



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 40/2011 DE LA CNE SOBRE  
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA  
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES  
Y CÁNONES ASOCIADOS AL  
ACCESO DE TERCEROS A LAS  
INSTALACIONES GASISTAS Y LA  
RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES  
REGULADAS DEL SECTOR GASISTA  
PARA EL AÑO 2012**

28 de diciembre de 2011

## ÍNDICE

0	RESUMEN Y CONCLUSIONES .....	3
1	INTRODUCCIÓN .....	6
2	ANTECEDENTES .....	7
3	ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2012.....	9
4	COMENTARIOS A LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN ..	14
4.1	Valoración general de la Propuesta de peajes y cánones.....	14
4.2	Peajes grupo 2.bis.....	22
4.3	Peajes aplicables a usuarios conectados a planta satélite.....	23
4.4	Peaje temporal para usuarios de materia prima.....	24
4.5	Periodicidad en la revisión de los peajes y cánones .....	25
5	COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN.....	26
5.1	Consideraciones generales.....	26
5.2	Sobre los parámetros necesarios en las metodologías vigentes de cálculo de la retribución .....	28
5.3	Sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de o&m de las actividades reguladas .....	29
5.4	Sobre la retribución reconocida del sector gasista para 2012 considerada en la propuesta de orden.....	30
5.5	Sobre cantidades pendientes de incluir en el régimen retributivo .....	46
5.6	Consideraciones sobre los artículos de la propuesta Orden ministerial que regulan aspectos retributivos de las actividades reguladas del sector gasista .....	47
6	OTRAS CONSIDERACIONES .....	48
6.1	Modificación Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural .....	48

## **INFORME 40/2011 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS Y LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA PARA EL AÑO 2011**

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 28 de diciembre de 2011, ha acordado emitir el siguiente

### **INFORME**

#### **0 RESUMEN Y CONCLUSIONES**

##### **1. Previsiones de demanda de gas natural para el ejercicio 2012**

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé que la demanda de gas natural para 2012 alcance los 376 TWh, de los cuales 276 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 101 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone un incremento del 4,1% y una reducción del 13,7%, respectivamente, sobre la demanda prevista para el cierre de 2011 por el GTS.

En pasado 1 de diciembre fue remitido al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, actualmente Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MIET), el *Informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2012* elaborado por esta Comisión en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, y remitido al MIET el pasado 1 de diciembre (Véase Anexo I).

Esta Comisión indicó en el informe remitido al MIET el elevado grado de incertidumbre existente sobre la evolución de la demanda de gas natural para 2012, derivada de la evolución de la actividad económica<sup>1</sup>, puesto de manifiesto por las diferencias en las previsiones sobre la evolución futura de la demanda de los agentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión se remite al escenario de demanda de gas natural enviado al MIET, y recomienda especial prudencia en la elección del escenario de demanda de gas convencional que finalmente se utilice en la determinación de los peajes y cánones para el año 2012, con el objeto de garantizar la suficiencia de los mismos y minimizar el impacto de un déficit en la liquidación de las actividades reguladas del sector gasista.

Asimismo, tal y como se indicó en el informe remitido al MIET, se señala la necesidad puesta de manifiesto en el informe 40/2010<sup>2</sup> de disponer de un único documento conjunto sobre la previsión

---

<sup>1</sup> De acuerdo con el Panel de Previsiones de la Economía Española correspondiente a noviembre de 2011, de los 18 organismos analizados, 13 han modificado a la baja sus previsiones de crecimiento del PIB sobre el panel anterior, mientras que cinco de ellos avanzan tasas de crecimiento negativas del PIB para 2012.

<sup>2</sup> Informe 40/2010 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2011

del consumo de gas por parte de los ciclos combinados por parte de los dos operadores (operador del Sistema y Gestor Técnico del Sistema), dado que el gran número de escenarios y supuestos diversos empleados por ambos agentes, dificulta la estimación de facturación, basada en los escenarios más probables de demanda para la determinación de peajes y cánones. El informe conjunto se elaborará a partir de las previsiones que el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Sistema realicen en el ámbito de sus competencias. En particular, el GTS proporcionará al OS los escenarios probables de precios y demanda térmica y el OS realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por cada tecnología de producción teniendo en cuenta la información de precios prevista por el GTS para la demanda térmica.

Por último, se considera fundamental, que en la información que acompaña a la propuesta de Orden se incluyan todas las variables de facturación implicadas en la determinación de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento

## **2. Aspectos retributivos contenidos en la propuesta de Orden**

La retribución reconocida de las actividades reguladas del gas natural para el año 2012, indicada en la Propuesta del MIET no es suficiente para cubrir los derechos de cobro que se devengan en 2012 junto con el desvío para el año 2011 más la retribución reconocida a las instalaciones actualmente en servicio. Como causa principal de esta insuficiencia cabe destacar que la Propuesta del MIET no ha incluido el déficit previsto en 2011.

Asimismo, la retribución reconocida de la Propuesta del MIET tampoco alcanzarían a cubrir los derechos de cobro que se devengarían por las instalaciones que están previstas poner en servicio a lo largo del 2012, y en avanzado estado de construcción, tales como los AASS de Yela y Castor, ni tampoco permitiría que se cubrieran, aunque fuera parcialmente, las cantidades pendientes de reconocimiento de pago devengadas por las instalaciones en años anteriores al año 2012.

Por tanto, de mantenerse inalterada la retribución reconocida para 2012 de la Propuesta del MIET para la determinación de los peajes, el desvío en el año 2012 entre los ingresos liquidables y los costes liquidables previstos por esta Comisión aumentaría significativamente por encima del valor actual

Este hecho puede significar en el año 2012 la consolidación en el sector del gas natural de un déficit que se podría calificar de estructural, lo que constituye un motivo de especial preocupación para la estabilidad del sistema retributivo.

La Propuesta del MIET, en líneas generales, recoge para los valores de retribución a publicar en la ITC de las Actividades de Transporte, Regasificación, Almacenamiento Subterráneo y GTS, valores similares a los propuestos por la CNE. Sin embargo, la Propuesta del MIET para la actividad de distribución recoge un escenario de demanda distinto y superior al considerado por la CNE lo que genera en la propuesta del MIET una mayor retribución para la actividad de distribución que la considerada en la propuesta de la CNE.

En relación con el déficit estimado por la CNE para 2011 de 229,5 M€, la Propuesta no debería ignorar dicha cantidad, que responde a un procedimiento tasado según determina el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002. Cabe recordar que el artículo 26.1,d del Real Decreto 949/2001 establece que para la determinación de los peajes y cánones del año se tendrán en cuenta las desviaciones resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

Sobre la actividad de transporte, esta Comisión ha observado que el MIET ha omitido la actualización de la Retribución Provisional Reconocida mediante Resolución asociada a instalaciones puestas en marcha antes de 2008; esta retribución corresponde a las estaciones de compresión de ENAGAS por la cantidad de 29.276.431,10 €

Sobre la actividad de distribución se debe señalar la dificultad encontrada para replicar los cálculos de la retribución de la distribución recogidos en la Propuesta.

Sobre el ajuste que la Propuesta realiza por 588.031 € en la retribución de distribución a la compañía Gas Directo, se recomienda que se efectúen las comprobaciones previas oportunas ante la posibilidad de que se estuvieran imputando incorrectamente por Gas Directo en los años 2004 a 2010 cantidades de GNL para el suministro a consumidores finales, como cantidades de gas natural canalizado suministrado a presión de menos de 4 bar para el cálculo de la retribución de distribución.

### **3. Suficiencia de ingresos**

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes ascienden a 2.966,71 M€, siendo, por tanto, necesario un incremento de los peajes y cánones del 4%, en línea con las variaciones de peajes y cánones contenidas en la Propuesta de Orden, por lo que se podría considerar que los mismos son suficientes para cubrir los costes de acceso previstos en la Memoria.

Sin embargo, si se consideran los mismos costes de la Propuesta de Orden conjuntamente a las previsiones de demanda y a las hipótesis de facturación de esta Comisión, se estima que, con el aumento propuesto de peajes y cánones propuesto, existiría un déficit de las actividades reguladas para 2012. Dicho déficit será aun superior si se incluyen los costes de actividades reguladas calculados y actualizados por esta Comisión.

Esta Comisión considera necesario revisar en profundidad los costes de las actividades reguladas y establecer los ajustes necesarios en los peajes y cánones, a efectos de lograr la suficiencia tarifaria y no acumular déficit.

### **4. Asignación de costes frente a la propuesta de subida lineal de los peajes y cánones**

Se hace necesario el establecimiento de los peajes y cánones de gas natural de acuerdo con una metodología de asignación de costes en los términos expresados por la CNE en *su Informe 19/2011 de la CNE sobre el anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos*, y teniendo en cuenta, en todo caso, los objetivos del *gas target model* y las directrices que se establezcan en relación con los peajes de acceso en el ámbito europeo.

Los principios que deberían guiar la citada metodología de asignación de costes son los de suficiencia, eficiencia, aditividad y transparencia, de forma que se eviten subsidios cruzados entre actividades y colectivos de consumidores.

Se hace necesario proporcionar señales en los peajes de 2012, de cara a alinear peajes y costes subyacentes, evitando un incremento uniforme de todos los peajes y cánones.

En particular se formulan las siguientes consideraciones:

- 1º No aplicación de variaciones homotéticas en todos los peajes.
- 2º Aumentos superiores al incremento medio en los peajes de regasificación.
- 3º Mantenimiento del canon de almacenamiento subterráneo de la Orden ITC/3354/2010.
- 4º Establecer peajes separados para las actividades de transporte y de distribución.
- 5º Aumentos superiores al incremento medio en el término de reserva de capacidad.

### **5. Otras Consideraciones**

- *Peaje temporal de materia prima*

La propuesta de Orden elimina el carácter transitorio del peaje temporal de materia prima, por lo que se entiende que dicho peaje podría continuar vigente indefinidamente, sin aportar justificación alguna ni en la propia propuesta de Orden ni en la información que lo acompaña.

Adicionalmente, esta Comisión, como ya se ha puesto de manifiesto reiteradamente en informes tarifarios anteriores, considera necesaria la supresión del peaje temporal de materia prima, en la medida en que todos los suministros deben sufragar los costes que un suministro hace incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.

Según el escenario de demanda e ingresos de la CNE, la aplicación del peaje de materia prima supone una reducción de los ingresos, en términos anuales, de 17,4 millones de euros sobre la alternativa de facturar el consumo previsto para dichos consumidores a los peajes generales.

– *Revisiones trimestrales de los peajes y cánones*

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 949/2001, la revisión, en el momento que se produzca, deberá ser adecuadamente justificada, esto es, se deberán señalar las causas que, con impacto en el sistema gasista, aconsejan su revisión. A este respecto caben las mismas consideraciones que las realizadas por esta Comisión en sus informes 37/2008, 34/2009 y 40/2010 sobre la revisión de los peajes y cánones con periodicidad inferior al año.

En particular, se señala que: (1) el plazo de revisión de los peajes y cánones debería ser un elemento de la correspondiente metodología de peajes y cánones y (2) que las modificaciones con periodicidad inferior a la establecida con carácter general deberían tener carácter excepcional y estar contempladas en dicha metodología. En consecuencia, esta Comisión propone la supresión de la Disposición final primera de la propuesta de Orden informada e insiste en la importancia de establecer peajes anuales suficientes.

– *Peajes 2.2 bis y 2.3 bis*

Se han detectado erratas en el procedimiento de cálculo utilizado. En particular, según los cálculos de la CNE, los incrementos a aplicar a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis son del 20,7% y del 20,4%, respectivamente, sobre los establecidos en la Orden ITC/3354/2010, inferiores a los considerados en la propuesta de Orden (32,4% y un 44,5%, respectivamente).

– *Peajes aplicados a los consumidores conectados a las plantas satélites*

En relación con los peajes aplicados a los consumidores conectados a las plantas satélites, esta Comisión se reitera en las consideraciones realizadas en el informe sobre la Propuesta de orden ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

Adicionalmente, se advierte de que sería necesaria la actualización del término Dm y del coeficiente a aplicar al término de conducción, teniendo en cuenta las variables previstas para el ejercicio 2012 y no mantener las establecidas en la Orden ITC/3128/2011, correspondientes al ejercicio 2011.

## 1 INTRODUCCIÓN

El día 20 de diciembre de 2011 se recibió, en la Comisión Nacional de Energía, 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 2012, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función antes citada, se

emita el correspondiente informe preceptivo. Dicha documentación fue remitida el mismo día al Consejo Consultivo de Hidrocarburos para alegaciones.

Se considera que la propuesta normativa debería haberse trasladado con mayor antelación a esta Comisión para informe preceptivo y a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos para la tramitación correspondiente.

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

## 2 ANTECEDENTES

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, modifica la redacción del artículo 92 de la Ley 34/1998 sobre los criterios para determinación de peajes y cánones. Este artículo establece que los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos. En particular, en el caso de los suministros realizados desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros.

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.

Asimismo, en los apartados 1 y 3 del artículo 26 del Real Decreto 949/2001 se describen los conceptos de coste recogidos en los diferentes peajes y cánones de gas natural. Dichos costes son los de conducción (regasificación, transporte, distribución y almacenamiento), la tasa de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cuota del Gestor Técnico del Sistema (GTS) y las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

La Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución, suministro a tarifa y el coste de compra venta de gas, la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de regasificación y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo, modificaron sustancialmente el sistema de retribución para las actividades de regasificación y almacenamiento hasta entonces aplicado.

La Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, y la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, aprobaron las retribuciones de las instalaciones de regasificación y almacenamiento subterráneo de la red básica, determinando los valores de los costes de explotación fijos y variables, junto con las fórmulas de actualización para años sucesivos.

Por otra parte, el 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, reguló un nuevo sistema de retribución de la actividad de transporte de gas natural para estas instalaciones. En particular, su artículo 6 dispone que se devengará una retribución a cuenta a partir del 1 de enero posterior a la fecha de puesta en servicio de las instalaciones.

El Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, especificó el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, estableció los precios que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y las medidas a aplicar por las empresas distribuidoras y comercializadoras para que el traspaso al suministro de último recurso sea compatible con el fomento de la competencia.

El Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, introdujo diversas modificaciones sobre el Real Decreto 1434/2002.

La Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural introdujo diversas modificaciones sobre el procedimiento de imputación de los peajes y cánones en la TUR y sobre la determinación del coste de la materia prima.

La Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural, introdujo modificaciones sobre los coeficientes de mermas del sistema y sobre el procedimiento de cálculo de la retribución de las actividades reguladas.

La Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas estableció los peajes aplicables a partir del 1 de enero de 2011.

El Real Decreto 1088/2011, de 15 de julio, por el que se adaptan las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominadas «Marismas B-1», «Marismas C-2» y «Marismas A» a una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de gas natural, adaptó dichas concesiones de explotación para permitir a la sociedad Gas Natural Almacenamientos Andalucía, S.A. el desarrollo de la actividad de almacenamiento subterráneo de gas natural

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades regulada, introdujo diversas modificaciones en la determinación de diferentes aspectos relativos al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la aplicación de los peajes y cánones en vigor, la retribución de las actividades reguladas de las actividades gasistas y la actualización de la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de gas natural de carácter estratégico.

Por último, el pasado 1 de diciembre de 2011 fueron aprobados por el Consejo de Administración de la CNE sendos informes, en los que se incluye la previsión de demanda e ingresos para 2012 y la propuesta de retribución de las actividades reguladas para dicho ejercicio.

### 3 ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2012

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, se prevé que la demanda de gas natural para 2012 alcance los 376 TWh, de los cuales 276 TWh corresponden a la demanda convencional de gas natural y 101 TWh a la demanda de gas natural de las centrales de generación eléctrica de ciclo combinado, lo que supone un incremento del 4,1% y una reducción del 13,7%, respectivamente, sobre la demanda prevista para el cierre de 2011 por el GTS (véase Cuadro 1).

**Cuadro 1. Demanda considerada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden para el cierre de 2011 y 2012, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica**

	GWh			Tasa de variación %/ año anterior		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
	REAL	GTS	MIET			
Convencional	265.081	264.747	275.587	10,0%	-0,1%	4,1%
Sector Eléctrico	135.612	117.136	101.114	-15,7%	-13,6%	-13,7%
<b>TOTAL</b>	<b>400.692</b>	<b>381.883</b>	<b>376.701</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-4,7%</b>	<b>-1,4%</b>

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En la información que acompaña a la propuesta de Orden se indica que el escenario de demanda previsto para 2012 se ha confeccionado considerando como mejor previsión de la generación eléctrica peninsular el escenario remitido por el GTS (98.975 GWh) y como mejor previsión de la generación eléctrica en Baleares el escenario remitido por el OS (2.139 GWh). Adicionalmente, se señala que como mejor previsión de la demanda convencional se ha considerado la información aportada por las empresas distribuidoras y transportistas.

En el Cuadro 2 se comparan las previsiones de demanda de la propuesta de Orden y las contenidas en el *Informe sobre las previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2012* elaborado por esta Comisión en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, y remitido al MIET el pasado 1 de diciembre (Véase Anexo I). Se observa que la diferencia principal entre el escenario considerado en la propuesta de Orden y el escenario incluido en el informe de la CNE se debe a la previsión de la demanda convencional. Así, mientras que la demanda convencional considerada en la propuesta de Orden supera en 6.319 GWh a la prevista por esta Comisión, la demanda destinada a generación eléctrica es 813 GWh inferior.

