), el peaje de descarga de buques y el peaje de regasificación. Por tanto, a efectos de calcular el impacto se hace necesario descontar de la demanda la parte correspondiente de regasificación y reserva de capacidad y, en coherencia, de los ingresos asociado. No obstante, se indica que no se dispone de la información necesaria para ajustar los ingresos de los peajes de descarga de GNL.

**Cuadro 4. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden
Escenario de facturación MIET vs CNMC. Año 2015**

	Facturación (Millones de €)		Diferencias : MIET vs CNMC	
	Propuesta OM	CNMC	Miles de €	%
I. Contratos de Largo Plazo				
(A). Actividad de Regasificación	373,35	342,32	31,0	9,1%
<i>Peaje de descarga de buques</i>	17,41	15,45	2,0	12,7%
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	10,58	16,51	- 5,9	-35,9%
<i>Peaje de regasificación</i>	86,48	107,96	- 21,5	-19,9%
<i>Almacenamiento GNL</i>	145,16	88,67	56,5	63,7%
<i>Trasvase de GNL a buques</i>	113,72	113,72	- 0,0	0,0%
(B). Almacenamiento Subterráneo	157,91	151,76	6,2	4,1%
(C). Transporte y Distribución	2.495,44	2.443,86	51,6	2,1%
<i>Reserva de Capacidad</i>	115,02	126,32	- 11,3	-8,9%
<i>Término de conducción</i>	2.380,43	2.317,54	62,9	2,7%
<i>Grupo 1</i>	275,03	241,91	33,1	13,7%
<i>Grupo 2</i>	369,76	360,27	9,5	2,6%
<i>Grupo 3</i>	1.724,84	1.704,94	19,9	1,2%
<i>Materia Prima</i>	10,80	10,41	0,4	3,7%
(D). Total Ingresos por contratos Largo Plazo (A) + (B) + (C)	3.026,7	2.937,9	88,8	3,0%
II. Contratos de Corto Plazo				
(E). Total Corto Plazo	- 15,0	17,4	- 32,4	-186,4%
(F). Total Ingresos (D) + (E)	3.011,7	2.955,3	56,4	1,9%
(G). Otros Ingresos	36,58	15,73	20,8	132,5%
<i>Peajes de Tránsito Internacional</i>	17,13	14,71	2,4	16,4%
<i>Suministros directos GNL</i>	11,45		11,5	
<i>Venta de Condesados</i>	1,00	1,02	- 0,0	-1,6%
<i>Desbalances</i>	7,00		7,0	
(H). Ingresos de actividades reguladas (F) + (G)	3.048,3	2.971,0	77,2	2,6%

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

Se observa que los ingresos incluidos en la propuesta de Orden resultan 77,2 M€ superiores a los resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden a las variables de facturación previstas por la CNMC para el ejercicio 2015.

Las principales diferencias se registran en los peajes correspondientes a la actividad de regasificación (31 M€), debido, fundamentalmente, a la diferente previsión de la capacidad de almacenamiento de GNL, en los ingresos por el término de conducción (51,6 M€) y en los ingresos previstos por la facturación de suministros directos de GNL (11,5 M€).

Al respecto se indica que, por una parte, no es posible analizar en detalle las diferencias de facturación ya que en la información que acompaña a la propuesta de Orden no se especifican ni las variables ni las hipótesis de facturación.

En este sentido se insiste en la necesidad, puesta de manifiesto en sucesivos informes, de que en la información que acompaña a la propuesta de Orden se incluyan tanto las variables de facturación implicadas en la determinación de los ingresos por la aplicación de los peajes y cánones, así como las hipótesis de facturación, y la previsión de ingresos resultante de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden. Todo ello con el objetivo de que pueda ser replicable el escenario de ingresos de la propuesta de Orden, a efectos de su valoración, y de comprobar el cumplimiento de lo establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, sobre la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.

Por otra parte, cabe señalar que, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, entre los ingresos previstos para 2015 se incluye la cantidad de 11,45 M€ en concepto de facturación por GNL directo a cliente final. Esta Comisión, como ya ha indicado en informes anteriores, considera que no se deberían incluir dichos ingresos, debido a que, por un parte, los consumidores suministrados a través de plantas satélites unicliente no pagan el peaje de transporte y distribución y, por otra parte, la facturación de los peajes de carga en cisternas y descarga de buques incluye la demanda de dichos suministros.

4.3. Sobre los costes previstos para 2015

La Propuesta de Orden recoge unas necesidades retributivas para el año 2015 de 3.065,7 M€⁴.

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 esta Comisión (Valor Comprobación CNMC).

⁴ Se ha detectado una errata en la página 43 de la Memoria. Los costes totales recogidos en dicha página no incluyen la retribución del Operador del Mercado y los intereses asociados al coste derivado del artículo 66.b de la Ley 18/2014.

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 ello se ha asumido que, en aplicación del artículo 66 de la Ley 18/2014, los costes pendientes de retribuir y devengados hasta el 31 de diciembre de 2014, estarán incluidos en el déficit acumulado del sistema gasista a 31 de diciembre de 2014 que se determinará en la liquidación definitiva de 2014. Para aquellas partidas que son previsiones 2015, la CNMC ha tomado preferentemente los valores indicados por el MINETUR salvo que se haya observado magnitudes o criterios discrepantes con la información disponible en esta Comisión.

Cuadro 5. Comparación Presupuesto Retribución 2015 previsto en la Propuesta de OM vs Valor Comprobación CNMC

	Propuesta de Orden (*) (A)	Previsión CNMC (B)	Diferencias	
			(B)- (A)	% variación (B) sobre (A)
<i>Actividad de Regasificación</i>	479,23	490,24	11,02	2,3%
<i>Actividad de AASS</i>	265,92	271,90	5,99	2,3%
<i>Actividad de Transporte</i>	847,23	847,14	- 0,09	0,0%
<i>Actividad de Distribución</i>	1.382,67	1.382,65	- 0,02	0,0%
Actividad de Distribución	1.377,39	1.377,37	- 0,02	0,0%
Retribución Específica Distribución	5,27	5,27	-	0,0%
<i>Extracoste GLP y Suministro a Tarifa en Territorios insulares</i>	0,52	0,52	0,00	0,0%
<i>Gestión Técnica del Sistema</i>	26,08	11,56	- 14,52	-55,7%
<i>Operador del Mercado</i>	2,00	2,00	-	0,0%
<i>Tasa Minetur / CNMC</i>	4,28	4,28	-	0,0%
<i>Coste Subastas</i>	-	0,24	0,24	
<i>Anualidad por Laudo de Paris</i>	34,26	34,80	0,55	1,6%
<i>Hibernación AASS Castor</i>	19,42	19,42	-	0,0%
TOTAL	3.061,60	3.064,75	- 17,67	0,1%

Fuente: Propuesta Orden

(*) Se han detectado erratas en el cuadro de la página 43 de la Memoria:

- 1) Los costes del Operador del Mercado y los intereses asociados al coste derivado del artículo 66.b de la Ley 18/2014 no estaban contemplados en el total.
- 2) El valor de Retribución de Distribución indicado es 2,16 Millones € inferior al indicado en el epigrafe correspondiente.
- 3) El valor de Retribución reconocida de Regasificación indicado es 8,69 Millones de € superior al indicado en el epigrafe correspondiente.
- 4) La retribución de Transporte no recoge la Retribución 2014 de Instalaciones a incluir por OM en a Cuenta (2,43 millones de €)

Respecto de los costes previstos para el ejercicio 2015 se realizan las siguientes consideraciones:

- *Gestor técnico del sistema*

Esta Comisión propone mantener la retribución del GTS en tanto no se desarrolle la metodología prevista en la disposición adicional sexta, lo que implicaría una reducción de los costes del sistema en 14,3 M€.

- *Intereses asociados al Laudo*

De acuerdo con la metodología habitualmente aplicada por la CNMC, los intereses asociados al Laudo se estiman en 2 M€, cifra que supera en 0,5 M€ a la prevista en la propuesta Orden.

Debe señalarse que, tal y como se pone de manifiesto en los próximos epígrafes, las diferencias más significativas se corresponden con partidas cuyos valores son estimaciones. 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.

4.3.1. Retribución de la Actividad de Transporte

La Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial 2015 recoge la retribución de la actividad de transporte en su epígrafe 5, y en el Anexo de la Memoria sobre las instalaciones a incluir este año con retribución a cuenta.

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_{NMMLL}) de los gasoductos (o Gas Talón), 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 (salvo en los ajustes y correcciones), encontrándose las diferencias en la estimación de la retribución de gas operación⁵ (0,03 millones € superior la Propuesta).

⁵ La Propuesta de OM considera los consumos subastados para el periodo junio 2014-junio 2015, mientras la CNMC ha utilizado la previsión del GTS de consumos para el año 2015 de gas de operación, facilitada en septiembre de 2014.

Cuadro 6. Comparación Retribución 2015 de la Actividad de Transporte prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución 2015 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	801,16	801,10	0,07
RD 2015	559,61	559,61	0,00
RF _{NMLL} 2015	1,48	1,48	0,00
RCS 2015	237,63	237,63	0,00
Ajustes Años Anteriores	2,43	2,37	0,07
RD 2014 asociado Nuevas Instalaciones A Cuenta	2,43	2,43	0,00
Otros Ajustes/Correcciones		-0,07	0,07
Retribución Estimada para Presupuesto	46,07	46,04	0,03
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	21,00	21,00	0,00
Gas de Operación	25,07	25,04	0,03
Total	847,23	847,14	0,09

No obstante, **en relación con las cantidades de RCS 2015 a publicar en el BOE**, se ha de señalar que existen diferencias en el reparto realizado entre las empresas. De hecho, se considera que ha debido haber un error material a la hora de elaborar la tabla pues se observa que existen empresas con activos en operación que no disponen de RCS, como por ejemplo, ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, GAS ARAGÓN, GAS CASTILLA-LA MANCHA o GAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN MURCIA.

En cualquier caso, y en la nueva tabla con el reparto de la RCS, se propone que dicho reparto se realice entre todas las instalaciones que tenga acta de puesta en servicio con independencia de su estado de inclusión en el régimen retributivo por los siguientes motivos:

1. La RCS es una cantidad predeterminada anualmente a repartir, tal y como indica la Ley 18/2014, entre todos los activos en servicio en función de su valor de reposición.
2. Se generaría una distorsión innecesaria si dicha cantidad se repartiera sólo entre los activos incluidos en el régimen retributivo en lugar de entre todas las instalaciones de las que se tenga acta de puesta en servicio con independencia de su estado de inclusión en el régimen retributivo. Esto generaría correcciones posteriores de mayor entidad que las que derivan de la simple revisión del RCS por disponer de mejores datos de demanda.
3. Las futuras Resoluciones de Inclusión en Régimen Retributivo de nuevas instalaciones podrían hacer referencia únicamente a la Retribución de Disponibilidad (RD), **evitando tener que recalcular el RCS de toda la actividad transporte cada vez que se incluya un nuevo activo**, pues estos activos ya tendrán su RCS calculado.

Lo anterior es cierto salvo en los casos que se incluyan en el Régimen Retributivo activos singulares (un número limitado) ya que para ellos hay

que considerar el valor final reconocido, en lugar que el resultante de aplicar valores unitarios/mejor información presupuestaria disponible.

No obstante, esta última circunstancia sería evitable si además se estableciera normativamente que el cálculo del RCS se realizará anualmente. De esta forma, la revisión se haría de una forma ordenada facilitando su trazabilidad y minimizando la posibilidad de cometer errores.

En relación **con los ajustes y correcciones en la Retribución 2014**, señalar que se han detectado la siguiente corrección:

- Con fecha 26/10/2009, ENAGAS TRANSPORTE puso en servicio la EM G-2500 en la Pos. 5D.03.04 del gasoducto Ramal a Besós en el t.m. de Sant Adrià de Besós (Barcelona). Dicha instalación fue incluida dos veces (por la O. ITC3520/2009 y por la ITC/3354/2010) en el Régimen Retributivo dentro de las instalaciones con derecho a retribución a cuenta.

Esta circunstancia fue detectada con motivo de la O. ITC/3587/2011, y en las Retribuciones para 2012 y 2013 de ENAGAS no se incluyó el importe correspondiente a la instalación incluida por la ITC/3354/2010.

Con motivo del cálculo de la Retribución 2014, recogida en la O. ITC/2446/2013, se incorporó, por error material, en la Retribución a reconocer a ENAGAS TRANSPORTE, el importe correspondiente a la instalación incluida por la ITC/3354/2010 (128.315,17 €). Dicho error no se tuvo en cuenta al dictar la Resolución de 28 de abril de 2014 por la que se incluye en el Régimen Definitiva de la EM G-2500 en la Pos. 5D.03.04.

No obstante, con motivo de la propuesta de Orden que desarrolla la Ley 18/2014, se subsanó dicho error para el segundo periodo de 2014, quedando pendiente de subsanar la parte correspondiente al primer periodo. Para ello, se propone incorporar una minoración de pago único (-65.036 €) en la tabla de resumen a publicar en el BOE.

Por otra parte, se ha observado que el cuadro del apartado 2.c del Anexo II, denominado *“Retribución por disponibilidad”*, no recoge la RD₂₀₁₄ asociada a los activos que se incluyen en el régimen retributivo como “a cuenta” por esta Orden, a pesar de que dichas cantidades están claramente identificadas en el apartado 5 del citado Anexo II junto con la RD₂₀₁₅ que si ha sido tenida en cuenta. Con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda incluir la RD₂₀₁₄ dentro del cuadro, especificando que se trata de un pago único.

Además, se propone sustituir el título *“2.c Retribución por disponibilidad”* por el título *“2.c Retribución Anual Reconocida (€)”* al ajustarse con mayor exactitud al contenido de la tabla que recoge la RD, la RF_{NMLL}, la RCS correspondientes a 2015 y los ajuste de años anteriores.

Asimismo, se debe indicar que al objeto de facilitar la aplicación por el Sistema de Liquidaciones del Sector Gasista de lo dispuesto en el artículo 6.6 del Real Decreto 326/2008⁶, sobre cómputo y cobro de la retribución, se recomienda diferenciar la retribución de transporte en los siguientes conceptos:

- Retribución año 2015 correspondiente a activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008
- Retribución año 2015 correspondiente a activos puestos en marcha desde el 1 de enero de 2008
- Pagos únicos asociados, tanto a la retribución a cuenta devengada por las nuevas instalaciones que se proponen incluir este año en el Régimen Retributivo, como a los ajustes de retribución de ejercicios anteriores.

4.3.2. Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2015 recoge la retribución de la actividad de Almacenamiento Subterráneo (AASS) en su epígrafe 6.

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 7^a de la Orden ITC/3802/2008 (DA 7^a 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 diferencias más significativa se dan en las estimaciones de la retribución a satisfacer por instalaciones pendiente de incluir en el Régimen Retributivo⁷ (6,5 millones € inferior la Propuesta), de la retribución del gas operación⁸ (0,8 millones € superior la

6 “Los pagos a cuenta y los pagos por retribución definitiva serán liquidados por la Comisión Nacional de Energía. Los pagos correspondientes al año de la liquidación en curso se ingresarán a lo largo del año, de conformidad con lo establecido en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas, aplicando los porcentajes que se recogen en el anexo III de este Real Decreto.”

7 La Propuesta de OM no presupuesta la retribución 2015 de las modificaciones realizadas en el AASS de Serrablo en los años 2008, 2009 y 2010, cuya retribución 2015 se estima que sería de 1,5 millones de €; ni presupuesta las adquisiciones de gas colchón realizadas en el AASS de Yela durante 2014, cuya retribución 2015 se estima que sería 5 millones de €.

8 La Propuesta de OM considera los consumos subastados para el periodo junio 2014-junio 2015, mientras la CNMC ha utilizado la previsión del GTS de consumos para el año 2015 de gas de operación, facilitada en septiembre de 2014.

Propuesta) y los costes liquidables por Condensados del GN extraído (0,3 millones € inferior la Propuesta)⁹.

Sobre las instalaciones pendientes de incluir en el sistema retributivo, señalar que el Real Decreto-ley 13/2012 establece para los AASS puestos en servicio con posterioridad al mismo, la imposibilidad de acumular varias anualidades pendientes de cobro en un mismo ejercicio, quedando afectados por esta medida los AASS de Yela y Castor. A los AASS de Serrablo, Gaviota y Marismas no les sería de aplicación dicha imposibilidad de acumular anualidades pendientes.

A estos efectos, la Memoria, en su página 16, indica que *“a la hora de presupuestar los pagos a realizar en 2015 se ha aplicado lo establecido en el Real Decreto-ley 13/2012 que impide acumular anualidades pendientes. Todos los cálculos se han realizado en la hipótesis de que se procede a dictar las resoluciones de reconocimiento definitivo en el año 2014”* y determina como retribución a pagar en 2015 la anualidad correspondiente a 2013 para los AASS de Yela, Castor y Marismas.

No obstante, esta Comisión considera que la retribución a pagar en 2015 a los AASS de Yela y Castor es la anualidad de 2013, mientras que en el caso del AASS de Marismas debiera ser la anualidad de 2015¹⁰.

En relación con la diferencia entre la retribución pendiente de reconocer para los AASS incluida en la Memoria (227,06 Millones de €)¹¹ y la retribución por este concepto contenida en el *“Informe sobre las previsiones de demanda, ingresos y costes en el sector del gas natural para el cierre del ejercicio 2014 y 2015”* aprobado por la CNMC, en su sesión del día 26 de noviembre de 2014 (75,5 Millones de €)¹², señalar que ésta sólo incluía la retribución correspondiente a las anualidades de 2015 de los AASS de Yela, Marismas y modificaciones de Serrablo porque se consideraba que las anualidades anteriores sería incluidas en la liquidación del ejercicio 2014.

9 La Propuesta de OM no presupuesta esta partida.

10 Las anualidades de 2012, 2013 y 2014 del AASS de Marismas deberían liquidarse en el ejercicio 2014.

11 Incluye 19,6 millones de € de costes de hibernación del AASS de Castor

12 Incluye 8,7 millones de € de costes de hibernación del AASS de Castor

Cuadro 7. Comparación Retribución 2015 de la Actividad de AASS prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución 2015 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	48,94	48,94	0,00
RD 2015	43,59	43,59	0,00
RCS 2015	6,05	6,05	0,00
Devol. por DA 7ª O.ITC/3802/2008	-0,71	-0,71	0,00
Ajustes Años Anteriores			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	216,98	222,97	-5,99
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	207,65	214,15	-6,50
Costes Condensados del GN extraído	0,00	0,27	-0,27
Gas de Operación	9,33	8,54	0,79
Total	265,92	271,90	-5,99

No obstante, **en relación con las cantidades de RCS 2015 a publicar en el BOE**, se ha de señalar que existen diferencias con el reparto realizado entre las empresas. Tal y como se ha señalado en el apartado anterior, se considera que este reparto debe realizarse entre todas las instalaciones que tengan acta de puesta en servicio, con independencia de su estado de inclusión en el régimen retributivo, ya que la propia Ley 18/2014 establece que es una cantidad predeterminada anualmente a repartir entre todos los activos en servicio en función de su valor de reposición.

A día de hoy, existen dos titulares de AASS operativos con anterioridad al 1 de enero de 2014: ENAGAS TRANSPORTE (titular de los AASS de Serrablo, Gaviota y Yela) y GAS NATURAL ALMACENAMIENTO ANDALUCÍA (titular del AASS Marismas), pero sólo ENAGAS TRANSPORTE percibiría RCS con la propuesta.

Si tomamos como referencia la última información disponible en esta Comisión sobre el valor de las inversiones realizadas en los AASS de Yela y Marismas (Instalaciones y Gas Colchón) a la hora de calcular el reparto de la RCS, obtenemos que ENAGAS TRANSPORTE vería reducida su retribución por RCS en 0,77 Millones de € que pasaría a ser la retribución de GAS NATURAL ALMACENAMIENTO ANDALUCÍA (ver cuadro adjunto).

Cuadro 8. Comparación Reparto de la RCS 2015 de la Actividad de AASS de la Propuesta de OM vs propuesta de la CNMC

En €	RCS 2015	
	Propuesta OM	Propuesta CNMC
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	6.048.835,16	5.279.852,85
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.		768.982,31
Total Actividad de Almacenamiento	6.048.835,16	6.048.835,16

A la cantidad anterior, habría que añadir la redistribución del RCS de 2014 imputado inicialmente en su totalidad (3.184.468,27 €) a ENAGAS TRANSPORTE. Aplicando el criterio anterior, habría que asignar 438.877,01 € de RCS 2014 a GAS NATURAL ALMACENAMIENTO ANDALUCÍA, minorando en dicha cifra la retribución inicial de ENAGAS TRANSPORTE.

De no realizarse el reparto propuesto y repartirse el RCS sólo entre los activos incluidos en el régimen retributivo, se generará una distorsión innecesaria de 2 millones de € (que puede ir creciendo) que habrá de regularizar en el futuro.

Por otra parte, se ha observado que en el cuadro del apartado 4.c del Anexo II, denominado *“Retribución por disponibilidad (RD) (€)”*, la RD 2015 no recoge la retribución por costes operación y mantenimiento explicitados en el Anexo III de la propia Orden. De acuerdo con el Anexo XI de la Ley 18/2014, la retribución por costes de operación es parte del concepto retributivo. En consecuencia, y con objeto de evitar cualquier confusión al respecto, se recomienda incluir el contenido del Anexo III de la Orden dentro de un nuevo epígrafe del apartado 4 del Anexo II y que la retribución por disponibilidad para el año 2015 del cuadro del actual, apartado 4.c, incluya el importe de los costes de operación mantenimiento.