**Cuadro 2. Escenario de demanda previsto para 2012, desglosado entre demanda convencional y demanda destinada a generación eléctrica. MIET vs CNE.**

	2011 (GTS)	2012		Tasa de variación 2012 vs 2011	
		Propuesta de Orden	CNE	Propuesta de Orden	CNE
<i>Demanda convencional</i>	264.747	275.587	269.268	4,1%	1,7%
<i>Demanda destinada a generación Eléctrica</i>	117.136	101.114	101.927	-13,7%	-13,0%
<b>TOTAL T &amp; D</b>	<b>381.883</b>	<b>376.701</b>	<b>371.195</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-2,8%</b>

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

En relación con la composición por grupo tarifario, se observa que la demanda de la propuesta de Orden de los grupos 2 y 3 supera en un 4,8% (6.597 GWh) y 4,3% (2.986 GWh), respectivamente, a la estimada por esta Comisión (6.597 GWh), mientras que la demanda de los grupos 1 e interrumpible son inferiores en un 0,4% (-591 GWh) y un 23% (-2.846 GWh), respectivamente, a la prevista por la CNE (véase Cuadro 3).

**Cuadro 3. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2012, por el MIET y por la CNE.**

	Propuesta de Orden				CNE			
	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)
<i>Grupo 1</i>	139.997	88	849.936	45%	140.588	89	941.961	41%
<i>Grupo 2</i>	144.379	4.135	536.017	74%	138.422	4.214	624.982	61%
Firme	143.027	3.650	530.623	74%	136.430	3.640	615.051	61%
Art. 9 ECO/32/2004	1.353	485	5.394	69%	1.992	575	9.931	55%
<i>Grupo 3</i>	71.697	7.440.364	497.662	39%	68.711	7.374.795	515.960	36%
<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	9.513	5	92.542	28%	12.359	10	114.964	29%
<b>Total T&amp;D</b>	<b>365.587</b>	<b>7.444.592</b>	<b>1.976.157</b>	<b>51%</b>	<b>360.080</b>	<b>7.379.108</b>	<b>2.197.867</b>	<b>45%</b>
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	11.114				11.114			
<b>Total Demanda</b>	<b>376.701</b>				<b>371.195</b>			

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

En el Cuadro 4 se compara la demanda prevista para 2012 de la propuesta de Orden con la del resto de agentes (GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNE). La demanda de la propuesta de Orden para el grupo 2 (firme) y para el Grupo 3 es superior a la prevista por el GTS y CNE y similar a la prevista por las empresas distribuidoras, mientras que la demanda prevista para el Grupo 1, debido fundamentalmente a la generación eléctrica, y el grupo interrumpible es inferior a las previsiones de todos los agentes.

**Cuadro 4. Escenario de demanda previsto para 2012 en la propuesta de Orden, por el GTS, por la empresas transportistas y distribuidoras y por la CNE es su informe de 1 de diciembre de 2011. (En GWh).**

	Propuesta de Orden	CNE	GTS	Empresas	Diferencias del Escenario considerado en la Propuesta de Orden sobre		
					CNE	GTS	Empresas
<b>Grupo 1</b>	139.997	140.588	142.399	159.368	-591	-2.402	-19.371
<b>Grupo 2</b>	144.379	138.422	143.467	145.239	5.957	912	-859
Firme	143.027	136.430	142.114	143.186	6.597	913	-159
Art. 9 ECO/32/2004	1.353	1.992	1.353	2.053	-640	0	-700
<b>Grupo 3</b>	71.697	68.711	69.311	71.707	2.986	2.386	-10
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>	9.513	12.359	9.735	14.589	-2.846	-222	-5.076
<b>Total T&amp;D</b>	<b>365.587</b>	<b>360.080</b>	<b>364.912</b>	<b>390.904</b>	<b>5.506</b>	<b>675</b>	<b>0</b>
<b>Suministro GNL directo a cliente final</b>	<b>11.114</b>	<b>11.114</b>	<b>11.731</b>	<b>11.114</b>	<b>0</b>	<b>-617</b>	<b>0</b>
<b>Total Demanda</b>	<b>376.701</b>	<b>371.195</b>	<b>376.643</b>	<b>402.018</b>	<b>5.506</b>	<b>58</b>	<b>0</b>

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden, GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNE

Esta Comisión indicó en el informe remitido al MIET el elevado grado de incertidumbre existente sobre la evolución de la demanda de gas natural para 2012, derivada de la evolución de la actividad económica<sup>3</sup>, puesto de manifiesto por las diferencias en las previsiones sobre la evolución futura de la demanda de los agentes.

Teniendo en cuenta lo anterior, esta Comisión se remite al escenario de demanda de gas natural enviado al MIET, y recomienda especial prudencia en la elección del escenario de demanda de gas convencional que finalmente se utilice en la determinación de los peajes y cánones para el año 2012, con el objeto de garantizar la suficiencia de los mismos y minimizar el impacto de un déficit en la liquidación de las actividades reguladas del sector gasista.

Asimismo, tal y como se indicó en el informe remitido al MIET, se señala la necesidad puesta de manifiesto en el informe 40/2010<sup>4</sup> de disponer de un único documento conjunto sobre la previsión del consumo de gas por parte de los ciclos combinados por parte de los dos operadores (operador del Sistema y Gestor Técnico del Sistema), dado que el gran número de escenarios y supuestos diversos empleados por ambos agentes, dificulta la estimación de facturación, basada en los escenarios más probables de demanda para la determinación de peajes y cánones. El informe conjunto se elaborará a partir de las previsiones que el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Sistema realicen en el ámbito de sus competencias. En particular, el GTS proporcionará al OS los escenarios probables de precios y demanda térmica y el OS realizará los escenarios de

<sup>3</sup> De acuerdo con el Panel de Previsiones de la Economía Española correspondiente a noviembre de 2011, de los 18 organismos analizados, 13 han modificado a la baja sus previsiones de crecimiento del PIB sobre el panel anterior, mientras que cinco de ellos avanzan tasas de crecimiento negativas del PIB para 2012.

<sup>4</sup> Informe 40/2010 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2011

cobertura de la demanda prevista por cada tecnología de producción teniendo en cuenta la información de precios prevista por el GTS para la demanda térmica.

En consecuencia, se propone la inclusión en la correspondiente propuesta de Orden de peajes de la siguiente disposición adicional:

“Antes del día 31 del mes de octubre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema Gasista y el Operador del Sistema Eléctrico remitirán a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de Energía un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.”

El Gestor Técnico del Sistema proporcionará al Operador del Sistema los escenarios probables de precios del gas natural y el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el GTS.”.

En relación con la previsión del nº de clientes y de la capacidad contratada para 2012, se constata que en la propuesta de Orden se ha considerado el nº de clientes y la capacidad contratada previstas por las empresas distribuidoras y transportistas para el 31 de diciembre de 2012. Esta Comisión señala que, al igual que en años anteriores, sería más adecuado considerar la semisuma de los datos a 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2012.

En relación con las previsiones de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, el pasado 2 de diciembre de 2012 el GTS remitió a esta Comisión actualización del escenario de demanda para 2012, con impacto en la previsión de funcionamiento de regasificación y almacenamiento subterráneo. En particular, el GTS ha modificado la previsión de las siguientes variables respecto de las consideradas por la CNE en su informe sobre las previsiones de demanda y facturación:

- Se ha reducido un 14% la previsión de demanda de exportaciones por las conexiones internacionales, desde los 13.331 GWh a los 11.480 GWh.
- Se ha reducido un 34% la previsión de la carga de buques de GNL en las instalaciones de regasificación desde los 10.827 GWh inicialmente previstos a 7.070 GWh.
- Se ha reducido un 1,2% la previsión de entrada de GN por las conexiones internacionales, desde los 144.157 GWh inicialmente previstos a 142.394 GWh.
- En relación con previsiones de uso de los almacenamientos subterráneos, se ha incrementado un 6% la previsión de inyección en los almacenamientos y se ha reducido un 37% la previsión de extracción.

Adicionalmente, la Disposición transitoria única de la propuesta de Orden prorroga la vigencia del peaje temporal de materia prima que de acuerdo con lo establecido en la Disposición transitoria única de la Orden ITC/3354/2010 finalizaba el 1 de enero de 2012, lo que hace necesario modificar las necesidades de regasificación<sup>5</sup>.

Como consecuencia de lo anterior, se ha actualizado la previsión de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2012 aplicando el

---

<sup>5</sup> El peaje temporal de materia prima 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, por lo que se ha procedido a actualizar las necesidades de regasificación, aplicando el procedimiento descrito en el informe de 1 de diciembre de 2012, excluyendo la demanda que se estima se acogerá en 2012 a dicho peaje temporal.

procedimiento descrito en el informe de 1 de diciembre de 2011. En el Cuadro 5 se compara la previsión de las variables de facturación de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo de la propuesta de Orden, el informe remitido el pasado 1 de diciembre y la previsión actualizada incluyendo las previsiones actualizadas remitidas por el GTS, y el impacto del peaje de materia prima.

**Cuadro 5. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2012. Propuesta de Orden vs CNE (a 1 de diciembre y actualizada a finales de diciembre).**

	Propuesta de Orden		Escenario CNE		Escenario CNE actualizado	
<b>Regasificación</b>	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados
	849.304	252.035	1.158.640	247.956	1.132.146	242.286
<b>Descarga de buques</b>	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques
	400	271.000	360	270.975	348	261.547
<b>Carga en cisternas</b>	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas
	n.d	12.669	47.167	12.165	46.821	12.165
<b>Trasvase de GNL a buques</b>	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques
	21	7.070	27	10.827	18	7.070
<b>Almacenamiento de GNL</b>	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)
	10,96	9.308.315	5,61	6.497.188	5,80	6.568.920
<b>Almacenamiento de GN</b>	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos
	n.d	n.d	31.850	37.469	31.850	31.349

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

En la información que acompaña a la propuesta de Orden no se detalla la previsión de caudal contratado para la actividad de regasificación, por lo que se ha calculado dividiendo la facturación prevista en la citada memoria (176,55 M€) entre el peaje de regasificación establecido en la Orden ITC/3354/2010 (1,7323 cent/(kWh/día)/mes, obteniéndose 849.304 MWh/día, inferior al previsto por esta Comisión para 2012 (1.132.146 (MWh/día)),

El factor de carga resultante para la actividad de regasificación de la propuesta de Orden, considerando el caudal contratado así obtenido es del 81%, valor muy superior al registrado en 2010 (58%) y durante los últimos 12 meses (septiembre 2010 – agosto 2011) (59%), de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, y al previsto por esta Comisión para 2012 (59%). Lo anterior explica que el caudal previsto por esta Comisión para

2012, de acuerdo a las consideraciones anteriores, sea un 33% superior al previsto por el Ministerio, si bien la previsión de regasificación en un 4% inferior.

En relación con la previsión de almacenamiento de GNL, en la propuesta de Orden se ha considerado como mejor previsión el valor previsto por el GTS para 2012 (9.308.315 (MWh/día)), lo que implica que el nº de días almacenado sobre la capacidad de regasificación previsto por el Ministerio es de 11 días. Cabe señalar que, dichos valores son muy superiores tanto a los registrados en 2010 (4,36 días), como a los registrados en los últimos 12 meses (septiembre 2010 – agosto 2011) (5,30 días), según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Cabe señalar que 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 consecuencia, se considera fundamental, que en la información que acompaña a la propuesta de Orden se incluyan todas las variables de facturación implicadas en la determinación de los peajes de la actividad de regasificación y almacenamiento

## **4 COMENTARIOS A LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN**

### **4.1 Valoración general de la Propuesta de peajes y cánones**

La Propuesta de Orden introduce un incremento homotético del 4,0% sobre los peajes establecidos en la Orden ITC/3354/2010, excepto para:

- El término variable del peaje de descarga de buques, que se incrementa un 3,2%.
- El canon de almacenamiento subterráneo, que se mantiene el valor establecido en la Orden ITC/3354/2010.
- El peaje 2.3bis y 2.4bis, para los que cuales se incrementan un 32,4% y un 44,5%, respectivamente, sobre los valores establecidos en la Orden ITC/3354/2010, consecuencia del proceso de convergencia aplicado a dichos peajes.

En el Anexo II del presente informe se incluyen los cuadros con las variaciones de los peajes y cánones sobre los establecidos en la Orden ITC/3354/2010.

#### **4.1.1 Suficiencia global de los peajes y cánones**

De acuerdo con la información que acompaña a la Propuesta de Orden, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes ascienden a 2.966,71 M€, siendo, por tanto, necesario un incremento de los peajes y cánones del 4%, en línea con las variaciones de peajes y cánones contenidas en la Propuesta de Orden, por lo que se podría considerar que los mismos son suficientes para cubrir los costes de acceso previstos en la Memoria, de acuerdo a las previsiones de demanda incluidas.

En el Cuadro 6 se comparan los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Orden ITC/3354/2010 al escenario de demanda previsto para 2012 por el MIET y la CNE actualizado. Se observa que las principales diferencias se concentran en los ingresos de la actividad de transporte y distribución, consecuencia de los diferentes escenarios de demanda considerados, y en el impacto de los peajes de corto plazo sobre los ingresos de las actividades reguladas. En particular, esta Comisión considera que el impacto de los peajes de corto plazo será de 74 M€,

mientras que la propuesta de Orden estima en 30 M€ la menor recaudación por peajes de corto plazo.

**Cuadro 6. Ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Orden ITC/3354/2010. Se considera la demanda prevista 2012 MIET vs CNE**

	Facturación (Millones de €)		Diferencias : MIET vs CNE	
	MIET	CNE	Miles de €	%
<b>I. Contratos de Largo Plazo</b>				
<b>(A). Actividad de Regasificación</b>	<b>331,1</b>	<b>353,0</b>	<b>- 21,9</b>	<b>-6,2%</b>
Peaje de descarga de buques	21,2	20,2	1,0	4,9%
Peaje de carga en cisternas	12,6	16,1	- 3,6	-22,1%
Peaje de regasificación	202,6	234,8	- 32,2	-13,7%
Almacenamiento GNL	81,7	69,3	12,3	17,8%
Trasvase de GNL a buques	13,1	12,5	0,6	4,7%
<b>(B). Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>175,5</b>	<b>163,4</b>	<b>12,1</b>	<b>7,4%</b>
<b>(C). Transporte y Distribución</b>	<b>2.449,8</b>	<b>2.383,6</b>	<b>66,2</b>	<b>2,8%</b>
Reserva de Capacidad	161,0	164,3	- 3,3	-2,0%
Término de conducción	2.288,8	2.219,3	69,5	3,1%
Grupo 1	343,0	318,4	24,6	7,7%
Grupo 2	357,6	366,0	- 8,4	-2,3%
Grupo 3	1.568,8	1.511,4	57,4	3,8%
Grupo 4 (interrumpible)	19,4	23,5	- 4,1	-17,6%
<b>(D). Total Ingresos por contratos Largo Plazo (A) + (B) + (C)</b>	<b>2.956,4</b>	<b>2.900,0</b>	<b>56,4</b>	<b>1,9%</b>
<b>II. Contratos de Corto Plazo</b>				
<b>(E). Impacto de peajes de Corto Plazo</b>	<b>- 30,0</b>	<b>- 74,7</b>	<b>44,7</b>	<b>-59,9%</b>
<b>(F). Total Ingresos (D) + (E)</b>	<b>2.926,4</b>	<b>2.825,2</b>	<b>101,2</b>	<b>3,6%</b>
<b>(G). Otros Ingresos</b>	<b>40,3</b>	<b>34,0</b>	<b>6,3</b>	<b>18,4%</b>
Peajes de Tránsito Internacional	23,1	29,4	- 6,4	-21,6%
Suministros directos GNL	10,2		10,2	
Venta de Condesados	5,0	4,6	0,4	9,4%
Desbalances	2,0		2,0	
<b>(H). Ingresos de actividades reguladas (F) + (G)</b>	<b>2.966,7</b>	<b>2.859,3</b>	<b>107,4</b>	<b>3,8%</b>
<b>(B). Costes de actividades reguladas</b>	<b>3.096,4</b>	<b>3.096,4</b>		
<b>(H) - (B)</b>	<b>- 129,7</b>	<b>- 237,1</b>		

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNE  
(B) Costes de actividades reguladas de la propuesta de Orden ambos escenarios (MIET y CNE).

Esta Comisión considera que la Memoria justificativa debería incluir las hipótesis utilizadas para determinar los ingresos previstos para 2012. En particular, se deberían indicar las hipótesis utilizadas para calcular el impacto de los peajes de corto plazo y los ingresos por reserva de capacidad.

Adicionalmente, de acuerdo con la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, se incluyen en los ingresos previstos para 2012 la cantidad de 10,19 M€ en concepto de facturación por GNL directo a cliente final. Esta Comisión, como ya ha reiterado en informes anteriores, considera que no se deberían incluir dichos ingresos, debido a que, por un parte, los consumidores suministrados a través de planta satélite no pagan el peaje de transporte y distribución, por utilizar la red de transporte o distribución sujeta al acceso de terceros a la red de suministros, y, por otra parte, la facturación de los peajes de carga en cisternas y descarga de buques incluye la demanda de dichos suministros.

En el Cuadro 7 se comparan los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Orden ITC/3354/2010 y de la Propuesta de Orden, a las variables de facturación previstas por la CNE actualizada con la última información remitida por el GTS y considerando la aplicación del peaje temporal de materia prima.