Además, se propone sustituir el título *“4.c Retribución por disponibilidad (RD) (€)”* por el título *“4.c Retribución Anual Reconocida (€)”* al ajustarse con mayor exactitud al contenido de la tabla que recoge la RD, las cantidades a devolver por la DA 7ª O.ITC/3802/2008, la RCS correspondientes a 2015 y los ajuste de años anteriores.

Por último, y en relación con las cantidades a devolver por aplicación de la DA 7ª de la Orden ITC/3802/2008¹³, señalar que, atendiendo a la exposición de motivos de la Ley 18/2014¹⁴ y a que la citada Ley prevé la prioridad de cobro de los desajustes anuales entre ingresos y gastos sobre el resto de coste del sistema en las liquidaciones correspondientes (Artículo 61), se considera que no tiene sentido que el sistema no priorice el cobro de “sus” ingresos y los difiera en el tiempo; máxime cuando, además, se prevé, tanto el pago de intereses por los desajustes anuales que se generen, como el incremento automático de peajes y cánones cuando estos alcancen unos límites determinados. Por todo ello, se considera recomendable la devolución acelerada del resto de cantidades pendientes de devolver por ENAGAS que, a día de hoy, asciende a 16.927.896 €, correspondientes a 24 devoluciones de 705.329 € a aplicar en los ejercicios de 2016 a 2039, ambos incluidos.

13 Dicha disposición estableció que ENAGAS, S.A., vería minorada la retribución por la actividad de AASS durante 30 años por la parte proporcional de la diferencia que hubo entre la retribución provisional percibida por ENAGAS, S.A. y la retribución definitiva de sus instalaciones durante los años 2007 y 2008.

14 En la exposición de motivos se indica, entre otros, que el *“desajuste entre ingresos y gastos del sistema gasista puede considerarse como un déficit estructural y obliga a la actualización del marco regulatorio de la retribución de las actividades reguladas. [...]*

En consecuencia, se hace necesaria una reforma del régimen retributivo del sector de gas natural basado en el principio de la sostenibilidad económica del sistema gasista y el equilibrio económico a largo plazo, que tenga en consideración las fluctuaciones de la demanda, el grado de desarrollo de las infraestructuras gasistas existentes en la actualidad sin menoscabo del principio de retribución adecuada de las inversiones en activos regulados ni de la seguridad de suministro.”

4.3.3. Retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2015 recoge la retribución de la actividad de Regasificación en su epígrafe 6.

La retribución fija a publicar en el BOE de la actividad de Regasificación está compuesta de cinco conceptos: la Retribución por Disponibilidad de los Activos (RD), la Retribución Financiera del Gas de Nivel Mínimo de Llenado (RF_{NMLL}) de los tanques de GNL (o Gas Talón), la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS), la Retribución Financiera por la Hibernación de la Planta de El Musel (RF Hibernación El Musel) 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, encontrándose las diferencias en la estimación de las retribución del gas operación¹⁵ (11 millones € inferior la Propuesta).

Cuadro 9. Comparación Retribución 2015 de la Actividad de Regasificación prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

	Retribución 2015 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
En Millones de €			
Retribución a Publicar en BOE	406,58	406,58	0,00
RD 2015	334,79	334,79	0,00
RF _{NMLL} 2015	1,21	1,21	0,00
RCS 2015	53,05	53,05	0,00
RF Hibernación El Musel	17,53	17,53	0,00
Ajustes Años Anteriores			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	72,65	83,66	-11,02
Retribución Variable 2015	33,15	33,15	0,00
Costes O&M Hibernación El Musel	5,92	5,92	0,00
Inst. Pdte Inclusión Reg. Retributivo	16,42	16,42	0,00
Gas de Operación	17,16	28,17	-11,02
Total	479,23	490,24	-11,02

Por último, **en relación con las cantidades de RCS 2015 a publicar en el BOE**, indicar que se concuerda con el reparto realizado pues incluye en el mismo los activos de BBG puestos en servicio recientemente (17-nov-2014) con lo que se estaría siguiendo el criterio propuesto por esta Comisión para las actividades de transporte y AASS. Bien es cierto que en este caso, la Memoria indica que se incluyen en el reparto porque está prevista la emisión de una Resolución de inclusión provisional en el régimen retributivo antes de que acabe el año.

¹⁵ La Propuesta de OM considera los consumos subastados para el periodo junio 2014-junio 2015 (670 GWh), mientras la CNMC ha utilizado la previsión del GTS de consumos para el año 2015 de gas de operación (1.100 GWh), facilitada en septiembre de 2014, y muy similar a las cantidades de cierre previstas para 2014 (1.144 GWh).

4.3.4. 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 2015 de los Activos, la Retribución 2015 del extracoste de territorios insulares¹⁶, así como los ajustes por desvíos de los dos anteriores para los ejercicios 2013 y 2014.

Tal y como se muestra en el cuadro adjunto, no se han observado diferencias significativas en las cantidades totales a publicar en el BOE. Tan sólo existen 20.000 € en el cálculo del desvío de la retribución de 2013, y 3.084 € correspondiente a desvíos del año 2012.

La diferencia de 20.000 € en el cálculo del desvío de 2013, está motivada por un error en el cálculo de la nueva retribución 2013 de Gas Aragón (pag. 28 de la Memoria) al sumarle el extracoste de GLP correspondiente a Redexis Islas Baleares¹⁷. Señalar que para el resto de cálculos, se utiliza el valor correcto.

En cuanto al desvío del año 2012, señalar que la Orden IET/2446/2013 no incluyó el desvío correspondiente a Iberdrola Distribución (3.084 €) en la Tabla del Anexo IV de la Orden. De hecho, esa cifra es la diferencia entre la suma de todas las partidas de Revisión de desvíos 2012/2013 de la citada tabla y el total del pie de cuadro para dicha columna. Se propone incluir dicho importe en la tabla de este año.

Cuadro 10. Comparación Retribución 2015 de la Actividad de Distribución prevista en la Propuesta de OM vs cálculos de contraste realizados por la CNMC

En Millones de €	Retribución 2015 Prop. OM	Valor Comprobación CNMC	Diferencia
Retribución a Publicar en BOE	1.377,8	1.377,8	0,02
Retribución 2015	1.419,16	1.419,16	0,00
Desvíos Retribución 2013	-9,22	-9,25	0,02
Desvíos Retribución 2014	-32,54	-32,54	0,00
Extracoste 2015	0,87	0,87	0,00
Desvíos Extracoste 2013	-0,03	-0,03	0,00
Desvíos Extracoste 2014	-0,42	-0,42	0,00
Ajustes Años Anteriores			0,00
Retribución Estimada para Presupuesto	5,37	5,37	0,00
Suministro a Tarifa	0,10	0,10	0,00
Retribución Específica Distribución	5,27	5,27	0,00
Total	1.383,19	1.383,17	0,02

Además existen pequeñas diferencias (<100 €) en los valores a publicar en el BOE, cuyo origen radica principalmente en:

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.

¹⁷ El valor correcto es 36.937.937 en lugar de los 37.196.055 de la tabla.

- Diferencias en los valores de entrada del modelo (nº Puntos de Suministro en redes de presión < 4 bar a 31 de diciembre y las demandas en la red de presión < 4 bar y en la red de presión entre 4 y 60 bar) de aquellos años que se actualizan (2012, 2013 y 2014).
- Errores en el proceso de determinación de los desvíos de la retribución de los años 2013 y 2014 de las empresas distribuidoras.

4.3.5. Retribución del Operador del Mercado

En la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden se incluye, dentro de las necesidades de financiación consideradas para el año 2015, al Operador de Mercado, asignándole un presupuesto de 2 millones de euros, indicando que está pendiente de dictar la disposición que lo regule. Este presupuesto es superior al que correspondería por la realización de las subastas de gas previstas en 2015¹⁸, por lo que cabe deducir que esta partida presupuestaria se introduce en previsión de que se apruebe, a comienzos de 2015, la designación de un Operador de Mercado de Gas para el sistema español.

A este respecto cabe señalar que la falta de un mercado organizado de gas, que proporcione liquidez y transparencia del precio mayorista, es la principal carencia del sistema gasista español. Además, la implementación del código de balance en el sistema español, hace necesario disponer de un mercado organizado de gas, y para ello es necesario designar al operador de mercado (*NEMO – Nominated Energy market operator*) a través del cual el TSO debe realizar sus compra-ventas de gas para el balance del sistema.

Por otra parte, en el artículo 15 de la Orden IET/2446/2013, se contempla la posibilidad de que la compra de gas de operación y de gas talón se realice a través de compras diarias en un mercado organizado de gas natural, por lo que la CNMC considera aconsejable implantar esta posibilidad a partir de julio de 2015, en sustitución de la subasta de gas de operación, para que sirva como medida de impulso a la generación de liquidez en dicho mercado.

¹⁸ Las subastas que viene realizando Omel Diversificación cada año son las siguientes:

- Subasta para la compra de gas colchón
- Subasta para la compra de gas para el aprovisionamiento de los CUR (2 subastas al año)
- Subasta para la compra de gas de operación
- Subasta de capacidad de almacenamiento remanente de la asignación por ventas a consumidores finales.

Considerando una retribución por subasta de 135.000 €, si se realizan las cinco subastas, el presupuesto sería de 675.000 €. Cabe añadir que la subasta de almacenamiento podría no celebrarse en caso de no haber capacidad remanente para subastar. Además, si el mercado organizado entra en funcionamiento antes de julio, no sería necesaria la subasta para la compra de gas de operación.

Esta Comisión valora positivamente el desarrollo de un mercado organizado de gas y, por ello, se considera adecuada la inclusión del Operador del Mercado en el resumen de necesidades de financiación para el año 2015 ya que como presupuesto debe contemplar cualquier coste conocido y/o probable que se pueda generar en el sistema gasista durante dicho año.

No obstante, la CNMC carece de información suficiente para valorar la idoneidad de tal presupuesto. En relación con lo anterior, se indica que la CNMC ha realizado para el sector eléctrico una “*Propuesta de metodología de retribución del Operador del Mercado*”. En el caso de que la misma entidad realizara las funciones de operación del mercado en el sector eléctrico y el sector gasista, sería necesario adaptar la propuesta metodología de la CNMC, a efectos de incorporar en el esquema retributivo las nuevas funciones, independientemente de que se financiaran con cargo a los peajes eléctricos o gasistas.

4.4. Sobre la sostenibilidad económica en 2015

En el Cuadro 11 se resumen los escenarios de previsión de ingresos y costes la propuesta de Orden, según la Memoria que le acompaña, y el escenario de ingresos considerando las variables de facturación previstas por la CNMC para 2015.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos resultantes previstos para 2015 ascienden a 3.056,50 M€, mientras que los costes ascienden a 3.061,6 M€¹⁹, por lo que se produciría un déficit en la liquidación de las actividades reguladas de 5,1 M€. Sin embargo cabe señalar lo siguiente:

- En caso de ajustar los ingresos de la propuesta a lo establecido en la Disposición transitoria tercera en relación con el de Materia prima, los ingresos regulados sería 3.048,3 M€ (-8,2 M€ respecto a los ingresos previstos en la propuesta de Orden), siendo el déficit de actividades reguladas de 13,3 M€.
- De acuerdo con las comprobaciones de la CNMC, los costes regulados previstos para 2015 se sitúan en 3.064,8 M€ siempre y cuando se mantenga la retribución del GTS hasta que se desarrolle la metodología prevista en la Disposición adicional sexta (en caso de que la retribución del GTS se incremente a 26,1 M€, los costes regulados previstos para 2015 serían de 3.079,3 M€).

¹⁹ Corregidas las erratas detectadas en la Memoria.

- De acuerdo con el escenario de previsión de esta Comisión de 2015²⁰, el déficit se incrementaría en 85,5 M€. Para el escenario de costes de 3.064,8 M€ arriba mencionado se producirá un déficit de 93,7 M€.

Cuadro 11. Costes, ingresos y déficit previstos para el ejercicio 2015, según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, y según la CNMC

	Propuesta OM		Escenario de demanda y facturación CNMC
	Facturando a la materia prima al peaje 1.3	Considerando las condiciones de facturación establecidas en la Disposición Transitoria Tercera de la Orden	
Costes regulados sin déficit de ejercicios anteriores (M€) (A)	3.061,6	3.061,6	3.064,8
Ingresos regulados (M€) (B)	3.056,5	3.048,3	2.971,0
Déficit(-)/ Superavit de las actividades reguladas	- 5,1	- 13,3	- 93,7

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

Cabe señalar que, en el artículo 1.3 de la propuesta de Orden se indica que los peajes establecidos en dicha propuesta de Orden son suficientes para garantizar la sostenibilidad del sistema gasista, cumpliendo con lo establecido en el artículo 59 de la Ley 18/2014.

En consecuencia, esta Comisión señala la necesidad de ajustar los precios de los términos fijos y variables de la propuesta de Orden, al objeto de dar cumplimiento con las obligaciones de sostenibilidad económica del sistema gasista que establece el artículo 59 de la Ley 18/2014, en la medida en que independientemente del escenario de facturación previsto para el ejercicio 2015 se estima que se producirá un déficit en las liquidaciones del sistema gasista.

No obstante lo anterior, se indica que está pendiente de publicación la Orden que desarrolla la Ley 18/2014, lo que podría tener un impacto sobre los costes previstos para el ejercicio 2015.

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

4.5.1. Sobre los peajes del Grupo 3

El artículo 66.b) de la Ley 18/2014 establece en que el desvío correspondiente a la retribución de gas natural destinada al mercado a tarifa procedente del

²⁰ Una vez ajustado a efectos de considerar la prórroga del peaje de materia prima.

contrato de Argelia 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 la propuesta de Orden se mantienen los peajes de transporte y distribución del grupo 3, sin recoger explícitamente ni en la propia propuesta de Orden ni en la Memoria que le acompaña la asignación del coste correspondiente al desvío.

Al respecto se indica que, como resultado de facturar la demanda prevista por esta Comisión para el cierre del ejercicio 2014 y 2015 se obtiene que el incremento de ingresos sería superior a la anualidad para recuperar el coste asociado al desvío. No obstante, el incremento de la facturación por el peaje de transporte y distribución de cada peaje del grupo 3 no cumpliría con el criterio de asignación establecido en la citada Ley 18/2014. En particular, para el escenario de previsión de la CNMC el incremento de la facturación de los consumidores acogidos al peaje 3.5 es inferior al coste que correspondería asignarle de acuerdo con el criterio establecido en la Ley.

4.5.2. Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa para materia prima

La Disposición transitoria tercera de la propuesta de Orden, establece que con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2018 los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de materia prima podrán acogerse 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.

Dicha regulación es similar a la establecida en la Disposición Transitoria primera, de la Orden ITC/2446/2013, si bien en dicha Orden se establecía que dicho peaje finalizaría el 31 de diciembre de 2014.

En el Cuadro 12, se comparan el peaje temporal de materia prima establecido en la propuesta de Orden con el establecido en la Orden ITC/2446/2013. Se observa que la propuesta de Orden reduce en un 0,7% los peajes aplicables a dichos consumidores.

Cuadro 12. Peaje temporal para usuarios de materia prima. Orden ITC/2446/2013 vs Propuesta de Orden.

Peaje de Materia Prima	Término fijo (c€/kWh/día /mes)	Término variable (c€/kWh)
Orden ITC/2446/2013	3,1592	0,0500
Propuesta de Orden	3,1358	0,0496
Tasa de variación	-0,7%	-0,8%

Fuente: Orden ITC/2446/2013 y Propuesta de Orden

En relación con la citada disposición se señala lo siguiente:

En primer lugar, esta Comisión, como ha puesto de manifiesto en sucesivos informes tarifarios, 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.

En particular, el artículo 13 del Reglamento 715/2009/CE establece lo siguiente: *"Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red y proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte"*.

En segundo lugar, se indica que se han detectado una serie de errores en relación con el cálculo de los peajes de materia prima para 2015.

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se compara la facturación resultado de aplicar el peaje temporal de materia prima correspondiente a 2014, con la facturación resultante de considerar los peajes y cánones generales que deberían sufragar los agentes sujetos al peaje de materia prima.

A la hora de calcular la facturación resultante de considerar los peajes y cánones generales además de incluir, como hace la propuesta de Orden los peajes de regasificación, reserva de capacidad y término de conducción, se deberían de incluir el peaje de descarga (que está incluido en el peaje temporal de materia prima) y el canon de almacenamiento de GNL.

Adicionalmente, se indica que en la comparación se deberían utilizar los peajes establecidos en la Orden IET/2446/2013 en lugar de los establecidos en la Orden IET/2812/2012. En este sentido, la Orden IET/2446/2013 incrementó los

peajes de materia prima un 21% sobre los establecidos en la Orden IET/2812/2012.

Aplicando el procedimiento de cálculo utilizado en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden (esto es, se considera que los peajes deben converger el 31 de diciembre de 2018 y no se incluyen ni el peaje de descarga ni el canon de almacenamiento de GNL) considerando los peajes y cánones de la Orden IET/2446/2013, el incremento a aplicar a los peajes de materia prima para 2015 sería del 12,3% sobre los establecidos en la Orden IET/2446/2013.

Finalmente, se indica que, sobre la base del escenario de demanda y de las hipótesis de facturación considerados por esta Comisión, la aplicación del peaje de materia prima considerado en la propuesta de Orden supone una reducción de los ingresos, en términos anuales, de 16,4 M€.

4.5.3. Peaje para el servicio de carga en buque, destinado al repostaje

La propuesta de Orden incluye como novedad en su Anexo I, el peaje de trasvase de GNL a buques para servicios de carga en buques destinados a repostaje, para volúmenes inferiores a 100 m³ de GNL, que incluye un término fijo en función de la capacidad contratada y un término variable. Por tanto, la estructura de dicho peaje es diferente del resto de peajes de trasvases que incluyen un término fijo por operación y un término variable.

En la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se indica que “*se ha optado por mantener como termino variable el existente para las operaciones de recarga y aplicar como término fijo el de carga en cisternas*”.

En relación con el nuevo peaje de trasvase, se indica lo siguiente:

En primer lugar, esta Comisión considera que se debería haber justificado adecuadamente (i) la necesidad de la introducción del citado peaje, (ii) la estructura del citado peaje y (iii) los valores propuestos del mismo. Aspectos no contemplados ni en la propuesta de Orden, ni en la Memoria que le acompaña.

En segundo lugar, se señala que podrían existir dudas sobre si la Orden posee el rango normativo adecuado para la introducción de un nuevo peaje.

En este sentido, si bien es cierto que el apartado segundo del artículo 25 del Real Decreto 949/2001 podría habilitar a la introducción de dicho nuevo peaje²¹, no es menos cierto que el Tribunal Supremo en su Sentencia 96/2009 relativa, al peaje de entrada por conexiones internacional señaló lo siguiente:

²¹ El apartado segundo del artículo 25 del Real Decreto 949/2001 establece que “*La estructura de tarifas, peajes y cánones podrá ser modificada en el futuro, si razones de optimización del*

“[...] Aduce en favor de su tesis el Abogado del Estado el apartado segundo del artículo 25 del Real Decreto 949/2001 a tenor del cual "la estructura de tarifas, peajes y cánones podrá ser modificada en el futuro, si razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo de ámbito comunitario lo hacen aconsejable, por el procedimiento descrito en el apartado anterior". 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.

La jerarquía normativa exige que las normas de rango inferior (una Orden ministerial, en este caso) se atengan a los mandatos y previsiones de las de rango superior (un Real Decreto, en este supuesto). Dado que el Gobierno, en cuanto titular de la potestad reglamentaria, ha hecho uso de ella para configurar por sí mismo, a través de un Real Decreto, cuáles han de ser los peajes exigibles por el uso de las instalaciones gasistas, habiéndolos circunscrito a dos, no puede el Ministro de Industria, Turismo y Comercio implantar mediante Orden otro peaje diferente de nueva creación, por más que sí esté habilitado para modificar los elementos cuantitativos y cualitativos de aquéllos”.

Finalmente, se indica que no se considera oportuna la introducción del citado peaje, toda vez que está en proceso de tramitación 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.

En cualquier caso, se considera que la exposición de motivos de la Orden que finalmente se publique, debería justificar adecuadamente los elementos anteriormente descritos.

5. Consideraciones particulares sobre la propuesta de Orden

5.1. Artículo 2. Cuotas destinadas a fines específicos

sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo de ámbito comunitario lo hacen aconsejable, por el procedimiento descrito en el apartado anterior”.

El artículo 2.1 establece la cuota destinada al GTS y la tasa de la CNMC y del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, asignando los valores de 0,874 y 0,140 respectivamente, esto implica que la cuota del GTS pasa del valor 0,39 para el año 2014 al valor de 0,874 indicado²². El valor de la tasa para 2014 de la CNMC y del MINETUR se mantiene en 2015.

El artículo 2.2 establece una cifra de retribución provisional del Gestor Técnico del Sistema (GTS) para el año 2015 de 26.076.300 €. Esta cifra es un 121% superior a la retribución del GTS establecida para 2014 en la Orden IET/2446/2013.

Por otra parte, la Disposición Adicional Sexta incorpora un mandato a la CNMC para elaborar, en el plazo de 6 meses desde la entrada en vigor de la orden, una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del GTS.