Se observa que, según el escenario de demanda previsto de la CNE, como consecuencia de las modificaciones introducidas en los peajes y cánones de la Propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2012 aumentarían un 4,3% respecto a los resultantes de aplicar los peajes y cánones vigentes (establecidos en la Orden ITC/3354/2010). Este aumento se explica por el incremento del 4,3% de los ingresos de la actividad de regasificación, del 4,6% los ingresos de transporte y distribución y del 3,5% de otros ingresos, así como por el mantenimiento de los ingresos en concepto de canon de almacenamiento subterráneo.

Según las previsiones de las variables de facturación de la CNE, los ingresos resultantes de aplicar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden (2.980,9 M€) no serían suficientes para cubrir los costes de 2012 previstos en la Memoria de la Propuesta de Orden (3.096,4 M€), en 115,5 M€, siendo necesario un incremento adicional para alcanzar la suficiencia en los peajes.

**Cuadro 7. Ingresos previstos para 2012 resultado de aplicar los peajes y cánones de la Propuesta de Orden y de la Orden ITC/3354/2010, a las variables de facturación previstas por la CNE.**

<b>Facturación (Miles de €)</b>			
	<b>Orden ITC/3354/2010</b>	<b>Propuesta OM 2012</b>	<b>Diferencias : Propuesta OM 2012 vs Orden ITC/3354/2010 (%)</b>
<b>(A). Actividad de Regasificación</b>	<b>341.652</b>	<b>356.435</b>	<b>4,3%</b>
<i>Peaje de descarga de buques</i>	20.227	20.953	3,6%
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	15.808	16.456	4,1%
<i>Peaje de regasificación</i>	223.791	233.906	4,5%
<i>Almacenamiento GNL</i>	69.309	72.095	4,0%
<i>Trasvase de GNL a buques</i>	12.518	13.024	4,0%
<b>(B). Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>163.375</b>	<b>163.375</b>	<b>0,0%</b>
<b>(C). Transporte y Distribución</b>	<b>2.320.216</b>	<b>2.425.887</b>	<b>4,6%</b>
<i>Reserva de Capacidad</i>	159.544	166.599	4,4%
<i>Término de conducción</i>	2.160.672	2.259.287	4,6%
<b>(D). Otros Ingresos</b>	<b>34.021</b>	<b>35.206</b>	<b>3,5%</b>
<i>Peajes de Transito Internacional</i>	29.450	30.635	4,0%
<i>Ingresos subastas</i>			
<i>Venta de Condesados</i>	4.571	4.571	0,0%
<i>Penalizaciones</i>			
<b>(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)</b>	<b>2.859.264</b>	<b>2.980.903</b>	<b>4,3%</b>
<b>(B). Costes de actividades reguladas</b>		<b>3.096.400</b>	
<b>(E) - (B)</b>		<b>- 115.497</b>	

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

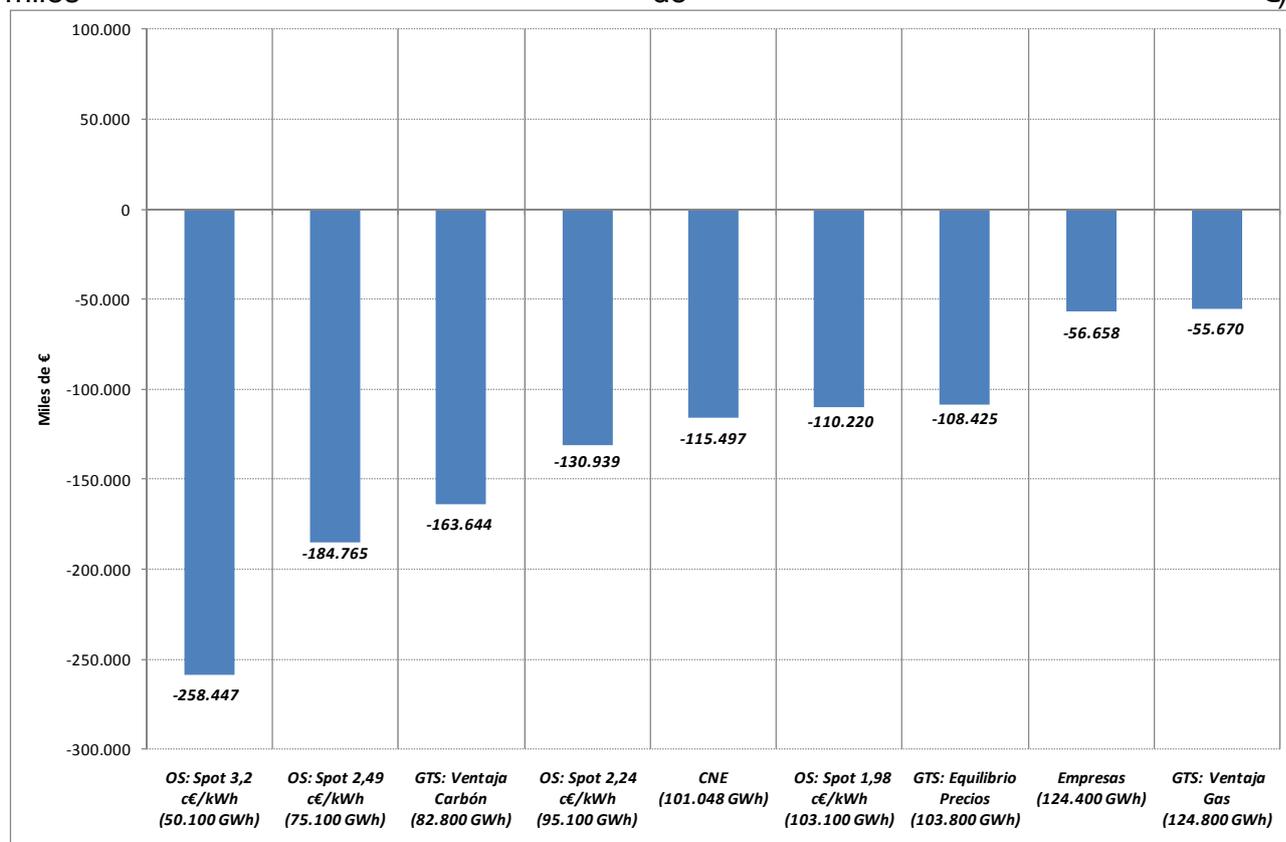
Finalmente, en caso de considerar tanto los ingresos previstos por la CNE (2.980,96M€), como los costes previstos por esta Comisión para 2012 según el criterio de caja (3.492,8 M€) como se señala en el epígrafe 5 del presente documento, el déficit de las actividades reguladas podría alcanzar los 511,9 M€, siendo necesario un incremento adicional en los peajes de la propuesta de Orden para alcanzar la suficiencia.

Se considera que la existencia de déficit de las actividades reguladas en 2012 dependerá de forma crítica del escenario de demanda considerado, por lo que se ha realizado dos escenarios de sensibilidad.

En primer lugar, se ha realizado un análisis de sensibilidad de los ingresos a la evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica. Para ello se han considerado los escenarios de funcionamiento de los ciclos combinados previstos por el GTS y por el OS, manteniendo la demanda convencional y las hipótesis de facturación de esta Comisión.

En el Gráfico 1 se presenta el déficit estimado en la liquidación de actividades reguladas para el ejercicio 2012 considerando los costes incluidos en la propuesta de Orden para cada uno de los escenarios de demanda de gas natural de los ciclos combinados previstos para 2012 por el GTS y el OS, con hidraulicidad media. Se observa que, en ninguno de los escenarios considerados los peajes y cánones propuestos sería suficientes para cubrir los costes considerados en la propuesta de Orden. En particular, dependiendo del escenario de demanda de ciclos combinados considerado, el déficit de las actividades reguladas se podría situar entre los 248 M€ y los 45 M€.

Gráfico 1. Déficit de las actividades reguladas en función de la demanda de ciclos combinados utilizando las hipótesis de facturación y demanda de la CNE. Año 2012. (En miles de €).



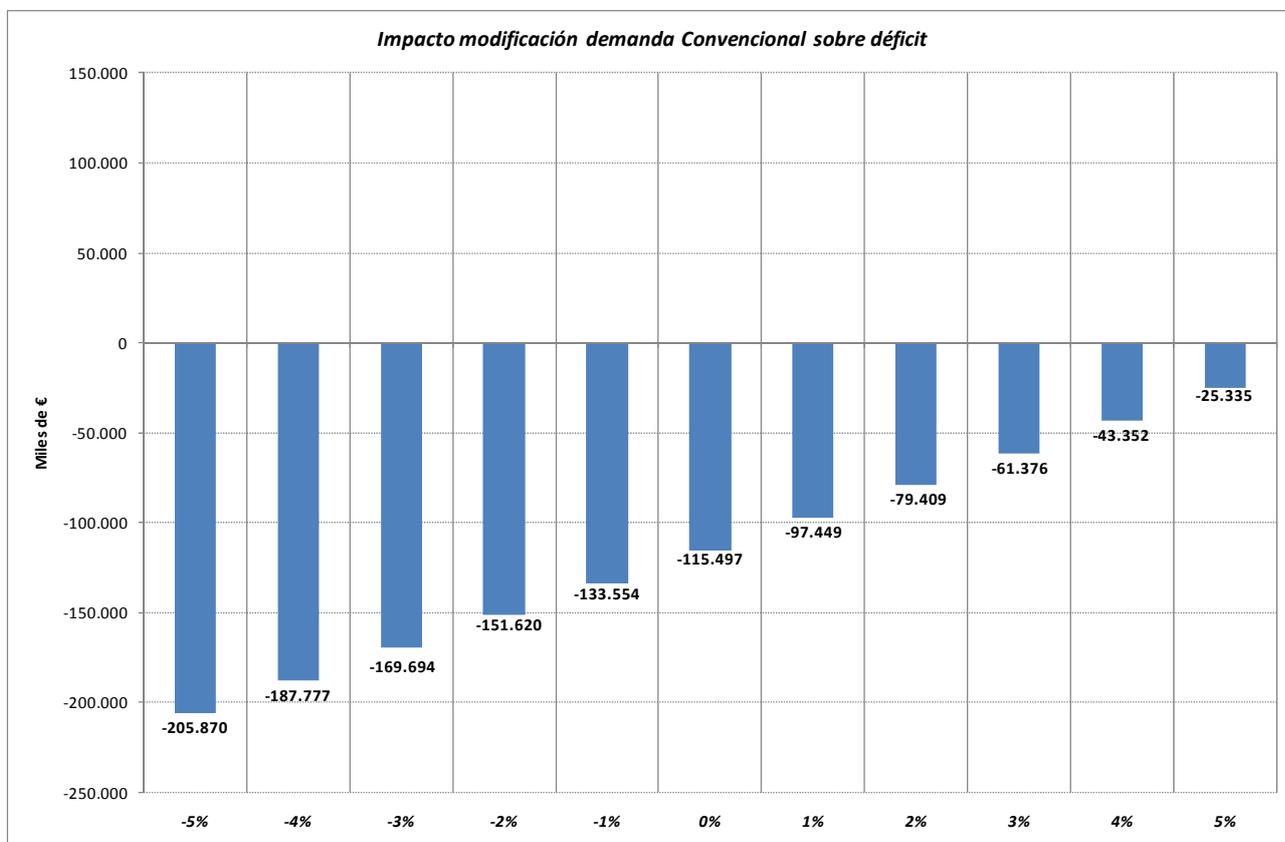
Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden, GTS y CNE.

Nota: En el Anexo III del informe se describen con mayor grado de detalle los escenarios considerados por el Operador del Sistema y el Gestor Técnico del Sistema.

En segundo lugar, se ha realizado un análisis de sensibilidad de los ingresos a la evolución de la demanda convencional, manteniendo la demanda destinada a la generación eléctrica, aplicando las hipótesis de facturación de esta Comisión.

En el Gráfico 2 se presenta el déficit estimado en la liquidación de actividades reguladas para el ejercicio 2012 en cada uno de los escenarios de demanda convencional analizados, considerando los costes incluidos en la propuesta de Orden. En el eje de abscisas se muestra el incremento aplicado a la demanda convencional prevista para 2012 sobre el escenario de esta Comisión actualizado con la última información disponible, que se sitúa entre +5% y -5%. Se observa que, con las hipótesis consideradas, para que los peajes y cánones de la Propuesta de Orden fueran suficientes para cubrir los costes previstos, la demanda convencional debería ser más de un 5% superior a la estimada por esta Comisión.

**Gráfico 2. Déficit de las actividades reguladas en función del incremento de la demanda convencional sobre el escenario previsto por la CNE para 2012 utilizando las hipótesis de facturación de la CNE. Millones de €**



Fuente: CNE.

Por todo lo anterior, se señala que incluso considerado escenarios de demanda mucho más expansivos que el considerado por esta Comisión, es altamente probable que los peajes y cánones considerados en la propuesta de Orden no sean suficientes para cubrir los ingresos y costes considerados en la propia Memoria.

En consecuencia, esta Comisión considera necesario revisar en profundidad los costes de las actividades reguladas y establecer los ajustes necesarios en los peajes y cánones, a efectos de lograr la suficiencia tarifaria y no acumular déficit.

#### 4.1.2 Asignación de costes por actividades para establecer los peajes y cánones

La Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE establece en su artículo 41, en relación con las tarifas, que la autoridad regulatoria tendrá, entre otras, la obligación de establecer o aprobar, de conformidad con criterios transparentes, las tarifas de transporte o distribución, o sus metodologías, velando porque no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro.

Por otra parte, el Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) 1775/2005, establece en el artículo 13 que las tarifas, o los métodos para calcularlas, deben ser transparentes, reflejar los

costes reales en que se haya incurrido, y fijarse de forma separada por cada punto de entrada y punto de salida de la red de transporte.

Adicionalmente cabe señalar que, en el 18ª Foro de Madrid, en septiembre de 2010, se instó a los reguladores europeos a iniciar un proceso para establecer el modelo de mercado de gas en Europa (más conocido como “*target model*”). El *target model* se concibe como un mercado competitivo de gas en Europa gracias a la interacción de sistemas entry-exit, es decir, grandes zonas de balance que constituyen hubs virtuales donde se puede realizar compra-venta de gas tanto en el propio hub como en sus entradas y salidas (incluyendo las de sistemas entry-exit adyacentes). Para desarrollar el *target model*, necesariamente, se deben implementar códigos de red similares en todos los sistemas *entry-exit*, en particular en lo referente a mecanismos de asignación de capacidad, balance, tarifas de transporte e interoperabilidad.

Si bien a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente la trasposición de la Directiva 2009/73/CE, se hace necesaria una metodología de asignación de costes a los peajes y cánones de acceso a terceros a las instalaciones gasistas, en los términos expresados por la CNE en su Informe 19/2011 de la CNE sobre el anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y teniendo en cuenta, en todo caso, los objetivos del *gas target model* y las directrices que se establezcan en relación con los peajes de acceso en el ámbito europeo.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y la preferencia recogida en el Reglamento (CE) nº 715/2009, la metodología de asignación del coste de la actividad de transporte deberá corresponder con un sistema de peajes entrada-salida, en la que se establezcan precios diferenciados por cada punto de entrada y de salida.

Los principios que guían la citada metodología de asignación de costes son los de suficiencia, eficiencia, aditividad y transparencia, de forma que se eviten subsidios cruzados entre actividades y colectivos de consumidores.

Se hace necesario proporcionar señales en los peajes de 2012, de cara a alinear peajes y costes subyacentes, evitando un incremento uniforme de todos los peajes y cánones. En este sentido, para asignar costes de forma eficiente es necesario desglosar los distintos componentes de coste y dentro de cada uno, diferenciar entre los distintos servicios que proporciona cada infraestructura gasista. De esta forma se determinan los peajes y cánones desagregados por cada servicio prestado, trasladando al consumidor los costes en los que incurre su suministro.

Por otra parte, en el sistema español existe un exceso de capacidad de regasificación y de capacidad de transporte según la información del GTS. La diferencia entre la capacidad máxima de las instalaciones, establecida en la planificación, y la realmente utilizada en el momento de máxima demanda podría considerarse como un coste relacionado con la seguridad de suministro y, en consecuencia, susceptible de ser imputado a todos los consumidores, a través del término de conducción, en tanto no se establezca un peaje diferenciado por este concepto.

La Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, permite el reconocimiento de retribución de los AA.SS antes de la puesta en marcha. Por lo tanto, se puede justificar, desde un punto de vista económico y hasta la entrada en funcionamiento de dicho AA.SS, que la citada retribución provisional es un coste fijo del sistema, ya incurrido, que no está relacionado con el uso de la instalación, por lo que podría tener sentido imputar, unan parte de dichos costes, a todos los consumidores.

A efectos de comparar los efectos de la aplicación de dichos criterios asignativos para calcular peajes, a continuación se analizan los costes de la propuesta de Orden y los ingresos por actividad que se obtienen de aplicar los peajes de la propuesta de Orden al escenario de

demanda previsto por la CNE actualizado según la última información disponible, bajo dos escenarios extremos: 1) considerando que cada componente de coste debe recuperarse por el peaje correspondiente y 2) considerando que una parte del coste de regasificación (el 25% de los costes de tanques y vaporizadores) y de almacenamientos subterráneos (la totalidad de la retribución de los AA.SS. que todavía no se han puesto en marcha) se recuperan a través del peaje de transporte, en tanto no existe un peaje específico en concepto de seguridad de suministro.

**Cuadro 8. Escenarios de asignación de los costes. Ingresos de acceso considerando que la totalidad debe recuperarse a través del peaje correspondiente (Escenario 1) y que parte de los costes (210 M€) pueden recuperarse a través de todos los consumidores en concepto de seguridad de suministro (Escenario 2)**

Actividad	Costes (Miles €)		Ingresos propuesta de Orden (Miles €)	Tasa de variación necesaria para recuperar costes (%)	
	Escenario de asignación 1	Escenario de asignación 2		Escenario de asignación 1	Escenario de asignación 2
Regasificación	509.937	384.651	<b>356.435</b>	43,1%	7,9%
Almacenamiento	189.889	96.807	<b>167.946</b>	13,1%	-42,4%
Transporte y Distribución (1)	2.396.577	2.606.575	<b>2.456.522</b>	-2,4%	6,1%
<b>Total</b>	<b>3.096.403</b>	<b>3.088.034</b>	<b>2.980.903</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,6%</b>

Fuente: Información que acompaña a la Propuesta de Orden y CNE.

(1) Incluye la retribución del Gestor Técnico del Sistema y la CNE.

Adicionalmente, los peajes de acceso a las redes vigentes cuentan con un peaje conjunto para los servicios de transporte y distribución, a pesar de que el sistema retributivo distinga claramente entre la retribución de la actividad de transporte y la actividad de distribución. Se considera necesario establecer peajes separados para las actividades de transporte y de distribución

Por último, en relación con el peaje de transporte y distribución, cabe señalar que a través del término de reserva de capacidad de la propuesta de Orden se obtienen 165 M€, según el escenario de previsión de demanda de esta Comisión, lo que representa el 19,5% de la retribución del transporte, mientras que según diferentes ejercicios de asignación de la retribución del transporte analizados se obtiene, que a través de los puntos de entrada al sistema, debiera recuperarse entre el 50% y el 60% del coste asignado. En el caso de considerar que una parte de la retribución del transporte pueda imputarse entre todos los consumidores en concepto de seguridad del suministro y que además se recupere a través de la entrada un 50% del coste de transporte) podrían recuperarse en torno a 340 M€ a través de los peajes de entrada al sistema.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se formulan las siguientes consideraciones:

- 1º No aplicación de variaciones homotéticas en todos los peajes.
- 2º Aumentos superiores al incremento medio en los peajes de regasificación.
- 3º Mantenimiento del canon de almacenamiento subterráneo de la Orden ITC/3354/2010, teniendo en cuenta el incremento de coste de dicha infraestructura, los resultados de la subasta de AA.SS. y que la tasa de variación de los peajes de almacenamiento varía considerablemente en función del escenario de asignación considerado.
- 4º Establecer peajes separados para las actividades de transporte y de distribución.
- 5º Aumentos superiores al incremento medio en el término de reserva de capacidad, con el objeto de incrementar el término de reserva de capacidad en mayor proporción que el término de conducción.

## **4.2 Peajes grupo 2.bis**

La propuesta de Orden establece un incremento de los peajes 2.3bis y 2.4bis de un 32,4% y un 44,5% sobre los establecidos en la Orden ITC/3354/2010, consecuencia del proceso de convergencia aplicado a dichos peajes.

En relación con el procedimiento aplicado en la memoria para calcular el incremento aplicable a dichos peajes, se advierte que: (1) en el cálculo del incremento se ha considerado la demanda de los grupos 2.2 y 2.3, en lugar de la demanda de los peajes 2.2 bis y 2.3 bis y (2) se han considerado como peajes de referencia los de la propuesta de Orden en lugar de los establecidos en la Orden ITC/3354/2011.

En consecuencia, se han calculado los peajes para este colectivo de consumidores con las siguientes hipótesis:

1. Se ha considerado la demanda prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para los peajes 2.2 bis y 2.3 bis, una vez corregidas las erratas detectadas por esta Comisión<sup>6</sup>, coherente con la demanda prevista en la propuesta de Orden según la Memoria que la acompaña.
2. El número de clientes y la capacidad contratada para dichas tarifas se corresponde con la semisuma de los valores previstos por las empresas a 31 de diciembre de 2011 y a 31 de diciembre de 2012, en lugar de considerar los previstos para el 31 de diciembre de 2012.
3. Se ha aplicado el procedimiento de convergencia establecido en la Orden ITC/3802/2008<sup>7</sup>, considerando los peajes de partida los de la Orden ITC/3354/2011.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se obtiene que los incrementos a aplicar a los peajes 2.2 bis y 2.3 bis son del 20,7% y del 20,4%, respectivamente, sobre los establecidos en la Orden ITC/3354/2010, inferiores a los considerados en la propuesta de Orden (32,4% y un 44,5%, respectivamente). (Véase Cuadro 9).

---

<sup>6</sup> Como se señaló en el informe remitido por esta Comisión el 1 de diciembre de 2011, una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión analizó la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia. En dicho análisis, se detectó que las previsiones remitidas por varias empresas transportistas y distribuidoras para los consumidores del grupo 2.bis eran erróneas, dado que el consumo por cliente previsto para 2012 para la tarifa 2.3bis era inferior al límite inferior del peaje, solicitándose a las empresas distribuidoras la corrección de la información aportada. Dicha información corregida no ha sido tenida en cuenta en la información que acompaña a la propuesta de Orden.

<sup>7</sup> La Orden ITC/3802/2008 establece que los peajes del grupo 2.bis convergerán de forma lineal con los correspondientes del grupo 3 en el periodo que finaliza el 1 de enero de 2015.

**Cuadro 9. Cálculo de los peajes 2.2 bis y 2.3 bis**

Tarifa/Peaje	Volumen	Previsión Empresas			Propuesta de Orden			Propuesta de Orden					Diferencia (%)	Incremento a aplicar	
		Volumen MWh	Clientes Nº	Capacidad contratada Qd (kWh/día)	Término fijo (€/Consumidor/mes)	Término fijo (€/kWh/día /mes)	Término variable (€/kWh)	Término fijo por consumidor €	Término fijo por capacidad €	Término variable €	Facturación total €	Precio medio (cent€/kWh)			
<b>Tarifas 2.bis</b>															
2.2.bis	<5.000	MWh	905.122	441	3.771.598		11,67	0,262100	0	5.281.745	2.372.326	7.654.071	0,846		
2.3.bis	<30.000		1.139.551	132	6.104.876		8,96	0,249200	0	6.563.963	2.839.761	9.403.724	0,825		
<b>Tarifa 3.4</b>															
3.4	≤ 30.000	MWh	905.122	441	3.771.598	74,41		1,152000	393.778	0	10.427.010	10.820.788	1,196	41,4%	20,7%
3.4	≤ 30.000		1.139.551	132	6.104.876	74,41		1,152000	117.419	0	13.127.626	13.245.045	1,162	40,8%	20,4%

Fuente: Empresas transportistas y distribuidoras y CNE.

### 4.3 Peajes aplicables a usuarios conectados a planta satélite

El artículo 92.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en su redacción dada por el punto treinta y tres del artículo único de la Ley 12/2007, de 2 de julio, sobre criterios para la determinación de peajes y cánones, establece que, en el caso de los suministros realizados desde una red de distribución alimentada desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros.

Teniendo en cuenta lo anterior, a partir de 2008 las sucesivas órdenes por las que se establecen los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas han establecido un coeficiente reductor del 0,8 aplicable al término de conducción del peaje de transporte y distribución para los usuarios suministrados mediante planta satélite.

Las sentencias del Tribunal Supremo de 21 de marzo, 28 de marzo y de 6 de mayo de 2011 declaran nulo el factor de 0,8 a aplicar al término de conducción de los consumidores suministrados mediante planta satélite establecido en las órdenes ITC/3863/2007, ITC/3802/2008 e ITC/3354/2010, debiendo ser sustituido por otro factor ajustado a lo dispuesto en el artículo 92.5 de la Ley 34/1998.

La Orden ITC/3128/2011 estableció en su artículo 9 el procedimiento de cálculo a utilizar para establecer los términos de conducción aplicables a las redes de distribución alimentadas por planta satélite, con objeto de dar cumplimiento a las citadas sentencias. La fórmula propuesta coincide con la contenida en la *Propuesta de orden ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas* y que fue objeto de informe por parte de esta Comisión.

Esta Comisión se reitera en las consideraciones que se realizaron en el informe sobre la citada propuesta de Orden y que a continuación se reproducen:

1º La sentencia del Tribunal Supremo STS 1541/2011, indica en sus fundamentos de derecho lo siguiente:

“A) En primer lugar, **el coeficiente se establece sin un análisis riguroso de los costes cuya reducción a los clientes suministrados desde plantas satélite era preceptiva en virtud del artículo 92.5, reformado, de la Ley del Sector de Hidrocarburos**. La falta de una metodología adecuada propicia que, como de hecho ha sucedido, estos consumidores puedan ser perjudicados si aquel porcentaje no

*refleja adecuadamente el menor uso por ellos de la red gasista (transporte-distribución) que el peaje retribuye[...]*

*B) En segundo lugar, el establecimiento del coeficiente reductor, **único e indiscriminado**, del veinte por ciento no aprecia debidamente que en determinados suministros de gas -los realizados a presión inferior a 4 bar directamente desde las plantas satélites, sin utilización previa ni posterior de canalizaciones de presión superior- **no sólo se prescinde de utilizar las redes de transportes primarias y secundarias hasta los gasoductos de distribución, sino también los gasoductos de distribución a presión entre 4 y 16 bar**. Quiérese decir, pues, que al menos en estos casos, además de la no utilización de la red de transporte (que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio afirma haber ponderado), también ha de ser tomada en consideración, para cumplir el mandato legal, la falta de uso de buena parte de la red canalizada de distribución, lo que no hace el artículo 14 de la Orden impugnada.*

*La demanda, pues, ha de ser estimada. Si el mandato legal determina que los costes que deben pagar los consumidores suministrados desde plantas satélites son los generados ("incurridos") por el uso que ellos mismos hagan de la red gasista, en los supuestos de suministros con canalizaciones de presión inferior a 4 bar **no pueden incluirse los costes globales referidos a toda la red de distribución en su conjunto, antes al contrario han de excluirse los correspondientes a la parte de la red de distribución que, precisamente por el dato técnico ya apuntado (la presión superior a 4 bar), en ningún caso utilizan***"

En consecuencia, se considera que la metodología de cálculo del coeficiente reductor a aplicar al término de conducción del peaje de transporte y distribución no garantiza que los consumidores conectados a plantas satélites únicamente estén pagando por el coste de la red de distribución de 4 bar. Cabe indicar que el término de conducción que debe ser aplicado a los consumidores suministrados mediante planta satélites debe formar parte de una metodología global para el establecimiento de peajes y cánones de acceso, que de acuerdo con la Directiva 2009/73/CE debería ser elaborada por la CNE.

Adicionalmente, cabe destacar que la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas establece en su Artículo 9 sobre Término de conducción aplicable a las redes de distribución alimentadas por planta satélite que:

*"Los consumidores conectados a redes de distribución de gas natural alimentadas mediante planta satélite de gas natural licuado tendrán derecho a un descuento global (Dm) en el peaje de transporte y distribución equivalente al coste medio de la red de transporte no utilizada.*

*El valor Dm a aplicar será equivalente al cociente entre la retribución al transporte y la suma de la retribución al transporte y a la distribución. Para el año 2011, el término Dm es el 33,21%".*

Esta Comisión considera que, independientemente de las consideraciones anteriores, por coherencia con el procedimiento de cálculo aplicable para el resto de peajes, en el cálculo del término de conducción aplicable a este tipo de instalaciones se deberían aplicar las variables previstas para el ejercicio 2012. Por tanto, sería necesaria la actualización del término Dm para el año 2012 (35,80% de acuerdo a la retribución al transporte y la distribución de la propuesta de Orden) y el coeficiente a aplicar al término de conducción (C) en función de los factores de carga previstos para dicho año.

#### **4.4 Peaje temporal para usuarios de materia prima**

La Disposición transitoria única de la propuesta de Orden, objeto del presente informe, regula el peaje temporal para antiguos usuarios de materia prima, con las mismas condiciones de aplicación que las establecidas en la Orden ITC/3354/2010 y aplica un incremento del precio del 4% sobre los establecidos en la citada Orden.

En relación con la citada disposición, cabe recordar que el peaje temporal para usuarios de materia prima fue introducido por la Disposición Transitoria Única de la Orden ITC/3996/2006, que estableció que *“con carácter extraordinario y hasta el 1 de enero de 2010”* los consumidores acogidos a la tarifa específica para usos de materia prima podrían acogerse al peaje temporal de materia prima. Siendo prorrogado posteriormente por sucesivas Ordenes.

Así, la Disposición transitoria única de la Orden ITC/3354/2010 prorrogó *“con carácter extraordinario”* el peaje temporal para usuarios de la tarifa de materia prima hasta el 1 de enero de 2012, si bien en la propuesta de Orden sobre la que fue objeto el informe 40/2010 no incluía en su articulado referencia a dicho peaje.

La misma situación anterior, se produjo igualmente con ocasión de la aprobación de la Orden ITC/3520/2009, si bien en el articulado de la propuesta de Orden no se incluía referencia alguna a dicha tarifa, la Orden que finalmente se aprobó la prorrogó con carácter extraordinario.

La justificación de la introducción de dicho peaje temporal y extraordinario se realizó en la memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se establecían los peajes y cánones a partir del 1 de enero de 2007: *“Con objeto de que los usuarios acogidos a la tarifa regulada de la materia prima dispongan de una alternativa en el momento en que ésta desaparezca, se establece un peaje específico para estos consumidores”*.

La propuesta de Orden, por el contrario, elimina el carácter transitorio de este peaje, por lo que se entiende que dicho peaje podría continuar vigente indefinidamente, si bien lo sigue calificando como temporal. Cabe por lo tanto señalar, que parece cuanto menos una curiosa técnica regulatoria, establecer como definitivo algo que en su concepción nació como transitorio sin aportar justificación alguna ni en la propia propuesta de Orden ni en la información que lo acompaña, máxime cuando la estructura del peaje es radicalmente diferente a la establecida con carácter general de peaje por servicios.

Adicionalmente, esta Comisión, como ya se ha puesto de manifiesto reiteradamente en informes tarifarios anteriores, considera necesaria la supresión del peaje temporal de materia prima, en la medida en que todos los suministros deben sufragar los costes que un suministro hace incurrir al sistema, independientemente de sus condiciones particulares de consumo o abastecimiento, y en cumplimiento de la normativa comunitaria vigente.

En particular, se recuerda que el artículo 13 del Reglamento CE/715/2009 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.”*

Finalmente, se señala 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 17,4 millones de euros.

#### **4.5 Periodicidad en la revisión de los peajes y cánones**

La Propuesta de Orden establece que los peajes y cánones podrán ser revisados trimestralmente para su entrada en vigor el primer día de los meses de abril, julio y octubre, esto es, cuando se procede a revisar la tarifa de último recurso.

El artículo 25.1 dispone que: *“Las Órdenes Ministeriales establecerán los valores concretos de dichas tarifas y precios, o un sistema de determinación y actualización automático de los mismos. Asimismo, para los peajes y cánones, se establecerán los valores concretos o un sistema de determinación de los mismos y se modificarán anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen.”*

Partiendo de ello, la revisión de peajes y cánones contenida en la propuesta de Orden implica, a juicio de esta Comisión, la introducción de un criterio de rigidez temporal que podría llegar a resultar contrario a la flexibilidad de la habilitación contenida en el artículo 25.1 del Real Decreto 949/2001. Ello, por cuanto la fijación normativa de revisiones cuya entrada en vigor quedase limitada exclusivamente al *“primer día de los meses de abril, julio y octubre”* podría enervar la posibilidad de modificación de peajes y cánones en aquel momento circunstancial *“en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen”*.

Se considera que no resulta preciso reiterar en la propuesta de Orden lo ya establecido en el Real Decreto 949/2001, por cuanto ya existe una habilitación flexible de revisión intra-anual de peajes y cánones, supeditada a la concurrencia de causas incidentes en el sistema gasista que, en un momento cualquiera considerado, así lo aconsejase.

En consecuencia, cabe realizar las mismas consideraciones que las realizadas por esta Comisión en sus informe 37/2008, 34/2009 y 40/2010 sobre la revisión de los peajes y cánones con periodicidad inferior al año, y que a continuación se reproducen:

*“El Artículo 25 del Real Decreto 949/2001 habilita al Ministerio a modificar los peajes anualmente “o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen”, sin necesidad de establecer una disposición adicional a este fin. Por otra parte, sí cabe entender que la realización de revisiones de peajes adicionales a la anual deberían tener un carácter de excepcionalidad.”*

En aras a una mayor estabilidad regulatoria y para facilitar la toma de decisión por parte de las empresas gasistas y de los consumidores, sería preferible mantener una única revisión anual con peajes establecidos de forma que sean suficientes.

Por tanto, esta Comisión señala que: (1) el plazo de revisión de los peajes y cánones debería ser un elemento de la correspondiente metodología de peajes y cánones y (2) las modificaciones con periodicidad inferior al establecido con carácter general deberían tener carácter excepcional y estar contempladas en la citada metodología.