En el apartado 11 de la memoria de la propuesta de Orden consta que se ha optado por establecer una retribución provisional para el GTS, basada en la información proporcionada por la empresa, a la espera que la CNMC elabore una propuesta de metodología de retribución según establece el mandato recogido en la propuesta de Orden. Dicha información es la siguiente:

Cuadro 13. Retribución provisional del GTS en 2015 según propuesta Orden Ministerial

miles €	
Personal	6.915
Gastos personal propio	5.590
Gastos personal ajeno	1.325
Gastos corporativos	7.856
Soporte CPC	3.226
Sistemas de información	3.662
Dirección y apoyo gestión	968
Amortización	9.987
Costes financieros	1.318
TOTAL	26.076

La retribución que establece la Propuesta difiere de la cantidad solicitada por ENAGÁS GTS, que ha solicitado 31,244 millones de € por su actividad en 2015 y de 3,224 millones de € por saldos pendiente de años anteriores, por tanto 34,578 millones de €. El GTS al realizar su propuesta considera la aplicación de la misma metodología retributiva establecida en la Ley 18/2014 para las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento del sistema gasista,

²² Sobre el valor de la cuota del GTS, indicar que el valor 0,874 de la Propuesta no se corresponde con el valor resultante de dividir las cantidades consideradas en la memoria de la Propuesta para la retribución del GTS (26,076 millones de €) y los ingresos esperados por peajes (3.056,5 millones de €). Por tanto, de adoptarse estos últimos valores, el valor de la cuota del GTS tendría que ser 0,853, en vez del valor propuesto de 0,874.

aplicándola a los activos del GTS, incluyendo por ejemplo el concepto de Retribución por continuidad y seguridad de suministro.

En relación con esta información, esta Comisión considera que algunas de dichas partidas deben estudiarse en profundidad.

[CONFIDENCIAL]

En conclusión, teniendo en cuenta que la retribución del GTS podrá modificarse una vez sea aprobada la metodología de retribución definitiva, esta Comisión propone mantener la retribución establecida en la Orden IET/2446/2013, máxime dado el incremento significativo propuesto y el carácter provisional de la misma.

En dichos términos se manifestó esta Comisión en su *“Informe sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica”* de 21 de enero de 2014 en el que propuso mantener en 2014 la retribución establecida en la Orden IET/221/2013 al Operador del Mercado eléctrico y del Operador del Sistema eléctrico. En idénticos términos, la propuesta de orden de peajes eléctricos de 2015, propone mantener la retribución de ambos operadores hasta que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, analice las propuestas de metodología que la CNMC ha remitido con fecha 12 de noviembre de 2014.

Cabe señalar que de considerar esta propuesta de la Comisión, la cuota destinada al GTS seguiría siendo de 0,39, de forma similar a 2014.

Por último, esta Comisión considera que sería conveniente que se recoja expresamente que la propuesta de metodología de cálculo de la retribución al gestor técnico del sistema, incorpore incentivos. A este respecto, cabe recordar que con fecha 22 de diciembre de 2010, la extinta CNE, aprobó una propuesta de incentivos retributivos al GTS con objeto de promover la eficiencia en la gestión de todo el sistema gasista, en cumplimiento del mandato encomendado a la misma por la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008.

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

Este artículo actualiza, para este régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares, la redacción dada por el artículo 13 de la Orden IET 2446/2013, ampliando, del ámbito Canario, a la totalidad de los territorios insulares la retribución por suministro a tarifa. Y ello en virtud de la sentencia del Tribunal Supremo a la que se hace mención en la Disposición adicional segunda de esta Propuesta.

La Propuesta mantiene para 2015 el valor aplicado en el año 2014.

5.3. Disposición adicional primera. Obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad

A efectos del cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad, la propuesta de Orden amplía en 15 días el periodo de tiempo del que disponen los agentes para realizar las inyecciones y extracciones necesarias para adaptar las obligaciones a sus cuotas de mercado, disponiendo del 15 de marzo al 15 de abril para adaptar su nivel de existencias.

Esta Comisión valora positivamente la medida propuesta por considerar que otorga flexibilidad a las comercializadoras para el cumplimiento de sus obligaciones de mantenimiento de existencias estratégicas sin comprometer la seguridad de suministro.

5.4. Disposición adicional segunda. Cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 61/2013

En la disposición adicional segunda de la propuesta de Orden se procede a reconocer la cantidad de 258.118 € en concepto de coste diferencial por el suministro de gas manufacturado en la Islas Baleares en el año 2013, en cumplimiento de la Sentencia del Tribunal Supremo relativa al recurso 61/2013.

Cabe señalar que en la citada disposición no se especifica si este coste se ha de incluir en el sistema de liquidaciones además de la retribución que corresponda a la empresa (en la actualidad Redexis Gas Baleares, S.A.) establecida en el anexo II de la propuesta de Orden. En este sentido se indica que según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, dicho importe parece estar incluido en la retribución del ejercicio.

En consecuencia, si este fuera el caso, se debería recoger dicho extremo en la propia disposición. En caso contrario, se debería establecer la forma de liquidación del coste, bien, adicionándolo a la retribución de la empresa para el año 2015²³, o bien, mediante un pago único a realizar en la primera liquidación del ejercicio 2015.

5.5. Disposición adicional tercera. Cumplimiento de la sentencia firme del Tribunal Supremo relativa al recurso 51/2013

²³ Coste sometido a reparto definido en el apartado I.4 del Anexo II de la Orden ECO/2692/2002.

La propuesta sometida a informe contempla en su Disposición Adicional Tercera determinadas reglas para dar cumplimiento a la Sentencia firme de 2 de junio de 2014, del Tribunal Supremo relativa al recurso 51/2013.

La Sentencia mencionada, estimando el recurso del consumidor TABICESA, anula, por su disconformidad a derecho, determinadas disposiciones de la Orden IET 2812/2012, de 27 de diciembre por la que se establecían los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Los preceptos anulados de dicha orden son, en concreto, su artículo 13 y su disposición adicional quinta, ambos relativos al peaje de transporte y distribución aplicable a usuarios de gas conectados a redes de distribución alimentadas desde plantas satélite.

Tal como se indica en el párrafo primero de dicha disposición, se declaran aplicables para el año 2013, en sustitución de los coeficientes anulados por la Sentencia, los establecidos en la disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden para a partir de la entrada en vigor de la misma, y hasta el momento en que la CNMC apruebe la metodología para el cálculo de los peajes de gas natural.

No se cuestiona por la CNMC la regla anterior, pero sí debe cuestionarse lo previsto en el párrafo segundo de la misma disposición, que encomienda a la CNMC la liquidación directa a determinado consumidor de la refacturación de los peajes del ejercicio 2013, prescindiendo de la intervención del distribuidor. Tal procedimiento no resulta adecuado por las siguientes razones:

La facturación es una operación comercial entre el consumidor y su suministrador aunque el peaje por el uso de las redes sea un precio regulado. El mismo carácter comercial tiene la refacturación de importes con independencia de que la misma traiga causa de una Sentencia que corrige el importe regulado del peaje, como es este caso, o de que proceda de correcciones detectadas en consumos o lecturas en el marco de los contratos, como es el caso más frecuente.

La refacturación que puede exigir TABICESA con base en la Sentencia mencionada habría de ser de ser practicada por su comercializador, y repercutida por éste al distribuidor, quien, en su condición de sujeto del procedimiento de liquidación general de actividades reguladas del gas natural, declarararía el menor ingreso por este concepto, y recuperaría su importe.

Tal es el mecanismo seguido hasta la fecha, tanto en el sector eléctrico como en el gasista, para los supuestos de repercusión en el sistema de ingresos regulados de refacturaciones.

En ningún caso hasta la fecha ha sido adoptado un procedimiento como el aquí comentado, procedimiento que la CNMC desaconseja plenamente ya que comporta una desnaturalización del procedimiento de liquidación de actividades reguladas y de la propia función transitoriamente asignada a la CNMC, al convertir a ésta en una suerte de *gestor* excepcional en un contrato de suministro, lo que excede ampliamente de su función de órgano de la liquidaciones.

Adicionalmente, debe recordarse que la propuesta actualmente informada no tendría rango suficiente ni para encomendar a la CNMC otras funciones distintas a las suyas propias (artículo 7.37 de la Ley 3/2013) ni para incluir excepcionalmente como *sujeto del procedimiento de liquidaciones* a un sujeto consumidor.

Se propone en consecuencia la supresión del segundo párrafo de la disposición comentada.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone que el abono del saldo resultante, al que se hace referencia en la disposición, se realice a la empresa Gas Natural Distribución SDG, S.A. y esta empresa realice la correspondiente facturación negativa a la empresa TABICESA, S.A.

Esta facturación será, así mismo, declarada al sistema de liquidaciones, de acuerdo con la normativa vigente.

5.6. Disposición adicional cuarta. Desvío en la retribución del gas natural destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia

El artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, reconoce el desvío correspondiente a la retribución del gas natural destinado al mercado de tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gaseoducto Magreb, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010. La cantidad correspondiente a este recargo asciende a 163.790.000 € a recuperar en un periodo de 5 años a partir del año 2015, recuperándose, con amortización fija, 32.758.000€ anuales. Además, se reconoce un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que se aprobará por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo.

En este sentido, en la Disposición adicional cuarta de 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*”, se reconoce a la empresa propietaria del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb al que hace referencia el

artículo 15º del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, la cantidad de 32.758.000 €.

Por otra parte, en la memoria de dicha propuesta de Orden, se incluye dentro de las necesidades de financiación para el año 2015 una partida por 1,5 millones de euros correspondiente a los intereses del Laudo señalando que se está a la espera de (énfasis añadido) “ fijar el tipo de interés en una disposición dictada al efecto. Se ha presupuestado la cantidad de 1.500.000 € en este concepto”.

Con respecto de dicha cantidad, se realizan las siguientes consideraciones:

Según la metodología aplicada habitualmente por esta Comisión, el coste de financiación de una sociedad, puede estimarse como la suma del índice *Interest rate swap*²⁴ (IRS) como tipo de interés de referencia, al que se le añade como diferencial el *Credit default swap*²⁵ (CDS) de cada empresa titular de derechos de cobro.

El derecho de cobro generado por el desvío correspondiente al Laudo al que se refiere el Artículo 66.b de la Ley 18/2014, de 4 de julio, es reconocido a favor de GAS NATURAL SDG, S.A..

Por tanto, en el cálculo del tipo de interés a reconocer, en condiciones equivalentes a las del mercado, debe tenerse en cuenta exclusivamente el coste de financiación de GAS NATURAL SDG, S.A..

En coherencia con la metodología anterior y teniendo en cuenta la disponibilidad de datos de cotización de CDS para GAS NATURAL SDG, S.A., se toma la suma de la media de la cotización de los tres últimos meses del IRS y el CDS a un plazo de 5 años.

La media de la cotización de agosto, septiembre y octubre de 2014 del IRS a 5 años es del 0,506%. A este valor se le debe sumar la media de la cotización para el periodo de cálculo de los CDS de GAS NATURAL SDG, S.A. con el mismo plazo, cuyo valor asciende a 74,3 puntos básicos. La suma de ambos valores supone un tipo de interés del 1,249%.

²⁴ IRS (*interest rate swap*) es el tipo de la curva swap del euro, que intercambia un tipo de interés variable (Euribor), por un tipo fijo. Es una curva de tipos líquida utilizada por entidades financieras, que refleja riesgo interbancario. Asimismo, es el tipo de interés de referencia en las emisiones a tipo fijo.

²⁵ CDS (*credit default swap*) es un seguro de riesgo de crédito, utilizado como cobertura de riesgo de impago de la deuda emitida por un determinado emisor. Los CDS aportan información acerca de la percepción del riesgo crediticio de un emisor de deuda en un momento concreto. La evolución de los CDS de las empresas permite observar la percepción del riesgo de los mercados con sus consecuentes implicaciones en el coste de financiación de las mismas a corto plazo y de su estructura financiera a medio y largo plazo.