Por lo expuesto anteriormente, esta Comisión propone la supresión de la Disposición final primera de la propuesta de Orden informada, teniendo en cuenta que deben establecerse peajes suficientes a partir del 1 de enero según las mejores previsiones de demanda y costes de actividades reguladas.

## **5 COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN**

### **5.1 Consideraciones generales**

En primer lugar cabe indicar que la retribución reconocida para el año 2012 en la Propuesta del MIET, de 3.096,4 millones de euros, no es suficiente para cubrir los derechos de cobro que se devengan en 2012, incluyendo el desvío para el año 2011, por el desarrollo de las actividades

reguladas de las instalaciones actualmente en servicio. Esta Comisión estima dicha cantidad en 3.141,2 millones de euros<sup>8</sup>.

Asimismo, la retribución reconocida por la Propuesta del MIET tampoco alcanzaría a cubrir los derechos de cobro que se devengarían por las instalaciones que están previstas poner en servicio a lo largo del 2012, y en avanzado estado de construcción, tales como los AASS de Yela y Castor, ni tampoco permitiría que se cubrieran, aunque fuera parcialmente, las cantidades pendientes de reconocimiento de pago devengadas por las instalaciones en años anteriores al año 2012.

Por tanto, de mantenerse inalteradas la retribución reconocida para 2012 de la Propuesta del MIET para la determinación de los peajes, existirá un desvío en el año 2012 entre los costes estimados para calcular peajes y los costes liquidables, lo que llevará a un déficit de actividades reguladas previsto de forma ex ante.

Este hecho puede significar en el año 2012 la consolidación en el sector del gas natural de un déficit que se podría calificar de estructural, lo que constituye un motivo de especial preocupación para la estabilidad del sistema retributivo.

El cuadro adjunto recoge las magnitudes económicas principales para el sector del gas natural en el año 2012, que detallan la situación descrita

	Retribución con Devengo en 2012				Retribución con Devengo 2002-2011			CNE Total Devengo (1)	Presupuesto 2012		^(2)-(1)	^(3)-(2)
	Retribución Fija a Publicar OM	Retribución Variable	Pendiente de Reconocer a Instalaciones	TOTAL 2012	Pendiente de Reconocer a Instalaciones	Desvío Liquidaciones años anteriores	TOTAL Años anteriores		CNE Criterio de Caja (2)	MITyC (3)		
Actividad de Regasificación	422,9	44,0	40,7	507,6	75,3		75,3	582,8	522,2	509,9	-60,6	-12,3
Actividad de AASS	47,1	16,9	289,2	353,2	70,3		70,3	423,5	304,1	189,9	-119,4	-114,2
Actividad de Transporte	843,6	23,1	16,8	883,5	52,2		52,2	935,6	896,5	850,9	-39,2	-45,6
Actividad de Distribución	1.502,4	0,0	0,0	1.502,4	0,0		0,0	1.502,4	1.502,4	1.520,9	0,0	18,5
Retribución Específica	0,0	0,0	105,1	105,1	0,0		0,0	105,1	21,0	8,5	-84,1	-12,5
Gestión Técnica del Sistema	11,8	0,0	0,0	11,8	0,0		0,0	11,8	11,8	11,8	0,0	0,0
Comisión Nacional de Energía	0,0	0,0	5,3	5,3	0,0		0,0	5,3	5,3	4,5	0,0	-0,8
Plan de Eficiencia Energética	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Desvío Liquidaciones años anteriores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	229,5	229,5	229,5	229,5	0,0	0,0	-229,5
<b>Retribución Total Sector Gasista</b>	<b>2.827,8</b>	<b>83,9</b>	<b>457,1</b>	<b>3.368,8</b>	<b>197,7</b>	<b>229,5</b>	<b>427,2</b>	<b>3.796,1</b>	<b>3.492,8</b>	<b>3.096,4</b>	<b>-303,2</b>	<b>-396,4</b>

**Cuadro 10 – Magnitudes económicas principales para el sector del gas natural en el año 2012**

Por otro lado, cabe señalar que la Propuesta de la CNE de Retribución para el año 2012 de las actividades reguladas, recientemente remitida al MIET, se realizó con los valores publicados en octubre 2011 (valores a septiembre de 2011) de los parámetros IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, mientras que la Propuesta de Orden se debe realizar con los últimos valores disponibles en el momento de cálculo, en este caso los valores publicados en noviembre 2011 (valores a octubre de 2011).

En cualquier caso, cabe resaltar que la Propuesta del MIET, en líneas generales, recoge para los valores de retribución a publicar en la ITC de las Actividades de Transporte, Regasificación, Almacenamiento Subterráneo y GTS, valores similares a los propuestos por la CNE; mientras que la Propuesta del MIET para la Actividad de Distribución recoge un escenario de demanda alternativo, al considerar una demanda retribuible para 2012 de 206,6 TWh frente a una demanda considerada por la CNE de 199,2 TWh.

En los siguientes epígrafes se realiza un análisis detallado de la Propuesta del MIET.

<sup>8</sup> Valor resultante de adicionar la retribución fija a publicar en el BOE 2827,8 M€, la retribución variable 83,9 M€ y el desvío previsto para 2011 por 229,5 M€

## 5.2 Sobre los parámetros necesarios en las metodologías vigentes de cálculo de la retribución

La retribución de las actividades reguladas depende de una serie de parámetros que han sido determinados previamente en las fórmulas de cálculo de sus respectivos regímenes retributivos.

Como se ha indicado en las consideraciones generales, entre el momento de cálculo de la Propuesta de Retribución de la CNE y el cálculo de la Propuesta de la Orden Ministerial, se han publicado nuevos valores de IPC, IPRI,  $IPRI_{\text{Bienes de Equipo}}$  y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, correspondientes a octubre de 2011, que condicionan el valor final a considerar en el cálculo de la retribución, como por ejemplo el IPH, los Factores de Actualización de la Retribución de la Actividad de Distribución y de los Activos de Transporte puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008, de la Tasa de Retribución Financiera (Tr) y de los Índices de Actualización de los Valores Unitarios de Referencia.

En el siguiente cuadro, se recoge los valores IPC, IPRI,  $IPRI_{\text{Bienes de Equipo}}$  y Bonos del Estado<sub>10 años</sub>, Factores de Actualización y Tr considerados en la Propuesta de la CNE y los que deben considerarse en Propuesta de la Orden Ministerial.

Valores a utilizar para cálculo Retribución 2012	Propuesta CNE	Datos Oct11	Prop OM	Diferencias (B) s/ (A)	
	Datos Sept11	(A)	(B)	abs	%
$IPC_{2012} = IPC_{\text{Oct}2011}$	3,14%	3,01%	3,01%	0,00%	0,00%
$IPRI_{2012} = IPRI_{\text{Oct}2011}$	7,05%	6,50%	6,50%	0,00%	0,00%
$IPH_{2012}$	5,10%	4,76%	4,76%	0,00%	0,00%
IPRI Bienes de equipo	1,18%	1,18%	1,18%	0,00%	0,00%
ICE <sup>(1)</sup>	3,95%	3,95%	3,95%	0,00%	0,00%
Factor $f_i$	0,85	0,85	0,85	0,00%	0,00%
Obligaciones del Estado a 10 años					
Media Ultimos 12 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas <sup>(2)</sup>	5,16%	5,26%	5,26%	0,00%	0,00%
Media Ultimos 24 meses (Nov-Oct) de Operaciones no segregadas <sup>(3)</sup>	4,62%	4,68%	n.i.		n.a.
Índices de Actualización para 2012					
Actividades reguladas $(1+0,85*IPH)$	1,043308	1,040418	1,040418	0,00	0,00%
Valores Unitarios Inversión <sup>(4)</sup>	1,006800	1,006800	1,006800	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Transporte <sup>(5)</sup>	1,018480	1,017440	1,017440	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Fijos Reg/AASS <sup>(6)</sup>	1,018480	1,017440	1,017440	0,00	0,00%
Valores Unitarios O&M Variables Reg/AASS <sup>(7)</sup>	1,028960	1,028960	1,028960	0,00	0,00%
Valores O&M Directos/Indirectos de AASS <sup>(8)</sup>	1,019940	1,018770	1,018770	0,00	0,00%
Tr a Aplicar a los Activos de					
Transporte <sup>(9)</sup>	8,91%	9,01%	9,01%	0,00%	0,00%
Regasificación <sup>(10)</sup>	8,12%	8,18%	n.i.		n.a.
AASS <sup>(11)</sup>	8,12%	8,18%	n.i.		n.a.

(1) Incrementos anuales en 2006 y 2007. Para el 2008 y 2009, incremento del primer semestre

(2) El dato de Obligaciones del Estado a 10 años en 2011 es la media últimos 12 meses (Nov-Oct) de las Operaciones no segregadas. El dato de 2010 no será conocido hasta noviembre 2012 ya que, de acuerdo con el Art. 3 del RD 326/2008, se determina con el promedio de los últimos 12 meses anteriores al 1 de noviembre del año de p.e.m. Se estima igual al del año 2011

(3) Dato orientativo puesto que el cambio de metodología de cálculo de Retribución de las O. ITC 3994/2006 y 3995/2006, señala que la Tr se calcula con los 24 datos mensuales disponibles en el momento de obtención del acta de p.e.m

(4) Calculado como  $(1+0,75*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5)$  a partir de 2007

(5) Calculado como  $(1+0,85*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(0,2*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5) + 0,8*(IPC-1))$ , a partir de 2007

(6) Calculado como  $(1+0,85*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(0,2*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5) + 0,8*(IPC-1))$ , a partir de 2007. También se utilizó entre 2007 y 2011 para calcular los costes de O&M Fijos provisionales de AASS, cuya estructura, actualmente, diferencia entre costes de O&M directos e indirectos.

(7) Calculado como  $(1+0,85*IPH)$  en el periodo 2002-2006, y como  $(0,8*(ICE - 0,5) + 0,2*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,5))$ , a partir de 2007. También se utilizó entre 2007 y 2011 para calcular los costes de O&M Variables provisionales de AASS, cuya estructura, actualmente, diferencia entre costes de O&M directos e indirectos.

(8) Desde la publicación de la O.ITC/3128/2011, calculado como  $(0,1*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - 0,005)+0,9*(IPC - 0,01) +)$  a partir de 2007.

(9) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2007, y de 375 pbb a partir de 2008

(10) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con

(11) Spread de 150 pbb en el periodo 2002-2006, y de 350 pbb a partir de 2007. No obstante, con el cambio de metodología de cálculo de la retribución con

**Cuadro 11 – Comparación de parámetros utilizados en la Propuesta de la CNE y los que se deben considerar en la Propuesta de Orden Ministerial**

### **5.3 Sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de o&m de las actividades reguladas**

Los valores unitarios de referencia de inversión y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento (también llamados de explotación) son necesarios para determinar la retribución de las actividades reguladas de regasificación y transporte, ya que permiten calcular el valor reconocido de la inversión y los costes de O&M asociados a cada una de las instalaciones autorizadas de forma directa, a partir de los cuales se determina la retribución anual.

En relación con los Valores Unitarios de Referencia recogidos en la Propuesta de Orden, señalar que no se han observado diferencias con los valores obtenidos por esta Comisión una vez aplicados los índices de actualización definitivos.

Únicamente, cabe proponer eliminar los decimales en el valor unitario de inversión de los Cargaderos de Cisternas de GNL, tal y como se ha venido haciendo desde el año 2002.

Por último, se propone una serie de matizaciones en el texto de la Propuesta de Orden que acompaña a las diferentes tablas de Valores Unitarios de Referencia de actividades al objeto de delimitar claramente el alcance de los mismos.

En particular en el Anexo V de la Propuesta sobre los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones de transporte puestas en marcha en 2012 se proponen los siguientes cambios o aclaraciones:

- Indicar en el título del subapartado que recoge los valores unitarios de referencia de inversión que se refieren a los valores aplicables a instalaciones puestas en marcha en el año 2012 y como consecuencia eliminar del título del Anexo V la referencia a las instalaciones puestas en marcha en el año 2012. El motivo de esta propuesta es que el Anexo V recoge tanto los valores unitarios de inversión de las instalaciones puestas en marcha en 2012 como los valores unitarios de O&M para el año 2012, que aplican a todas las instalaciones puestas en marcha desde el año 2008.
- Aclarar que los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento aplicables a los gasoductos de transporte primario y secundario incluyen los costes de operación y mantenimiento de las posiciones que incluya cada gasoducto de transporte.

En el Anexo VII de la Propuesta sobre los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento del año 2012 de las plantas de regasificación.

- Debido a que forma parte del procedimiento de retribución, se propone mantener íntegramente el formato de texto del Anexo I publicado en la ITC/3128/2011, salvo los valores correspondientes a 2012, por lo que procedería mantener en el Anexo los textos siguientes (en subrayado):

*1) Valores unitarios de inversión*

*a) Valores Máximos para Actuaciones de Inversión que agrupan las Unidades de Inversión No-Estandarizadas.*

*El valor máximo a reconocer por el coste, debidamente auditado, de las Actuaciones de Inversión que agrupan la Unidades de Inversión No-Estandarizadas realizadas (obra civil terrestre y marítima, instalaciones de descarga, interconexiones de gas/GNL, cimentaciones y obra civil asociada al almacenamiento de GNL, sistema de captación de agua, servicios auxiliares, suministro eléctrico y sistemas de gestión y control) se aplicará de acuerdo a los siguientes criterios:*

- 1. El Valor Máximo por nueva planta es aplicable una sola vez en la vida útil de la planta regasificación.*
- 2. El Valor Máximo por ampliación de tanque es aplicable a cada tanque adicional sobre la configuración original de la planta de regasificación.*
- 3. El Valor Máximo por ampliación de vaporización es aplicable a cada ampliación de vaporización, incluida la de reserva, sobre la configuración original de la planta de regasificación.*

Valores Máximos:

Al construir una nueva planta: .....€.

Al construir un nuevo tanque en planta ya construida: ..... €/m3 de GNL.

Al construir una ampliación de vaporización en planta ya construida: ..... €/m3(N)/h.

Al construir una ampliación de atraque en planta ya construida: Según valor auditado.

b) Valores Unitarios para Unidades de Inversión Estandarizadas.

Tanque Almacenamiento de GNL: ..... €/m3.

Sistema de Bombas secundarias: ..... €/m3/h.

Vaporizadores de agua de mar: .... €/m3(N)/h.

Vaporizadores de combustión sumergida: ..... €/m3(N)/h.

Sistema de Medida y odorización: Valor unitario ERM de transporte.

Sistema Antorcha/combustor: ..... €/kg/h.

Sistema de Compresión Boil-Off para procesado interno planta: ..... €/m3(N)/h.

Relicador Boil-Off: ..... €/kg/h.

Sistema de Compresión de Boil-Off para emisión directa a la red: Valor unitario E.C. transporte.

Cargaderos de cisternas de GNL: ..... €/unidad.

2) Valores unitarios de costes de operación y mantenimiento

a) Costes de operación y mantenimiento fijos:

Tanques Almacenamiento GNL: ..... €/tanque.

Tanque Almacenamiento GNL: ..... €/m3 GNL.

Capacidad de vaporización Nominal (1): ..... €/(N)m3/h.

Cargaderos de cisternas de GNL: ..... €/cargadero.

Planta Regasificación: ..... €/planta.

Resto de Unidades de Inversión: .... €.

(1) Se aplica sólo a los equipos que determinan la capacidad nominal, es decir, se excluyen los equipos de reserva, de la instalación independientemente de si se tratan de Unidades de Inversión de «Vaporizadores de Agua de Mar» o «Vaporizadores de Combustión Sumergida».

b) Costes de operación y mantenimiento variables:

kWh regasificados: ..... €/kWh.

kWh cargados en cisternas de GNL: ..... €/kWh.

kWh transvasados a /entre buques de GNL: ..... €/kWh.

c) Costes de operación y mantenimiento de ampliaciones de atraque: ~~Según valor auditado~~ Incluidos en los costes de operación y mantenimiento fijos.

- Se considera adecuado la supresión efectuada por la Propuesta relativa a los costes de operación y mantenimiento de ampliaciones de atraque, no obstante se cree oportuno indicar que dichos costes ya están incluidos en los costes de operación y mantenimiento fijos

#### **5.4 Sobre la retribución reconocida del sector gasista para 2012 considerada en la propuesta de orden**

En el siguiente cuadro se comparan la retribución reconocida indicada en la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en la Propuesta de Retribución realizada por esta Comisión, que como ya se ha señalado para hacerla comparable se ha actualizado con los últimos datos disponibles del IPC, IPRI, IPRI<sub>Bienes de Equipo</sub> y Bonos del Estado a 10 años, es decir, los datos a octubre de 2011.

En relación con los datos contenidos en la Memoria cabe señalar que se han observado leves diferencias entre las cantidades indicadas en los diferentes capítulos de la propuesta que desarrollan las necesidades financieras de las actividades reguladas y las cantidades expresadas en el resumen de la página 112 de la Memoria. Por tanto, a los efectos de este análisis, cuando existe disparidad, se ha tomado el valor contenido en la Memoria al ser más concreto y estar más justificado, entendiendo que los valores del resumen estaban sin actualizar.

	Retribución 2012										Variaciones de la Propuesta de OM				
	RETRIBUCIÓN 2011 POR O. ITC 3354/2010		PROPUESTA CNE	PROPUESTA CNE ACTUALIZADA		Propuesta OM		sobre Retribución Año 2011		sobre Propuesta CNE Actualizada		€	%	€	%
	€	%		€	%	€	%	€	%	€	%				
<b>Transporte, Regasificación y AASS</b>	1.226.847.294	40,3%	1.312.714.369	1.355.470.252	38,8%	1.326.108.269	42,8%	99.260.974,82	8,1%	-29.361.983	-2,2%				
<b>Total Retribución Reconocida Fija</b>	740.790.557	24,3%	800.699.281	843.547.447	24,2%	806.590.193	26,0%	65.799.635,61	8,9%	-36.957.254	-4,4%				
<b>Transporte</b>	738.802.286	24,3%	797.903.124	840.758.985	24,1%	803.813.380	26,0%	65.011.093,71	8,8%	-36.945.605	-4,4%				
Definitiva	494.818.123	16,3%	501.915.725	516.341.792	14,8%	516.341.792	16,7%	21.523.669,47	4,3%	0	0,0%				
PEM antes 2008	491.554.638	16,1%	495.965.897	510.392.788	14,6%	510.392.788	16,5%	18.838.149,53	3,8%	0	0,0%				
PEM desde 2008	3.263.485	0,1%	5.949.827	5.949.005	0,2%	5.949.005	0,2%	2.685.519,94	0,0%	0	0,0%				
Provisional para activos PEM antes 2008	30.259.010	1,0%	28.448.885	29.276.431	0,8%	0	0,0%	-30.259.010,00	-100,0%	-29.276.431	-100,0%				
Acuenta para activos PEM desde 2008	213.725.153	7,0%	267.538.514	295.140.761	8,5%	287.471.587	9,3%	73.746.434,24	34,5%	-7.669.174	-2,6%				
Anualidad	202.814.934	6,7%	261.629.998	287.790.166	8,2%	280.277.829	9,1%	77.462.895,08	38,2%	-7.512.337	-2,6%				
Incluidas en Años Anteriores	182.458.026	6,0%	203.863.786	206.245.933	5,9%	206.142.726	6,7%	23.684.699,88	13,0%	-103.207	-0,1%				
A incluir en OM	20.356.908	0,7%	57.766.212	81.544.233	2,3%	74.135.103	2,4%	53.778.195,20	26,4%	-7.409.130	-9,1%				
Pagos únicos	10.910.219	0,4%	5.908.516	7.350.596	0,2%	7.193.758	0,2%	-3.716.460,84	-34,1%	-156.837	-2,1%				
Retrib. Financiera Gas Talón/NMLL	1.988.271	0,1%	2.796.157	2.828.445,04	0,1%	2.828.445	0,1%	840.174,04	42,3%	0	0,0%				
Ajustes	0	0,0%	0	-39.983	0,0%	-51.632	0,0%	-51.632,14	#DIV/0!	-11.649					
<b>Regasificación</b>	429.819.643	14,1%	464.872.685	464.817.283	13,3%	472.412.554	15,3%	42.692.911,29	9,9%	7.595.271	1,6%				
Retribución Fija	381.870.373	12,5%	422.970.788	422.915.386	12,1%	422.915.386	13,7%	41.045.013,29	10,7%	0	0,0%				
Activos	379.798.570	12,5%	420.600.458	420.517.685	12,0%	420.517.685	13,6%	40.719.114,50	10,7%	0	0,0%				
Definitiva	219.266.915	7,2%	273.095.401	273.031.331	7,8%	273.031.331	8,8%	53.764.415,50	24,5%	0	0,0%				
Provisional	160.531.655	5,3%	147.505.056	147.486.354	4,2%	147.486.354	4,8%	-13.045.301,00	-8,1%	0	0,0%				
Retrib. Financiera Gas Talón/NMLL	2.071.803	0,1%	2.370.331	2.397.702	0,1%	2.397.702	0,1%	325.898,79	15,7%	0	0,0%				
Ajustes	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0,00	#DIV/0!	0	#DIV/0!				
Estimación Retribución Variable	47.949.270	1,6%	41.901.897	41.901.897	1,2%	49.497.168	1,6%	1.547.898,00	3,2%	7.595.271	18,1%				
<b>Almacenamientos subterráneos</b>	56.237.094	1,8%	47.142.403	47.105.522	1,3%	47.105.522	1,5%	-9.131.572,08	-16,2%	0	0,0%				
Retribución Inversión	22.960.795	0,8%	21.932.349	21.932.349	0,6%	21.932.349	0,7%	-1.028.446,13	-4,5%	0	0,0%				
Definitiva	23.666.124	0,8%	22.637.678	22.637.678	0,6%	22.637.678	0,7%	-1.028.446,43	-4,3%	0	0,0%				
Provisional	0	0,0%	0	0	0,0%	0	0,0%	0,00	0	0,0%					
Ajustes (descuento anual por sobreretribución 2007/08)	-705.329	0,0%	-705.329	-705.329	0,0%	-705.329	0,0%	0,30	0,0%	0	0,0%				
Coste O&M Directos e Indirectos	33.276.299	1,1%	25.210.054	25.173.173	0,7%	25.173.173	0,8%	-8.103.125,95	-24,4%	0	0,0%				
Coste O&M Directos e Indirectos (Provisional)	24.709.378	0,8%	25.210.054	25.173.173	0,7%	25.173.173	0,8%	463.795,02	1,9%	0	0,0%				
Ajustes por Coste O&M D+I Provisionales Años Anteriores	3.761.981	0,1%	0	0	0,0%	0	0,0%	-3.761.981,39	-100,0%	0	0,0%				
Ajustes por Coste O&M Directos e Indirectos Definitivos	4.718.951	0,2%	0	0	0,0%	0	0,0%	-4.718.951,05	-100,0%	0	0,0%				
<b>Distribución</b>	1.483.488.832	48,7%	1.506.569.602	1.502.386.051	43,0%	1.520.907.574	49,1%	37.418.742,00	2,5%	18.521.523	1,2%				
Devengo Año "n"	1.481.362.882	48,7%	1.511.927.083	1.507.743.531	43,2%	1.522.124.776	49,2%	40.761.894,00	2,8%	14.381.245	1,0%				
Desvíos en Años "n-1" y "n-2"	2.125.950	0,1%	-5.357.481	-5.357.480	-0,2%	-1.217.202	0,0%	-3.343.152,00	-157,3%	4.140.278	-77,3%				
<b>Retribución Específica Distribución</b>	8.286.737	0,3%	21.015.442	21.015.442	0,6%	8.483.960	0,3%	197.223,00	2,4%	-12.531.482	-59,6%				
<b>Gas de operación</b>	32.105.700	1,1%	41.130.817	42.009.141	1,2%	42.376.045	1,4%	10.270.345,00	32,0%	366.904	0,9%				
Transporte			22.584.261	23.066.789	0,7%	23.268.252	0,8%								
Regasificación			2.019.943	2.062.638	0,1%	2.080.653	0,1%								
Almacenamientos subterráneos			16.526.613	16.879.715	0,5%	17.027.141	0,5%								
<b>Gestor Técnico del Sistema</b>	11.206.248	0,4%	11.804.312	11.789.434	0,3%	11.789.434	0,4%	583.185,72	5,2%	0	0,0%				
<b>Suministro a Tarifa</b>	100.000	0,0%	0	0	0,0%	100.000	0,0%	0,00	0,0%	100.000					
<b>Transporte, Regasificación y AASS</b>															
<b>Retribución Pendiente de Inclusión Definitiva en el Régimen Retributivo</b>	102.202.336	3,4%	342.630.300	325.293.973	9,3%	182.200.077	5,9%	79.997.741,41	78,3%	-143.093.896	-44,0%				
<b>Transporte</b>	21.000.000	0,7%	47.666.104	29.311.248	0,8%	21.000.000	0,7%	0,00	0,0%	-8.311.248	-28,4%				
Instalaciones PEM 2010-2011			24.322.038	7.322.455	0,2%										
Instalaciones PEM 2008-2009			1.494.707	0	0,0%										
Instalaciones PEM 2002-2007			16.364.989	16.504.423	0,5%										
Con Retribución Provisional			14.340.960	14.464.997	0,4%										
Otros Activos			2.024.028	2.039.426	0,1%										
Ajustes			5.484.370	5.484.370											
<b>Regasificación</b>	15.000.000	0,5%	54.253.218	54.695.468	1,6%	35.443.532	1,1%	20.443.532,00	136,3%	-19.251.936	-35,2%				
Instalaciones con retrib. Provisional			38.403.840	38.395.424	1,1%										
Previsión 2012			14.730.658	14.722.242	0,4%										
Previsión 2002-2011			23.673.183	23.673.183	0,7%										
Instalaciones sin retribución reconocida			15.849.377	16.300.043	0,5%										
Previsión 2012			14.920.656	15.341.453	0,4%										
Previsión 2002-2011			928.721	958.590											
<b>Almacenamientos subterráneos</b>	65.542.456	2,2%	239.542.415	240.109.429	6,9%	125.756.545	4,1%	60.214.089,41	91,9%	-114.352.884	-47,6%				
Instalaciones						108.975.690									
Gas Colchón						16.780.855									
<b>Retrib. Financiera Gas Talón</b>	659.880	0,0%	1.168.563	1.177.828	0,0%	0	0,0%	-659.880,00	-100,0%	-1.177.828	-100,0%				
Transporte		0,0%	510.394	514.427	0,0%		0,0%	0,00							
Regasificación		0,0%	658.169	663.401	0,0%		0,0%	0,00							
<b>Desvíos liquidaciones años anteriores</b>	118.410.017	3,9%	229.487.743	229.487.743	6,6%	0	0,0%	-118.410.017,31	-100,0%	-229.487.743	-100,0%				
<b>CNE</b>	4.360.000	0,1%	5.301.989	5.335.802	0,2%	4.537.980	0,1%	177.980,00	4,1%	-797.822	-15,0%				
<b>Total Presupuesto Activ. Reguladas</b>	2.987.007.164	98,1%	3.470.654.574	3.492.787.837	100,0%	3.096.503.339	100,0%	109.496.174,65	3,7%	-396.284.499	-11,3%				
<b>Otros conceptos</b>	57.000.000	1,9%	0	0	0,0%	0	0,0%	-57.000.000,00	-100,0%	0	0,0%				
Ahorro y eficiencia energética	57.000.000	1,9%	0	0	0,0%	0	0,0%	-57.000.000,00	-100,0%	0	0,0%				
<b>TOTAL NECESIDADES ECONÓMICAS</b>	3.044.007.164	100,0%	3.470.654.574	3.492.787.837	100,0%	3.096.503.339	100,0%	52.496.174,65	1,7%	-396.284.499	-11,3%				

**Cuadro 12 – Comparación de Necesidades Económicas de 2010 previstas por el MIET y la CNE**

De acuerdo con el cuadro anterior, las diferencias entre las necesidades económicas para 2012 del MIET y la CNE se concentran principalmente en:

- **Conceptos previstos por el MIET inferiores a los previstos por la CNE (414 Millones de €):** Desvíos de Cierre del Ejercicio 2010 (229,5 Millones de €), Retribución Provisional de Activos de Transporte PEM antes de 2008 (29,3 Millones de €), la Previsión de Retribución Pendiente de Reconocer de activos de Transporte, AA.SS. y Regasificación (143,1 Millones de €) y Retribución Específica de Distribución (12,5 Millones de €), Retribución
- **Conceptos previstos por el MIET superiores a los previstos por la CNE (26 Millones de €):** Retribución de la Actividad de Distribución (18,5 Millones de €), Retribución Variable de Regasificación (7,6 Millones de €).

En los siguientes subapartados se analiza en más detalle cada una de las partidas de las necesidades financieras del sector gasista donde existen diferencias entre la propuesta realizada por la CNE y la propuesta del MIET; así, como aquellas partidas que, sin tener diferencias, por su importancia así lo requieran.

#### 5.4.1 Previsión de Desvíos de Cierre del Ejercicio 2012

En la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden Ministerial, el MIET indica que *“Dado que no se disponen de cifras definitivas de déficit para el año 2011 y ante la incertidumbre existente sobre la demanda en los últimos meses del año, en esta propuesta no se ha incluido una estimación de déficit para el ejercicio 2011. Una vez se disponga de los datos definitivos de déficit para 2011, este se tendrá en cuenta en próximas revisiones tarifarias a lo largo en 2012 con objeto de alcanzar la suficiencia recaudatoria de los peajes.”*

En relación con la disposición de las cifras definitivas de déficit para el año 2011, cabe señalar que desde el año 2002, el *modus operandi* utilizado para confeccionar el Presupuesto de necesidades económicas del Sector Gasista para determinar los peajes y cánones ha sido tomar como valor de déficit la previsión de desviaciones que realiza esta Comisión.

Tal y como reconoce la Memoria, la CNE envió al Ministerio, el pasado 27 de octubre de 2011, su mejor estimación de superávit/déficit para el año 2011, junto con unas correcciones de los superávits de los años anteriores. Este informe indicaba una previsión de superávit/déficit para el año 2011 de -294.925.602,20 €

Posteriormente, esta Comisión recibió copia de la Resolución de la DGPEyM del MIET de 26 de octubre de 2011 por la que se incluye en el régimen retributivo del sistema gasista diversas instalaciones de regasificación propiedad de Enagás, y donde se indica que el titular de las instalaciones debía devolver la cantidad de 65.437.859 €<sup>9</sup>.

En consecuencia, cuando esta Comisión realizó su Propuesta de Retribución 2012 del Sector Gasista, actualizó su previsión de superávit/déficit para el año 2011 fijándolo en -229.487.743,12 €, valor resultante de restar de la estimación de la CNE de 27 de octubre de 2011 la cantidad a devolver por Enagás en el año 2011 de 65.437.859 €.

Por tanto, no parece adecuado invocar que en este año haya una mayor incertidumbre que la habida en años anteriores, ni tampoco se debería desconocer la cantidad estimada por la CNE, que responde a un procedimiento tasado, según determina el artículo 13 de la Orden ECO/2692/2002.

---

<sup>9</sup> Las cantidades totales a devolver por ENAGAS, S.A.,-consecuencia de haber reconocido en el pasado una mayor retribución provisional que la retribución definitiva que finalmente le corresponde según dicha Resolución-, son para el periodo 2003-2011 de 65.437.859,08 €.

Cabe recordar que el artículo 26.1,d del Real Decreto 949/2001 establece que para la determinación de los peajes y cánones del año se tendrán en cuenta las desviaciones resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

De considerarse el desvío estimado por la CNE hasta el 31 de diciembre de 2011, supondría un incremento de 229.487.743 € en las necesidades económicas del sector gasista para el año 2012.

#### 5.4.2 Retribución de la Actividad de Transporte a publicar en el BOE

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2012 expone la retribución a reconocer a la actividad de transporte en el epígrafe 4.

En primer lugar, esta Comisión ha observado que el MIET ha omitido la actualización de la Retribución Provisional Reconocida mediante Resolución asociada a instalaciones puestas en marcha antes de 2008.

De acuerdo con la información de esta Comisión, las instalaciones afectadas, tal y como puede observarse en el cuadro adjunto, son estaciones de compresión de ENAGAS. Esta corrección supone un incremento de 29.276.431,10 € en las necesidades económicas del sector gasista.

Instalacion	Fecha P.E.M	Retribución Provisional
AMPLIACIÓN DE LA EC DE PATERNA (VALENCIA)	24-FEB-2004	1.808.777,65
E.C. de Córdoba FASE I	30-OCT-2004	8.146.634,56
EC DE CÓRDOBA FASE II	30-DIC-2004	5.613.328,24
Estación de Compresión de Sevilla. Ampliación I	29-ABR-2005	7.871.742,92
Estación de Compresión de Tivisa. Ampliación III.	25-AGO-2005	5.835.947,74
		<b>29.276.431,10</b>

**Cuadro 13 – Instalaciones con Retribución Provisional Reconocida omitidas en la Propuesta de OM**

En segundo lugar, se observa que la Retribución a Cuenta para el año 2012 que recoge la Propuesta del MIET es 7,4 Millones de € inferior a la Propuesta Actualizada de la CNE.

La razón principal para esta diferencia radica en que en la Propuesta Actualizada de la CNE se han incluido las siguientes instalaciones:

Titular	Instalación	Fecha PEM	2011	2012	Total
ENAGAS	Modificación de Pos 5D,03,04 de Trampa de Rascadores (Sant Adria de Besos en el Gasoducto a Besós)	31/08/2011		231.122,83	231.122,83
ENAGAS	Ampliación de Posición 15.32 de Derivación (Cartagena) del Gasoducto Cartagena - Orihuela	23/11/2010	151.849,19	152.694,16	304.543,35
ENAGAS	Gasoducto a ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE CASTOR (Provincia Tarragona)	30/11/2011	4.986,03	422.735,32	427.721,35
ENAGAS	Gasoducto Tivisa - Paterna Tramo Sur Provincia de Valencia	19/12/2011		5.266.007,77	5.266.007,77
ENAGAS	Ramal Sagunto	19/12/2011		126.472,79	126.472,79
ENAGAS	Nueva Posición 15.21D (S) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011		133.395,26	133.395,26
ENAGAS	Nueva Posición 15.22D (D) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011		202.760,80	202.760,80
ENAGAS	Nueva Posición 15.23D (S) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011		133.395,26	133.395,26
ENAGAS	Nueva Posición 15.24D (D) del Gasoducto Tivisa- Paterna Tramo SUR provincia Valencia	19/12/2011		133.395,26	133.395,26
ENAGAS	Nueva Posición 15.07D1 del (TS) Gasoducto de Conexión al Almacenamiento Subterráneo de Castor en el T.M Vinarós	19/12/2011		272.566,43	272.566,43
ENAGAS	Gasoducto a ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO DE CASTOR Tramo II (Provincia Castellón)	19/12/2011		10.529,24	10.529,24
ENAGAS	EMUS Unidad de interconexión entre almacenamiento de Castor y Gasoducto a Castor.	19/12/2011		219.686,83	219.686,83
	<b>TOTAL</b>		<b>156.835,22</b>	<b>7.304.761,95</b>	<b>7.461.597,17</b>

**Cuadro 14 – Instalaciones pendientes de incluir por MIET en la Propuesta de OM**

En tercer lugar, se observa que la Retribución Financiera Reconocida para el año 2012 por las adquisiciones de gas para nivel mínimo de llenado (NMLL) de gasoductos de transporte que recoge la Propuesta del MIET es 32.289 € inferior a la Propuesta Actualizada de la CNE.