Este importe supone un diferencial de 29 puntos básicos sobre la cotización media de agosto, septiembre y octubre del Bono del Estado a 5 años.

En el año 2015, los intereses ascenderían a 2.045.067 €. Este importe iría disminuyendo progresivamente a lo largo de los años siguientes, como se muestra en el siguiente cuadro, a medida que el derecho de cobro se va amortizando. En 2019, los intereses serían de 409.013 €.

Cuadro 14. Cálculo de la anualidad correspondiente Laudo Arbitraje GAS NATURAL SDG, S.A.

Año	Tipo de Interés	IPC a 31/12 (t-1)	Interés	Amortización	Anualidad
1	1,249%	163.790.000 €	2.045.067	32.758.000 €	34.803.067 €
2	1,249%	131.032.000 €	1.636.054	32.758.000 €	34.394.054 €
3	1,249%	98.274.000 €	1.227.040	32.758.000 €	33.985.040 €
4	1,249%	65.516.000 €	818.027	32.758.000 €	33.576.027 €
5	1,249%	32.758.000 €	409.013	32.758.000 €	33.167.013 €
Suma	1,249%	- €	6.135.201 €	163.790.000 €	169.925.201 €

Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, en relación con el procedimiento de liquidación del importe reconocido, y al igual que lo señalado en la disposición adicional segunda, se debería establecer la forma de liquidación de dicho importe, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Si se reconociera como pago único en la primera liquidación de 2015, el importe de este coste sería muy alto frente a los ingresos del sistema: teniendo en cuenta que los ingresos netos liquidables de la liquidación 1/2014 fueron de 68,71 millones € y suponiendo unos ingresos para la liquidación 1/2015 similares, el coste de 32,76 millones € supondría aproximadamente el 45% de los ingresos netos liquidables disponibles.

A partir de la liquidación 2, el impacto disminuye de forma importante, suponiendo aproximadamente un 10% del incremento de ingresos netos liquidables.

- Si se reconociera como coste sometido a reparto: se pagaría a lo largo del año, soportando déficit, con lo que no se aseguraría el pago total de la cantidad.
- Otra posibilidad, sería realizar el pago dividiendo la cantidad de 32.758.000 € en 12 pagos en el ejercicio 2015. Cada uno de los pagos mensuales se realizaría a pago único, de manera que se aseguraría el pago de la cantidad íntegra.

Finalmente, si bien el texto de la propuesta (igual que el de la ley 18/2014) no deja lugar a dudas de que el beneficiario de este pago es el sujeto que ostente la condición jurídica de “*propietario del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través de del gasoducto del Magreb al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-ley 6/2000*”, se propone incluir en la propuesta de Orden que dicha condición debe ser acreditada documentalmente, a efectos de que no haya duda sobre la identidad del sujeto que ostente tal condición jurídica actualmente, en el caso de que hubiera habido sucesión en la titularidad de dicho contrato.

5.7. Disposición adicional sexta. Mandatos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Esta disposición establece que en el plazo de 6 meses la CNMC elaborará y enviara al MINETUR una propuesta de metodología para el cálculo de la retribución del GTS.

Esta Comisión valora positivamente la medida propuesta y la considera necesaria, dado que, si bien las correspondientes disposiciones establecían anualmente la retribución del GTS, dicha retribución no respondía, ni a las cantidades solicitadas por el GTS, ni tampoco a una metodología explícita que materializara lo dispuesto en el artículo 23, del Real Decreto 949/2001, de retribución del gestor técnico del sistema, que establece que:

“El Gestor Técnico del sistema tendrá reconocida una retribución por el ejercicio de esta actividad dentro del sistema gasista. La determinación de esta retribución se realizará tomando en consideración los costes de operación, comunicación y control, así como otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad. El Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará, antes del 31 de enero de cada año, la retribución que corresponde percibir al gestor técnico del sistema por el ejercicio de esta actividad.”

Asimismo, esta Comisión se remite a los comentarios recogidos en el apartado 5.1 del presente Informe.

5.8. Disposición transitoria primera. Actualización de parámetros para el cálculo de la tarifa de último recurso

La Disposición transitoria segunda de la propuesta de Orden actualiza los parámetros que se utilizan para la imputación de los peajes y cánones para calcular las Tarifas de Último Recurso.

En el Cuadro 15 se comparan los parámetros utilizados en la determinación de las TUR vigentes en 2014, establecidos en la Orden IET/2446/2013, y los incluidos en la propuesta de Orden.

Cuadro 15. Parámetros que se utilizan en la determinación de las TUR.

Parametro	Unidad	Parametros vigentes 2014	Propuesta de Orden	Diferencia (%)
Tamaño medio de buque	m3 de GNL	120.283	111.866	-7,0%
Consumo medio TUR.1	kWh/cliente	2.437	2.210	-9,3%
Consumo medio TUR.2	kWh/cliente	9.419	9.070	-3,7%
Factor de carga	%	0,36	0,36	0,0%
Porcentaje GNL	%	0,60	0,48	-20,0%
Factor de conversión kWh/m ³	kWh/m ³	6.792	6.821	0,4%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.1	GWh/día	11	11	0,0%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.2	GWh/día	37	37	0,0%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.1	MWh/día	10.551	10.551	0,0%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.2	MWh/día	34.791	34.791	0,0%
Nº de Consumidores TUR.1	Número	3.917.513	4.146.295	5,8%
Nº de Consumidores TUR.2	Número	3.341.774	3.299.886	-1,3%

Fuente: Orden ITC/2812/2012 y propuesta de Orden

Se observa que en la propuesta de Orden se modifican todos los parámetros, con la excepción de la emisión máxima diaria de los almacenamientos, la cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso, y el factor de carga.

En el Cuadro 16 se analiza el impacto de la modificación de dichos parámetros sobre las TUR aplicables en 2014, considerando los consumos anuales medios incorporados en la propuesta de Orden.

Se observa que, los parámetros para el cálculo de la TUR establecidos en la propuesta de Orden implican una reducción de la facturación media del peaje incorporados en la TUR (del 0,60% para la TUR.1 y del 0,45% para la TUR.2), consecuencia de una reducción de los peajes de reserva de capacidad, regasificación, descarga de buques, y canon de GNL.

Como consecuencia de lo anterior, se produce una reducción tanto de los términos fijos como variables, respecto de los que resultarían de mantener los parámetros establecidos en la Orden IET/2446/2013. El impacto conjunto del cambio de parámetros de la propuesta de Orden supone una reducción de la facturación media del 0,30% para la TUR.1 y del 0,24% para la TUR.2.

Cuadro 16. Impacto de la modificación de los parámetros que se utilizan en la determinación de las TUR, sobre las TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2014, considerando los parámetros de la propuesta de Orden

TUR - 1									
Concepto	Parametros Vigentes			Parametros Propuesta de Orden			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,173151	-	0,094018	0,155866	-	0,084633	-9,98%		-9,98%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,260217	0,0070437	0,148338	0,231882	0,0056349	0,131543	-10,89%	-20,00%	-11,32%
Peaje Descarga buques	-	0,0067156	0,006716	-	0,0055152	0,005515		-17,87%	-17,87%
Canon GNL	-	0,0117750	0,011775	-	0,0115406	0,011541		-1,99%	-1,99%
Término de conducción	2,530000	2,8813000	4,255056	2,530000	2,8813000	4,255056	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	2,96337	2,9755975	4,58467	2,91775	2,9727541	4,55705	-1,54%	-0,10%	-0,60%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,85404	1,42000	0,083000	0,85404	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,668711	2,66871	-	2,668695	2,66869		0,00%	0,00%
TUR	4,38000	5,7273080	8,10559	4,34000	5,7244490	8,08101	-0,91%	-0,05%	-0,30%

TUR - 2									
Concepto	Parametros Vigentes			Parametros Propuesta de Orden			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,666846	-	0,088227	0,636163	-	0,084167	-4,60%		-4,60%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	1,001406	0,0070437	0,139534	0,943342	0,0056349	0,130443	-5,80%	-20,00%	-6,52%
Peaje Descarga buques	-	0,0067156	0,006716	-	0,0055152	0,005515		-17,87%	-17,87%
Canon GNL	-	0,0117750	0,011775	-	0,0115406	0,011541		-1,99%	-1,99%
Término de conducción	5,790000	2,1939000	2,959942	5,790000	2,1939000	2,959942	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	7,45825	2,2881975	3,27496	7,36950	2,2853541	3,26037	-1,19%	-0,12%	-0,45%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,27087	1,42000	0,083000	0,27087	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,668711	2,66871	-	2,668695	2,66869		0,00%	0,00%
TUR	8,88000	5,0399080	6,21477	8,79000	5,0370490	6,20000	-1,01%	-0,06%	-0,24%

Fuente: Orden ITC/3354/2010, IET/849/2012, Platt's, ICE, Banco Central Europeo, propuesta de Orden y CNMC.

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se indica ni las fuentes de información, ni el procedimiento de cálculo utilizado.

Esta Comisión considera que se debería haberse incluido explícitamente una mayor justificación del procedimiento de cálculo utilizado, con objeto de que el procedimiento de actualización del mismo fuera transparente y replicable, debido al impacto que puede derivarse sobre la actividad de comercialización.

Esta Comisión, aplicando el procedimiento descrito en el Informe 15/2009²⁶ y utilizando la última información disponible para el ejercicio 2013, ha procedido a estimar los parámetros aplicables para el cálculo de las TUR considerando las siguientes hipótesis:

- El consumo medio y el nº medio de consumidores para 2013 se han calculado utilizando la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas a la fecha de emisión del presente informe (Liquidación 10/2014).
- El tamaño medio del buque, el porcentaje de GNL y la emisión máxima de los almacenamientos subterráneos se han calculado utilizando la información publicada por el GTS en su informe 2013 del Sistema Gasista Español.
- El Factor de conversión kWh a m³ se corresponde con el valor facilitado por el GTS.
- La cantidad de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso, se ha calculado utilizando los perfiles de consumo de los consumidores acogidos a los peajes 3.1 y 3.2 resultantes de considerar la información remitida por las empresas distribuidoras en el marco de la Circular 5/2008.

En el Cuadro 17 se compara los parámetros establecidos en la propuesta de Orden con los estimados por la CNMC. Se observan apreciables diferencias en algunos de los parámetros considerados, entre los que cabe destacar el consumo medio TUR.1 y TUR.2 y la cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural para la TUR y la TUR.1 y TUR.2 (parámetro no modificado en la propuesta de Orden).