La razón de esta diferencia está en la tasa de retribución financiera (Tr), ya que en ambos casos se está aplicando la misma metodología de cálculo. Así, mientras el MIET utiliza la media de los 12 meses anteriores a octubre del año 2011 (8,66%), la Propuesta Actualizada de la CNE utiliza el 8,76%, media de los 12 meses anteriores a noviembre, como Tr. Esta corrección supone un incremento de 32.289 € en las necesidades económicas del sector gasista.

A continuación se muestran las tablas con los valores para la retribución financiera 2012 reconocida a los gasoductos de transporte, mostrando los valores considerados por el MIET (sin actualizar) y los valores obtenidos por esta Comisión:

	RETRIBUCIÓN RECONOCIDA GAS TALÓN GTOS		
	Cálculo MIET (A)	Cálculo CNE Actualizado (B)	Diferencia (B)-(A)
ENAGAS, S.A. (T)	2.646.822,00	2.677.385,62	30.563,62
Endesa Gas Transportista, S.L.	37.952,00	38.390,19	438,19
Gas Natural Andalucía, S.A.	186,00	188,50	2,50
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	3.637,00	3.679,27	42,27
Gas Natural CEGAS, S.A.	585,00	591,50	6,50
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	37.405,00	37.837,28	432,28
Gas Extremadura Transporte, S.L.	9.538,00	9.648,59	110,59
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	35.329,00	35.736,79	407,79
SAGGAS	4.171,00	4.219,61	48,61
Transportista Regional del Gas, S.A.	20.531,00	20.767,70	236,70
<b>TOTALES</b>	<b>2.796.156,00</b>	<b>2.828.445,04</b>	<b>32.289,04</b>

**Cuadro 15. Comparativo MIET-CNE por Retribución Financiera Reconocida para el año 2012 por gas para NMLL de gasoductos de transporte**

En cuarto lugar, procede señalar que en la Propuesta se incluye un apartado en el que se corrige la Resolución de 6 de septiembre de 2011 de la DGPEyM por la que se incluye en el régimen retributivo del sistema gasista de la actividad de transporte, el gasoducto de transporte secundario "Ramal Chiva-Utiel (Tramo de 6" y de 8)", la ERM de dicho gasoducto de tipo G-160 ubicada en el término municipal de Requena, y la ERM tipo G-250 en el término municipal de Guadassuar, todas ellas en la provincia de Valencia, y propiedad de GAS NATURAL CEGAS, S.A. cuya fecha de puesta en marcha es anterior al 1 de enero de 2008, al observarse un error en el índice de actualización de las retribuciones definitivas para los años 2010 y 2011.

A ese respecto, cabe indicar que si bien coinciden las retribuciones definitivas de la Propuesta con las retribuciones calculadas por la CNE, se observan diferencias en las retribuciones percibidas como provisional para los años 2010 y 2011, que se indican a continuación:

Retribuciones en €	fecha pem	RETRIBUCIÓN PROVISIONAL RECONOCIDA (1)		RETRIBUCIÓN PROVISIONAL PROP OM (2)		DIFERENCIAS EN LA RETRIBUCIÓN (3) = (1) - (2)	
		2010	2011	2010	2011	2010	2011
		Gasoducto "Ramal Chiva-Utiel" (6")	26-sep-06	383.358,61	355.031,28	355.031,07	366.680,37
Gasoducto "Ramal Chiva-Utiel" (8")	26-sep-06	411.085,49	380.709,35	411.085,49	380.709,13	0,00	0,22
ERM G-160 "Ramal Chiva-Utiel", TM Requena	26-sep-06	24.849,84	23.013,62	24.849,84	23.013,61	0,00	0,01

**Cuadro 16 – Comparación entre Retribución Provisional Reconocida y la recogida en la Propuesta de Orden Ministerial**

La razón radica en los índices de actualización que fueron utilizados para la actualización de retribución la Retribución Provisional en los ejercicios anteriores y que fueron los siguientes:

Instalaciones con pem en el año 2006	
Retribución año	Indices de Actualización
2008	1,019635
2009	1,042516
2010	1,132231
2011	1,048567

**Cuadro 17 – Factores de actualización de retribución la Retribución Provisional Reconocida utilizados en los ejercicios 2008-2011**

En consecuencia, **el ajuste a realizar será de -39.983,28 € en lugar de los -51.632,14 €** que se indican en la Propuesta de Orden Ministerial.

Por otra parte, señalar que se ha observado que en la tabla a publicar en la Orden Ministerial no se imputa el ajuste propuesto a CEGAS.

#### 5.4.2.1 Análisis por Empresa Transportista

En los siguientes cuadros se realiza un análisis, desglosado por empresas, de las diferencias entre ambas propuestas. En esta comparativa no se incluyen las cantidades correspondientes a la retribución financiera del gas talón porque ya han sido analizadas.

En el Cuadro 9, se compara, por empresa, la Retribución correspondiente al año 2012, de las instalaciones puestas en marcha antes del 1 de enero de 2008, contenidas en la Propuesta de Orden Ministerial y en la propuesta de la CNE, diferenciando entre Retribución Definitiva y Retribución Provisional.

Tal y como se ha comentado anteriormente, se observa que el MIET ha omitido la actualización de la Retribución Provisional Reconocida mediante Resolución asociada a instalaciones puestas en marcha antes de 2008. Esto implica una reducción de 29.276.431,10 € en la retribución de ENAGAS.

En el Cuadro 10, se compara, por empresa, la Retribución correspondiente al año 2012 de las instalaciones puestas en marcha con posterioridad al 1 de enero de 2008, contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y en la propuesta de la CNE, diferenciando entre Retribución Definitiva, Retribución a Cuenta de activos incluidos por las Órdenes Ministeriales de años anteriores, y Retribución a Cuenta de los activos previstos incluir en la próxima Orden Ministerial.

En relación con las cantidades asociadas a instalaciones a incluir a en Retribución a Cuenta en esta Orden, tal y como se ha comentado anteriormente, se observa una diferencia de 7,4 Millones de € en la Retribución a Cuenta para el año 2012 y 0,2 M€ en pagos únicos de ENAGAS, que está principalmente motivada por la inclusión de nuevas instalaciones en la Propuesta Actualizada de la CNE.

Además se observa que, existe una diferencia, en valor absoluto, de 0,87 M€ por los mismos conceptos entre las cantidades que determina esta Comisión y las que determinó el MIET para las sociedades ENDESA GAS TRANSPORTE y TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS. Estas diferencias están motivadas porque el MIET ha considerado erróneamente que las instalaciones del Gasoducto Briviesca – Belorado pertenecen a ENDESA GAS TRANSPORTE en lugar de a TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS.

El resto de la diferencia se explican por diferencias en las características técnicas de las instalaciones consideradas (que indirectamente determinan los factores correctores a aplicar en la metodología) o en los valores unitarios de O&M aplicados, ya que los valores de inversión (VAI o VI) utilizados por el MIET y la CNE para determinar la retribución por Amortización o la Retribución Financiera son coincidentes.

	Activos con puesta en marcha anterior a 1 de enero de 2008											
	Propuesta CNE			Propuesta OM			Diferencia					
	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva		Provisional		Total	
							ABS	%	ABS	%	ABS	%
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
CEGAS	1.164.127,32	0,00	1.164.127,32	1.164.127,32		1.164.127,32	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
ENAGAS, S.A.	447.118.852,33	29.276.431,10	476.395.283,43	447.118.852,33		447.118.852,33	0,00	0%	-29.276.431,10	-100%	-29.276.431,10	
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.879.912,64	0,00	2.879.912,64	2.879.912,64		2.879.912,64	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Gas Aragón, S.A.	3.894.424,75	0,00	3.894.424,75	3.894.424,75		3.894.424,75	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.551.428,22	0,00	2.551.428,22	2.551.428,22		2.551.428,22	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	105.411,02	0,00	105.411,02	105.411,02		105.411,02	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.739.370,35	0,00	1.739.370,35	1.739.370,35		1.739.370,35	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.702.020,83	0,00	21.702.020,83	21.702.020,83		21.702.020,83	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.522,92	0,00	49.522,92	49.522,92		49.522,92	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00			0,00	0,00		0,00		0,00	
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00		0,00	
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	18.965.799,29	0,00	18.965.799,29	18.965.799,29		18.965.799,29	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	555.349,01	0,00	555.349,01	555.349,01		555.349,01	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.693.428,11	0,00	5.693.428,11	5.693.428,11		5.693.428,11	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00		0,00	
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.973.140,74	0,00	3.973.140,74	3.973.140,74		3.973.140,74	0,00	0%	0,00	0,00	0%	
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00		0,00		0,00	
<b>Total Sector</b>	<b>510.392.787,53</b>	<b>29.276.431,10</b>	<b>539.669.218,63</b>	<b>510.392.787,53</b>		<b>510.392.787,53</b>	<b>0,00</b>	<b>0%</b>	<b>-29.276.431,10</b>	<b>-5%</b>	<b>-29.276.431,10</b>	

**Cuadro 18. Comparativo MIET-CNE de Retribución para 2012 correspondiente a Instalaciones PEM antes de 2008, diferenciada por empresa**

Activos con puesta en marcha posterior a 1 de enero de 2008						
Propuesta CNE (A)						
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta				Total Retribución A Cuenta (2)+(3)+(4)	Total Retribución (1)+(2)+(3)+(4)
	Instalaciones Incluidas en Disposiciones Anteriores	A incluir en OM 2012 (Activos con Acta pem en 2010 y 2011)		Devengada en Año 2012 (4)		
		Devengada en Año 2012 (2)	Pagos Únicos Devengada en Año 2010 y 2011 (3)			
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CEGAS	0,00	0,00	268.778,47	2.019.879,84	2.288.658,31	2.288.658,31
ENAGAS, S.A.	0,00	176.290.650,73	6.013.344,37	63.589.281,68	245.893.276,78	245.893.276,78
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00	10.696.574,79	408.365,04	9.210.280,38	20.315.220,21	20.315.220,21
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	452.579,36	523.730,14	0,00	0,00	523.730,14	976.309,50
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	407.206,08	3.891.378,26	0,00	0,00	3.891.378,26	4.298.584,34
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	2.398.198,35	109.662,58	0,00	0,00	109.662,58	2.507.860,93
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	3.597.898,63	511.063,49	2.190.145,75	6.299.107,87	6.299.107,87
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	0,00	8.972.378,14	0,00	700.998,20	9.673.376,34	9.673.376,34
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.691.021,15	0,00	0,00	0,00	0,00	2.691.021,15
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00	2.163.659,31	149.044,28	3.833.647,36	6.146.350,95	6.146.350,95
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Sector</b>	<b>5.949.004,94</b>	<b>206.245.932,58</b>	<b>7.350.595,65</b>	<b>81.544.233,21</b>	<b>295.140.761,44</b>	<b>301.089.766,38</b>
Propuesta MITYC (B)						
Retribución Definitiva	Retribución A Cuenta				Total Retribución A Cuenta (2)+(3)+(4)	Total Retribución (1)+(2)+(3)+(4)
	Instalaciones Incluidas en	A incluir en OM 2012 (Activos con Acta pem en 2010 y 2011)		Devengada en Año 2012 (4)		
		Devengada en Año 2012 (2)	Pagos Únicos Devengada en Año 2010 y 2011 (3)			
Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00			0,00	0,00
CEGAS	0,00	0,00	268.778,46	2.019.879,76	2.288.658,22	2.288.658,22
ENAGAS, S.A.	0,00	176.171.161,64	5.856.507,70	56.180.196,33	238.207.865,67	238.207.865,67
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00	10.712.574,71	435.489,54	10.057.115,11	21.205.179,36	21.205.179,36
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00			0,00	0,00
Gas Extremadura Transportista, S.L.	452.579,36	523.729,82			523.729,82	976.309,18
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	407.206,08	3.891.378,24	0,00	0,00	3.891.378,24	4.298.584,32
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	2.398.198,35	109.662,58	0,00	0,00	109.662,58	2.507.860,93
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	3.598.168,64	511.060,69	2.190.103,40	6.299.332,73	6.299.332,73
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	0,00	0,00			0,00	0,00
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00			0,00	0,00
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00			0,00	0,00
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	0,00	8.972.417,95	0,00	700.998,18	9.673.416,13	9.673.416,13
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00				0,00	0,00
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.691.021,15				0,00	2.691.021,15
Septentrional del Gas, S.A.	0,00				0,00	0,00
Transportista Regional del Gas, S.L.	0,00	2.163.632,29	121.919,77	2.986.810,42	5.272.362,48	5.272.362,48
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00				0,00	0,00
<b>Total Sector</b>	<b>5.949.004,94</b>	<b>206.142.725,87</b>	<b>7.193.756,16</b>	<b>74.135.103,20</b>	<b>287.471.585,23</b>	<b>293.420.590,17</b>

**Cuadro 19. Comparativo MIET-CNE de Retribución para 2012 de las instalaciones PEM desde el 1 de enero de 2008**

Por último, 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 326/2008<sup>10</sup>, sobre cómputo y cobro de la retribución, se recomienda diferenciar la retribución de transporte en los siguientes conceptos:

- **Retribución año 2012 correspondiente a activos puestos en marcha antes del 1 de enero de 2008**
- **Retribución año 2012 correspondiente a activos puestos en marcha desde el 1 de enero de 2008**
- **Pagos únicos asociados a la retribución a cuenta devengada en 2010 y 2011, por las nuevas instalaciones que se proponen incluir este año en el Régimen Retributivo.**

En consecuencia, se propone sustituir el cuadro resumen recogido en el Anexo IV bajo la denominación "2. *Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y gastos de explotación fijos de las empresas titulares de activos de transporte (€)*" por el siguiente.

	Retribución Devengada 2012			Retribución a Cuenta Devengada en 2010 y 2011 por Instalaciones a incluir en Reg Retributivo	TOTAL BOE
	Total para Aplicar Metodo Gral de la ECO/2692/2002	Total para Aplicar Metodo Art. 6.6 RD/326/2008	TOTAL	PAGO ÚNICO	
	Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	
CEGAS	1.164.718,82	2.019.879,84	3.184.598,66	268.778,47	3.453.377,13
ENAGAS, S.A.	479.072.669,05	239.879.932,41	718.952.601,46	6.013.344,37	724.965.945,83
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.918.302,83	19.906.855,17	22.825.158,00	408.365,04	23.233.523,04
Gas Aragón, S.A.	3.894.424,75	0,00	3.894.424,75	0,00	3.894.424,75
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.561.076,81	976.309,50	3.537.386,31	0,00	3.537.386,31
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	105.599,52	4.298.584,34	4.404.183,86	0,00	4.404.183,86
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.743.049,62	2.507.860,93	4.250.910,55	0,00	4.250.910,55
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	21.739.858,11	5.788.044,38	27.527.902,49	511.063,49	28.038.965,98
Gasoducto Escombreras, S.L.U.	49.522,92	0,00	49.522,92	0,00	49.522,92
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	19.001.536,08	9.673.376,34	28.674.912,42	0,00	28.674.912,42
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	559.568,62	0,00	559.568,62	0,00	559.568,62
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.693.428,11	2.691.021,15	8.384.449,26	0,00	8.384.449,26
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.993.908,44	5.997.306,67	9.991.215,11	149.044,28	10.140.259,39
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total Sector</b>	<b>542.497.663,67</b>	<b>293.739.170,73</b>	<b>836.236.834,40</b>	<b>7.350.595,65</b>	<b>843.587.430,05</b>

**Nota:** Son las cantidades de la propuesta de la CNE, incluyendo las cantidades de Retribución Financiera de Gas Talón de Transporte

**Cuadro 20. Tabla Resumen a Incluir en el epígrafe 2 del Anexo IV de la Propuesta de OM**

### 5.4.3 Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo a publicar en el BOE

El punto 5 de la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial, recoge la retribución de los almacenamientos subterráneos.

En el punto 5.1 de la Memoria se recoge la retribución definitiva a percibir por las diferentes empresas titulares de almacenamientos subterráneos por concepto de costes de inversión para los años 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 y 2012.

<sup>10</sup> "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."