²⁶ Informe 15/2009 de la extinta CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

Cuadro 17. Parámetros aplicables para la determinación de la TUR en 2014

Parametro	Unidad	Propuesta de Orden	Propuesta CNMC	Diferencia (%)
Tamaño medio de buque	m3 de GNL	111.866	111.536	-0,3%
Consumo medio TUR.1	kWh/cliente	2.210	2.465	11,6%
Consumo medio TUR.2	kWh/cliente	9.070	9.724	7,2%
Factor de carga	%	0,36	0,36	0,0%
Porcentaje GNL	%	0,48	0,46	-3,7%
Factor de conversión kWh/m ³	kWh/m ³	6.821	6.840	0,3%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.1	GWh/día	11	12	10,3%
Emisión máxima diaria de los almacenamientos subterráneos. TUR.2	GWh/día	37	39	4,7%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.1	MWh/día	10.551	14.573	38,1%
Cantidad diaria de gas abastecida mediante gas natural en estado gaseoso TUR.2	MWh/día	34.791	46.514	33,7%
Nº de Consumidores TUR.1	Número	4.146.295	3.965.407	-4,4%
Nº de Consumidores TUR.2	Número	3.299.886	3.208.956	-2,8%

Fuente: Propuesta de Orden y CNMC.

En el Cuadro 18 se compara las TUR aplicables en 2014 resultantes de considerar los parámetros propuestos por esta Comisión y los establecidos en la Disposición Transitoria Segunda de la Orden IET/2446/2013, considerando los consumos anuales medios propuestos por esta Comisión.

Se observa que, los parámetros para el cálculo de la TUR propuestos por esta Comisión implican una reducción de la facturación media de los peajes incorporados en la TUR (del 0,31% para la TUR.1 y del 0,27% para la TUR.2), consecuencia de una reducción de los peajes de reserva de capacidad, regasificación, descarga de buques y canon de GNL.

Si se comparan las TUR resultantes de considerar los parámetros propuestos por esta Comisión en 2014 y los de la propuesta de Orden, se observa que los términos fijos resultantes de considerar los parámetros propuestos por esta Comisión son superiores a los de considerar los de la propuesta de Orden (0,46% para la TUR.1 y 0,57% para la TUR.2), si bien los términos variables son un 0,02% inferiores (véase Cuadro 17 y Cuadro 18).

Cuadro 18. Impacto de la modificación de los parámetros que se utilizan en la determinación de las TUR, sobre las TUR aplicables a partir del 1 de enero de 2014, considerando los parámetros propuestos por la CNMC

TUR - 1									
Concepto	Parametros Vigentes			Parametros CNMC			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,173151	-	0,084276	0,172786	-	0,084099	-0,21%		-0,21%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,260217	0,0070437	0,133697	0,240302	0,0054284	0,122389	-7,65%	-22,93%	-8,46%
Peaje Descarga buques	-	0,0067156	0,006716	-	0,0053135	0,005313		-20,88%	-20,88%
Canon GNL	-	0,0117750	0,011775	-	0,0110074	0,011007		-6,52%	-6,52%
Término de conducción	2,530000	2,8813000	4,112710	2,530000	2,8813000	4,112710	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	2,96337	2,9755975	4,41794	2,94309	2,9718125	4,40428	-0,68%	-0,13%	-0,31%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,77415	1,42000	0,083000	0,77415	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,668711	2,66871	-	2,668693	2,66869		0,00%	0,00%
TUR	4,38000	5,7273080	7,85916	4,36000	5,7235050	7,84562	-0,46%	-0,07%	-0,17%

TUR - 2									
Concepto	Parametros Vigentes			Parametros CNMC			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,666846	-	0,088227	0,681481	-	0,090163	2,19%		2,19%
Canon AA.SS	-	0,0687633	0,068763	-	0,0687633	0,068763		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	1,001406	0,0070437	0,139534	0,947768	0,0054284	0,130822	-5,36%	-22,93%	-6,24%
Peaje Descarga buques	-	0,0067156	0,006716	-	0,0053135	0,005313		-20,88%	-20,88%
Canon GNL	-	0,0117750	0,011775	-	0,0110074	0,011007		-6,52%	-6,52%
Término de conducción	5,790000	2,1939000	2,959942	5,790000	2,1939000	2,959942	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	7,45825	2,2881975	3,27496	7,41925	2,2844125	3,26601	-0,52%	-0,17%	-0,27%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,27087	1,42000	0,083000	0,27087	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas	-	2,668711	2,66871	-	2,668693	2,66869		0,00%	0,00%
TUR	8,88000	5,0399080	6,21477	8,84000	5,0361050	6,20568	-0,45%	-0,08%	-0,15%

Fuente: Orden ITC/3354/2010, IET/849/2012, Platt's, ICE, Banco Central Europeo, propuesta de Orden y CNMC.

5.9. Disposición final primera. Modificación de la Orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

La Disposición final primera contiene una propuesta de modificación del apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-03 “Programaciones”, en la parte referida al cálculo de existencias de GNL de cada usuario y los recargos por exceso de existencias de GNL.

La Propuesta introduce dos modificaciones en el apartado 3.6.1. Por una parte, reduce el recargo aplicable diariamente en caso de exceso de existencias de GNL de duración inferior o igual a cuatro días, que pasa de dos veces y media a dos veces el canon de almacenamiento. Por otra, modifica los límites de existencias para aplicar el recargo por exceso de existencias de GNL. Así, la redacción actual establece que *“para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a quince días de capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se empleará este último valor como límite”* de existencias.

La nueva redacción, introduce un umbral mínimo para el disfrute de este límite, ya que permite aplicarlo sólo a aquellos usuarios, para los que la energía equivalente a quince días de su capacidad de regasificación contratada, sea superior a 20 GWh (para lo que hay que contratar al menos 1,334 GWh/día de capacidad de regasificación) e inferior a 300 GWh, quedando los usuarios para los que la energía equivalente a quince días de su capacidad de regasificación es inferior a 20 GWh sujetos al límite de existencias general, igual a quince veces la capacidad de regasificación contratada.

Consideraciones de la CNMC

En relación con la reducción de los recargos por desbalance por exceso de existencias inferiores o iguales a cuatro días, dado que a día de hoy, la escasez de capacidad de almacenamiento disponible en las plantas de regasificación está ocasionando dificultades puntuales para la descarga de buques en los últimos meses, se considera conveniente mantener los recargos en peajes recogidos en la redacción actual. La reducción de los recargos por excesos puntuales, relaja los incentivos a los agentes a operar dentro de los límites establecidos y podría inducir retrasos en la regularización de dichos excesos, agravando las dificultades derivadas de la falta de capacidad de almacenamiento disponible en los tanques de las plantas de regasificación.

En cuanto a la introducción indirecta de un umbral mínimo de contratación de capacidad de regasificación: (20GWh / 15 días = 1,334 GWh/día), para poder beneficiarse de una capacidad de 300 GWh de capacidad de almacenamiento exento de recargo, esta medida puede encarecer o limitar el acceso al sistema gasista español de nuevos entrantes de tamaño reducido, algunos de los cuales a día de hoy sólo tienen contratado 1kWh/día o 1MWh/día.

El coste fijo mensual de esta reserva de capacidad (suponiendo que no usan la capacidad de regasificación, sino que sólo la contratan para tener derecho al almacenamiento) es de $0,019612 \text{ €}/(\text{kWh}/\text{día})/\text{mes} * 1.334.000 \text{ kWh}/\text{día} = 26.162 \text{ €/mes}$, por tanto superior al que pagan actualmente por este concepto. Si el usuario tiene almacenado 300 GWh todo el mes, pagarían en concepto de canon de almacenamiento 291.600 €.

El coste por unidad de energía almacenada con la nueva regulación, durante un mes, sería de 1,06 €/MWh frente a 0,97 €/MWh con el esquema anterior, cuando el coste del gas podría cifrarse en 26 €/MWh, lo que no resulta especialmente gravoso.

Cuadro 19. Coste por unidad de energía almacenada: situación actual y propuesta Orden Ministerial

<i>Para poder almacenar 300 GWh sin recargo</i>	Situación actual	Nueva OM
Capacidad regasificación contratada	1 MWh/día	1.334 MWh/día
Coste de la capacidad de regasificación mensual	19,61 €	26.162,41 €
Coste de almacenar 300 GWh durante 1 mes	291.600,00 €	291.600,00 €
COSTE TOTAL	291.619,61 €	317.762,41 €
Coste por MWh/almcenado/mes	0,97 €	1,06 €
Diferencia sobre peajes		9,0%
Diferencia con coste gas a 26 €/MWh		0,3%

A continuación se presenta una relación de las comercializadoras con capacidad contratada en plantas de regasificación españolas en la que se detalla cuáles se benefician en la actualidad del límite de 300 GWh:

Cuadro 20. Contratación de servicios en plantas de regasificación españolas el 25 de septiembre de 2014. Fuente: ENAGAS

[CONFIDENCIAL]

En la siguiente tabla se detalla la actividad de cargas/descargas que en la actualidad tienen derecho a almacenar sin recargo el límite de 300 GWh y se resalta sombreadas aquellas comercializadoras que podrían seguir aplicando dicho límite tras la introducción de un umbral sin necesidad de ampliar la capacidad de regasificación contratada. (No se relacionan, por tanto, las seis comercializadoras de mayor volumen contratado):

**Cuadro 21. Actividad de carga/descarga y nº de días de uso del contrato de regasificación en
septiembre de 2014 de comercializadoras que en la actualidad pueden aplicar el límite de 300 GWh.**

[CONFIDENCIAL]

*** Información no disponible.
Fuente: Elaboración propia y ENAGAS

Si bien la memoria de la propuesta de Orden justifica la introducción de un umbral mínimo con el fin de “*poner a disposición el volumen de 300 GWh a los agentes que realmente hacen uso de la capacidad de regasificación*”, según la información disponible acerca de la actividad en las plantas durante el mes de septiembre de 2014, hay agentes que han cargado o descargado buques en el mes muestreado, como son: [CONFIDENCIAL] que se verían obligados a contratar más capacidad para utilizar los 300 GWh de capacidad de almacenamiento.

Cabe señalar, no obstante, que el objetivo de establecer un límite diferenciado para usuarios con un volumen de operación reducido de 300 GWh no es otro que favorecer la entrada de nuevos agentes en beneficio de la competencia. Para ello, la norma establece medidas de discriminación positiva a favor de los agentes pequeños que les otorga, en términos relativos, mayor capacidad de almacenamiento en planta para satisfacer sus mayores necesidades de flexibilidad en relación a su tamaño. Por otro lado, el apartado 3.6.1 establece también una serie de recargos sobre el canon de almacenamiento que penaliza el exceso de existencias con el fin de evitar el acaparamiento de capacidad que pueda obstaculizar el acceso de terceros a redes (ATR) y en concreto las descargas por falta de espacio en tanques.

Por tanto, si bien el establecimiento de un umbral mínimo podría suponer una barrera de entrada para nuevos agentes, lo que iría en detrimento de la libre competencia, la situación actual de alta utilización del almacenamiento de GNL está ocasionando dificultades operativas, por lo que se considera adecuada la realización de ajustes que impidan el acaparamiento de capacidad. Por este motivo, se proponen medidas alternativas al establecimiento de un umbral mínimo que, sin excluir del disfrute del límite de los 300 GWh a agentes de tamaño reducido que hacen uso de la capacidad de regasificación para operar en el sistema español, impidan comportamientos no deseados.

Por consiguiente, en primer lugar, esta Comisión considera que no debe admitirse que compañías pertenecientes a un mismo holding empresarial puedan acaparar capacidad de almacenamiento de GNL de coste menor, aprovechando una medida de discriminación positiva pensada para favorecer la entrada de nuevos agentes, que pueden precisar de una flexibilidad alta respecto a su demanda.

La Norma actual establece que “*el Gestor Técnico del Sistema determinará diariamente y de forma global para el conjunto de las plantas, las existencias de GNL de cada usuario, calculadas como la media móvil de treinta días (incluyendo el día actual). Se entenderá como el mismo usuario al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial*”. Asimismo, fija “*en quince veces la capacidad de regasificación contratada*” el límite de existencias por usuario, si bien recoge que “*para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a quince días de la capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se*

empleará este último valor como límite". El concepto "grupo empresarial" resulta fundamental a la hora de determinar cuál es el límite de existencias aplicable.

En fechas recientes, tuvieron entrada en la CNMC dos consultas interpretativas sobre el mismo. Así, el 8 de octubre de 2014 un comercializador solicitó criterio interpretativo sobre el concepto "grupo empresarial" contenido en el apartado 3.6.1 de la NGTS-3 incluida en la citada Orden ITC/3126/2005. Posteriormente, el 14 de octubre de 2014 un transportista sometía a consulta, en términos similares, la misma materia.

La interpretación del concepto "grupo empresarial" planteada por el comercializador, en síntesis, consistía en subsumir el concepto en las características del artículo 42 del Código de Comercio, al objeto de desligar las sociedades.

Pues bien, ambas consultas han sido recientemente analizadas y resueltas por la Sala de Supervisión regulatoria, en sesión de 27 de noviembre de 2014. La Sala ha realizado una interpretación teleológica del concepto "grupo empresarial" soportado en que: *"(...) el artículo 3.1 del Código Civil establece que "las normas se interpretarán según el sentido propio de sus palabras, en relación con el contexto, los antecedentes históricos y legislativos, y la realidad social del tiempo en que han de ser aplicadas, atendiendo fundamentalmente al espíritu y finalidad de aquellas". Dado que la finalidad última de la Norma es favorecer la libre competencia, se considera que debe hacerse una interpretación teleológica del concepto "grupo empresarial" acorde con el fin que persigue la Norma y, por lo tanto, basada en la lógica de lograr una mayor competencia que favorezca al consumidor final. En consecuencia, empresas independientes entre sí pero controladas por un tercero, deben ser consideradas como un único usuario a efectos de la aplicación del apartado 3.6.1 de la NGTS-03."*

Las modificaciones introducidas vienen a reforzar la interpretación teleológica del apartado, en línea con lo aprobado por la Sala de Supervisión regulatoria. Sin embargo, la modificación sigue empleando el mismo concepto de "grupo empresarial" que ha generado la controversia canalizada a través de las consultas citadas del comercializador y el transportista.

Por ello, se propone la siguiente redacción al objeto de evitar la situación generada.

(...) "Se entenderá como un mismo usuario al conjunto de usuarios que se encuentre en alguno de los dos siguientes supuestos:

- a) Que pertenezca a un mismo grupo empresarial, en los términos regulados en el artículo 42 del Código de Comercio.*

- b) Que, aun siendo mercantiles jurídicamente independientes y con accionistas diferenciados, se integren en una estructura organizativa de un grupo con ámbito mercantil supranacional.”*

No obstante lo anterior, con la necesaria revisión de la regulación del acceso de terceros a la red, que esta Comisión considera fundamental, y así lo ha reiterado en los últimos años, deber realizarse la revisión de la forma en la que se conforman los servicios de las plantas de regasificación y también el “mecanismo de gestión de congestiones” en los tanques de las plantas que hoy se concreta en la NGTS 3.6.1.

Limitar la capacidad de almacenamiento a utilizar a los usuarios en el tanque en función de la capacidad de regasificación contratada, a un valor estático, sin tener en cuenta la situación concreta del mercado ha demostrado, en el pasado, inducir a una menor utilización de los tanques, y en el momento actual, no ha resultado suficiente para prevenir la congestión en los mismos. La solución planteada tampoco garantiza que no se puedan seguir produciendo situaciones de congestión, simplemente lo que se produce es un incremento de coste del gas almacenado, que en determinadas situaciones de mercado nacional o internacional puede disuadir a algunos agentes de almacenar en España.

A medio plazo se considera que se deberían de analizar más detenidamente y con todo el sector, posibles soluciones alternativas para facilitar y maximizar el uso de la capacidad de almacenamiento de GNL disponible en el sistema español, pero estableciendo al mismo tiempo medidas adecuadas que eviten situaciones de congestión o demoras en las descargas y cargas de buques.

Existen alternativas al mecanismo propuesto, para solucionar las congestiones, sin encarecer el almacenamiento salvo en situaciones de congestión:

- Podrían suprimirse los derechos de capacidad de 300 GWh, elevando el rango general de 15 a 20 días por ejemplo, haciendo más gradual los recargos respecto a la energía que superen los derechos de capacidad. O podrían aumentarse el número de días de derecho de almacenamiento disminuyendo los 300 GWh.
- Conjuntamente con una nueva regulación del acceso, podría suprimirse totalmente la excepción, creando un mecanismo de gestión de congestiones alternativo, de forma que cualquier usuario pueda almacenar la cantidad que quiera en el tanque, pagando los correspondientes cánones, salvo cuando el GTS prevea que se va a producir un problema de congestión. Entonces debería convocar el procedimiento para garantizar el programa de descargas y cargas. Estas medidas idealmente deberían reflejar, en los costes de los servicios, la situación del mercado.

Finalmente indicar que de mantenerse la redacción de la propuesta de la Orden, se considera adecuado que la entrada en vigor de la nueva redacción de la NGTS

3.6.1 no se produzca el 1 de enero de 2015, pero sería suficiente el plazo de un mes para la adaptación de los contratos, por lo que se propone que su entrada en vigor sea el 1 de febrero de 2015.

En cualquier caso, y tal y como se señaló en informes anteriores, se considera que las penalizaciones aplicables al canon de almacenamiento de GNL, al igual que las penalizaciones aplicables a otros peajes y cánones, forman parte de la metodología de asignación que esta Comisión está desarrollando en aplicación de lo establecido en la Ley 3/2013.

5.10. Disposición final segunda. Modificación del anexo V de la Orden IET 2446/2013

Esta disposición establece que la autorización de cambio en la presión autorizada a una instalación, no supondrá modificación en la retribución de la misma.

Esta Comisión considera que la autorización de cambio de presión de funcionamiento de una instalación puede implicar cambio en las capacidades de la misma, siendo este uno de los requisitos que justifican la modificación de la retribución, tal y como establece el artículo 17.3 del real Decreto 949/2001. En consecuencia, se propone la eliminación de esta Disposición.

5.11. Armonización de las solicitudes de información relacionadas con las previsiones de la CNMC de demanda, ingresos y retribución

Esta Comisión tiene que dar cumplimiento a diversos mandatos relacionados con la determinación de los peajes y cánones, demanda y retribución de las actividades reguladas.

En particular, los artículos 63 y 64 de la Ley 18/2014²⁷, de 15 de octubre, establecen que, antes del 1 de octubre de cada año, la CNMC remitirá al MINETUR una propuesta de la retribución para cada una de las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, almacenamiento básico de gas natural, y de distribución, junto con la de todos aquellos parámetros de los Anexo X y XI que resulten necesarios para el cálculo de ésta.

Por su parte, el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002²⁸, de 28 de octubre, establece que la CNMC debe remitir antes del 1 de noviembre de cada año un

²⁷ Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

²⁸ Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de la retribución de las actividades reguladas del sector gas natural y de las

informe en el que se determine las desviaciones previstas entre los ingresos netos liquidables y las retribuciones acreditadas por la aplicación del procedimiento de liquidaciones para el ejercicio en curso.

Por otra parte, el apartado 2 de la disposición adicional segunda del Real Decreto 326/2008²⁹, de 29 de febrero, establece que la CNMC debe remitir, antes del 15 de noviembre de cada año, las retribuciones para el año siguiente, correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución, desglosadas por compañía y concepto retributivo.

Dicha disposición adicional establece igualmente, que las empresas sometidas al procedimiento de liquidaciones deberán remitir al GTS y a la CNMC, antes del 1 de octubre de cada año los datos relativos a la previsión de demanda de cierre del ejercicio así como las del año siguiente. Asimismo, establece que el Gestor Técnico del Sistema deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía (actualmente CNMC), antes del día 1 de noviembre de cada año, los datos de demanda recibidos de las empresas debidamente integrados para el conjunto del sector.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que en cumplimiento del artículo 19 de la Orden IET/2446/2013 el OS y el GTS deben remitir las previsiones de la demanda eléctrica, antes del 31 del mes de octubre de cada año.

Asimismo, la Disposición adicional undécima de la Orden ITC/3520/2009³⁰, de 28 de diciembre, establece que, antes del 1 de diciembre de cada año, la Comisión remitirá una previsión de facturación para el año siguiente a los efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso del gas natural.

Finalmente, señalar que de acuerdo con los Protocolos de Detalle PD-07 "*Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte*" y PD-08 "*Programaciones y nominaciones de consumos en redes Distribución*", el GTS tiene de plazo para la comunicación del programa anual definitivo del año siguiente y respuesta de viabilidad a los operadores de instalaciones y usuarios

cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas

²⁹ Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

³⁰ Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista

entre el 15 y el 22 de noviembre del año en curso.

Por tanto, esta Comisión debe remitir antes del 1 de octubre de cada año, una previsión de retribución de las empresas distribuidoras, para la que necesita realizar una previsión de demanda, si bien de acuerdo con la normativa vigente no dispone de las previsiones remitidas por los agentes hasta dicho día, de la previsión de la demanda eléctrica hasta el 31 de octubre y de la previsión de la demanda del GTS hasta el 1 de noviembre. Todo ello, sin haberse cerrado el programa anual del año siguiente por el GTS.

Esto es, se observa que no existe coherencia en los plazos establecidos en la diferente normativa para establecer los diferentes elementos que configuran un ejercicio tarifario, y que por definición se encuentran altamente interrelacionados.

En particular, se debería disponer de las previsiones de demanda realizadas, por las empresas sujetas al procedimiento de liquidaciones, por el GTS y de la demanda eléctrica por parte del GTS y del OS, con anterioridad a la elaboración, por parte de esta Comisión, del escenario de demanda y de la propuesta retributiva por parte de esta Comisión.

En consecuencia, esta Comisión propone modificar la normativa anteriormente referida, a través de los correspondientes instrumentos legales, al objeto de poder elaborar un ejercicio tarifario coherente.

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.

VºBº La Presidenta de la Sala de Supervisión Regulatoria
María Fernández Pérez

ANEXO I INFORME PREVISIONES DE DEMANDA, INGRESOS Y COSTES EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2014 Y 2015

ANEXO II ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