En el siguiente cuadro se compara la retribución por costes de inversión y O&M para 2012 contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la Propuesta Actualizada de la CNE:

	Retribución 2012			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	<b>47.105.521,52</b>	<b>47.105.521,95</b>	<b>0,43</b>	<b>0%</b>
<b>Costes de Inversión</b>	22.637.675,57	22.637.676,00	0,43	0%
<b>Ajuste Sobre-retribución 07/08</b>	-705.327,00	-705.327,00	0,00	0%
<b>O&amp;M Serrablo</b>	7.681.440,59	7.681.440,59	0,00	0%
<b>O&amp;M Gaviota</b>	17.491.732,35	17.491.732,35	0,00	0%
<b>Total Sector</b>	<b>47.105.521,52</b>	<b>47.105.521,95</b>	<b>0,43</b>	<b>0%</b>

**Cuadro 21. Comparativo MIET-CNE por Retribución de los Costes de Inversión y O&M en la Actividad de AASS**

En cualquier caso, hay que hacer notar que en la tabla 4 del Anexo IV, Retribución de los activos afectos a la actividad de almacenamiento subterráneo, existe una errata ya que se refleja el valor de retribución de costes de inversión sin minorarlo por el Ajuste de Sobre-retribución 07/08.

**El valor a reflejar debería ser 21.932.346,57 €** en lugar de los 22.637.676.

#### 5.4.4 Retribución de la Actividad de Regasificación a publicar en el BOE

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2012 expone las necesidades retributivas de la actividad de regasificación en el Epígrafe 6.

En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE, excluida la Retribución Financiera Reconocida para el año 2012 por las adquisiciones de gas para NMLL de plantas de regasificación (talones). Señalar que los cálculos de la Retribución a publicar en BOE por el MIET y CNE coinciden.

	Retribución Total			
	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencia	
			ABS	%
<b>ENAGAS, S.A.</b>	256.994.222,76	256.994.224,00	1,24	0%
<b>Bahía Bizkaia Gaz</b>	47.938.796,92	47.938.797,00	0,08	0%
<b>Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.</b>	68.992.248,38	68.992.248,00	-0,38	0%
<b>Regasificadora del Noroeste, S.A.</b>	46.592.416,52	46.592.417,00	0,48	0%
<b>Total Sector</b>	<b>420.517.684,58</b>	<b>420.517.686,00</b>	<b>1,42</b>	<b>0%</b>

**Cuadro 22. Comparativo MIET-CNE por Retribución en la Actividad de Regasificación**

No obstante, se ha observado una diferencia de 27.371 € en la Retribución Financiera Reconocida para el año 2012 por el gas para nivel mínimo de llenado (NMLL) de plantas de regasificación (talones). El MIET contempla una retribución reconocida de 2.370.331 €, mientras los cálculos de la CNE establecen un valor de 2.397.702 €.

La razón de esta diferencia está en la tasa de retribución financiera (Tr), ya que se está aplicando la misma metodología de cálculo. Mientras el MIET utiliza la media de los 12 meses anteriores a octubre del año 2011 (8,66%) la Propuesta Actualizada de la CNE utiliza el 8,76%, media de los 12 meses anteriores a noviembre, como Tr. Esta corrección supone un incremento de 27.371 € en las necesidades económicas del sector gasista.

A continuación se muestran las tablas con los valores para la retribución financiera 2012 reconocida a las plantas de regasificación, respectivamente, mostrando los valores considerados por el MIET (sin actualizar) y los valores obtenidos por esta Comisión:

	RETRIBUCIÓN RECONOCIDA GAS TALÓN REGASIFICACIÓN		
	Cálculo MITyC	Cálculo CNE Actualizado	Diferencia (B)-(A)
ENAGAS, S.A. (T)	1.579.265,00	1.597.501,06	18.236,06
BBG	328.151,00	331.939,82	3.788,82
Saggas	213.978,00	216.448,80	2.470,80
Reganosa	248.938,00	251.812,11	2.874,11
<b>TOTALES</b>	<b>2.370.332,00</b>	<b>2.397.701,79</b>	<b>27.369,79</b>

**Cuadro 23. . Comparativo MIET-CNE por Retribución Financiera Reconocida para el año 2012 por gas para NMLL de Plantas de Regasificación**

Vistas las diferencias existentes en la Retribución Financiera Reconocida para el año 2012, se propone modificar la tabla 3 del Anexo IV, Retribución en concepto de amortización, retribución financiera y costes de operación y mantenimiento fijos de las empresas titulares de instalaciones de regasificación por el siguiente cuadro.

	Retribución 2012
ENAGAS, S.A.	258.591.723,81
Bahía Bizkaia Gaz	48.270.736,74
Planta de Regasificación de	69.208.697,18
Regasificadora del Noroeste, S.A.	46.844.228,63
<b>Total Sector</b>	<b>422.915.386,37</b>

**Cuadro 24. . Tabla Resumen a Incluir en el epígrafe 3 del Anexo IV de la Propuesta de OM**

#### 5.4.5 Retribución Gas Operación

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2012 expone las necesidades retributivas por el coste del gas de operación de la actividad de transporte, regasificación y AASS en el punto 11 "Retribución de gas talón y gas de operación". En dicho punto el MIET expone la cantidad presupuestada de **42.376.045 €**.

Esta Comisión, en los cálculos de necesidades financieras 2012 por el coste de gas de operación, obtiene un valor actualizado por este concepto de **42.006.036 €**.

Por lo tanto existe un diferencia en esta previsión de necesidades financieras de **-370.009 €**. En la siguiente tabla se muestra el desglose considerado en los cálculos del MIET y en los cálculos actualizados de esta Comisión.

	PRESUPUESTO RECONOCIMIENTO IMPORTE GAS OPERACIÓN TRANSP., REGAS. Y AASS						Diferencia importe (€)
	Cálculo MITyC			Cálculo CNE Actualizado			
	Cantidades (KWh)	Precio (€/KWh)	Importe (€)	Cantidades (KWh)	Precio (€/KWh)	Importe (€)	
Regasificación	87.330.004	0,02816	2.459.122	87.330.004	0,02358	2.059.533	-399.589
AASS	439.459.933	0,02816	12.374.733	715.747.630	0,02358	16.879.715	4.504.982
Transporte	978.097.048	0,02816	27.542.191	978.097.048	0,02358	23.066.789	-4.475.402
<b>Total</b>	<b>1.504.886.985</b>	-	<b>42.376.045</b>	<b>1.781.174.682</b>	-	<b>42.006.036</b>	<b>-370.009</b>

**Cuadro 25 –Desglose del Presupuesto 2012 por coste de gas de operación de las actividades de transporte, regasificación y AASS.**

Las diferencias provienen de las cantidades de gas de operación tenidas en cuenta para los AASS (el MIET toma la publicada en la Resolución de 6 de mayo de 2011; la CNE toma una cantidad

superior a la indicada en dicha Resolución ya que la puesta en marcha de nuevos AASS previsiblemente traerá como consecuencia la adquisición durante 2012 de una cantidad de gas de operación superior a la indicada en la subasta para estos AASS<sup>11</sup>), así como del precio considerado (el MIET toma el precio de gas de base que interviene en la elaboración de las tarifas de último recurso de 1 de julio y de 1 de octubre de 2011 y la CNE toma el precio promedio de los precios mensuales para gas introducido por gasoducto –disponibles hasta la fecha– calculados según Resolución de 6 de mayo de 2011).

#### **5.4.6 Retribución de la Actividad de Distribución a Publicar en BOE**

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2011 expone las necesidades económicas de la actividad de distribución en el Epígrafe 8.

##### **5.4.6.1 Trazabilidad de los cálculos.**

En primer lugar se debe señalar la dificultad encontrada para replicar los cálculos que permiten confeccionar la columna de Diferencias de retribución por variaciones en las Cifras de Clientes del cuadro de retribución de Distribución a publicar en el BOE (incluido también en la pág. 105 de la Memoria) desde el cuadro resumen de la página 104 de la Memoria.

##### **5.4.6.2 Modificación de la Retribución de Gas Directo S.A.**

El apartado 7.10.3 de la Memoria recoge una supuesta anomalía en la retribución de Gas Directo en el año 2003, que no tuvo en cuenta la retribución de 287.579 MWh, por lo que propone un ajuste de 588.031 € que se adicionaría a la retribución de 2012 de Gas Directo.

No obstante, y según información de Gas Directo, en el año 2002 Gas Directo venía suministrando GNL a consumidores finales (empresas ENERALCO, HORMIGONES PARROS, SIDERURGICA AÑÓN Y REFRACTARIOS GUADALCANAL), esta Comisión entiende que Gas Directo realizaba el suministro de GNL en aplicación de la tarifa vigente de Planta Satélite (PS) - ORDEN de 30 de septiembre de 1999 *por la que se actualizan los parámetros del sistema de precios máximos de los suministros de gas natural para usos industriales*, derogada por ORDEN ECO/302/2002.

Que dentro del proceso de liberalización emprendido por la Ley 34/1998, el artículo 13 de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, *por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores*, indica que los precios de los suministros de gas natural licuado (GNL) efectuados a partir de plantas terminales de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado para el suministro a consumidores finales quedan liberalizados a partir de la entrada en vigor de la presente Orden. Por lo que, a partir de la entrada en vigor de la citada Orden, el suministro de GNL a consumidores finales quedaba liberalizado, debiendo ser realizado por comercializadores.

Por tanto, y ante la posibilidad de que se estuvieran imputando incorrectamente por Gas Directo en los años 2004 a 2010 cantidades de GNL para el suministro a consumidores finales, como cantidades de gas canalizado suministrado a presión de menos de 4 bar para el cálculo de la retribución de distribución de Gas Directo, se recomienda comprobar, previamente al ajuste propuesto de 588.031 €, que Gas Directo es el titular de las instalaciones para el suministro a dichos consumidores finales en el periodo 2002-2011 y que ha estado habilitado para efectuar dicho suministro.

---

<sup>11</sup> Se estima la cantidad de gas de operación para el AASS Castor a partir del ratio Gas de operación/Gas de inyección calculado para el AASS Gaviota (más detalle en Informe CNE sobre Propuesta de Retribución 2012).

### 5.4.6.3 Diferencias en la retribución de distribución entre la Propuesta del MIET vs. CNE

En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE diferenciando entre la retribución del año 2012 y los desvíos que se generan en las retribuciones de 2011 y 2010.

	Propuesta CNE	Propuesta OM	Diferencias	
			ABS	%
Retribución 2012	1.507.743.531	1.521.536.746	13.793.215	0,91%
Desvíos 2011/2010	-5.310.307	-1.217.202	4.093.105	-77,08%
<b>Total BOE</b>	<b>1.502.433.224</b>	<b>1.520.319.544</b>	<b>17.886.320</b>	<b>1,19%</b>

**Cuadro 26. Comparativo MIET-CNE por Retribución en la Actividad de Distribución**

La diferencia principal se produce en el cálculo de la Retribución 2012 (13,8 M€), y está motivada por la utilización de un escenario de demanda previsto diferente. En el siguiente cuadro se comparan ambos escenarios.

	MITyC (A)	CNE (B)	Diferencia (A)-(B)
<b>Incremento Nº P<sub>suministro</sub> &lt; 4 bar en 2012</b>	<b>122.443</b>	<b>122.443</b>	<b>0</b>
Demanda < 4 bar (MWh) en 2012	73.622.499	70.703.104	2.919.396
Demanda > 4 bar (MWh) en 2012	133.017.044	128.558.206	4.458.837
<b>Total Demanda Prevista en 2012</b>	<b>206.639.543</b>	<b>199.261.310</b>	<b>7.378.233</b>

**Cuadro 27. Comparativo Escenario Demanda Previsto MIET-CNE para Retribución en la Actividad de Distribución**

El escenario previsto por el MIET es un 3,7% superior al previsto por la CNE y bastante similar al escenario previsto por la Empresas (206.777.145 MWh).

Tal y como señaló en su Propuesta de Retribución para 2012, y a la vista de la evolución de la demanda, esta Comisión considera que las previsiones de demanda 2012 efectuadas por las empresas son elevadas.

Por ello esta Comisión ha tomado sus propias previsiones<sup>12</sup> de demanda, siendo el escenario de demanda utilizado de 371.195 GWh, un 2,8% menor que la demanda prevista para el cierre del año 2011. Se prevé que la demanda convencional alcance los 269.268 GWh, un 1,71% mayor que 2011, y la demanda eléctrica los 101.927 GWh, un 12,98% menor que 2011.

Por tanto, para determinar las previsiones de clientes y suministros del año 2012 para la actividad de distribución, se tuvieron en cuenta, como base, las previsiones para el 2012 efectuadas por las empresas e informadas a esta Comisión minorándolas por los coeficientes resultantes de dividir las previsiones de la CNE por las previsiones de las empresas para ventas a menos de 4 bar<sup>13</sup>, y para ventas entre 4-60 bar<sup>14</sup>, respectivamente.

<sup>12</sup> La demanda considerada se corresponde con la demanda propuesta en el informe de esta Comisión "Previsiones de demanda y facturación en el sector de gas natural para 2012" a realizar en cumplimiento de la Disposición adicional undécima de la Orden ITC 3520/2009:

<sup>13</sup> Para calcular este coeficiente se han tenido en cuenta las minoraciones agregadas de los grupos 3 y 2 bis consideradas por esta Comisión sobre el total agregado de ventas a menos de 4 bar obtenido a partir de las previsiones proporcionadas por las empresas.

<sup>14</sup> Para calcular este coeficiente se han tenido en cuenta las minoraciones agregadas del grupo 2 consideradas por esta Comisión sobre el total agregado de ventas entre 4-60 bar obtenido a partir de las previsiones proporcionadas por las empresas.

	Año 2012	
	Total Ventas distribuidoras a < 4 bar	Total Ventas distribuidoras 4-60 bar
Previsión empresas	73.760.019,29	133.017.126,54
Previsión CNE	70.703.103,52	128.558.206,04
Coef. Minoración	<b>0,9586</b>	<b>0,9665</b>

**Cuadro 28. Previsión de demanda de las empresas vs previsión CNE y coeficientes de minoración resultantes.**

Analizados los datos del MIET, se observa que éste efectivamente adopta el escenario previsto por las Empresas Distribuidoras salvo en el caso de las empresas distribuidoras Gasificadora Regional Canaria y Madrileña Red de Gas II, donde el MIET utiliza las previsiones efectuadas por esta Comisión.

MWh	Previsión Demanda 2012		
	Empresa	CNE	MIET
<b>Madrileña Red de Gas II</b>			
Demanda < 4 bar (MWh)	3.307.941	3.170.846	3.170.846
Demanda > 4 bar (MWh)	2.474	2.391	2.391
<b>Gasificadora Regional Canaria</b>			
Demanda < 4 bar (MWh)	10.260	9.835	9.835
Demanda > 4 bar (MWh)			

**Cuadro 29. Previsión de Demanda en las redes de Madrileña Red de Gas II y Gasificadora Regional Canaria de las empresas, de la CNE y el MIET.**

A la vista de la casuística detectada se recomienda que los escenarios a utilizar sean homogéneos.

En cuanto a la diferencia entre los cálculos de la CNE y el MIET en relación con las Diferencias de retribución por variaciones en las Cifras de Clientes y Demandas en los años 2010 y 2011 (4,1 M€), señalar que, tal y como se ha indicado antes, ha sido imposible replicar los cálculos del MIET impidiendo determinar la causa exacta de dicha diferencia.

#### 5.4.7 Retribución Específica de Distribución

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2012 expone las necesidades económicas de la retribución específica de distribución en el punto 8 "Previsión de pagos asociados a la retribución específica". En dicho punto, el MIET expone la cantidad presupuestada para el 2012 relativa a estos pagos: **8.483.960 €**. Las consideraciones que han llevado a dicha cifra se pueden resumir en:

- Puesto que no quedan proyectos por retribuir en la 1ª convocatoria (iniciados en 2004), no se considera presupuesto asociado a la misma.
- Consideración para la 2ª (iniciados 2005/06) y 3ª convocatoria (iniciados 2006/07) de pérdida de los pagos pendientes, por haberse sobrepasado con creces las fechas máximas de obtención de las Actas de Puesta en marcha (31 de diciembre de 2008 y 31 de diciembre de 2009, respectivamente); por lo tanto no se considera presupuesto asociado a dichas convocatorias.
- En la convocatoria 4ª (iniciados 2007/08), y pese a haberse sobrepasado la fecha máxima de obtención de Actas de Puesta en marcha (30 de junio de 2010), se ha considerado que puede existir un pequeño grupo de proyectos que podría cumplir con dicha condición, tomándose un pequeño porcentaje -5%- de las cantidades reales pendientes de pago asociadas a dicha convocatoria para presupuestar.

- Previsión de pago de un porcentaje significativo -30%- de las cantidades pendientes en la 5ª convocatoria (iniciados 2008/09).
- Previsión de pago de un porcentaje del 12% de las cantidades pendientes en la 6ª convocatoria (iniciados 2009/10).
- Sin consideración de pago para la 7ª y 8ª convocatorias (iniciados en 2010/11 y en 2011/12 respectivamente). Al no presentar aún dichas convocatorias la Propuesta de Resolución del MIET ha considerado que es poco probable que se efectúe algún pago asociado a las mismas en el año 2012.

A este respecto, indicar que con el criterio de caja que la CNE propuso en el informe sobre la retribución de las actividades reguladas para 2012 –pago del 20% tanto de las cantidades pendientes de pago ya asignadas como de las cantidades pendientes de asignación– la cantidad presupuestada para 2012 por este concepto, **21.015.442 €**, es más del doble de la propuesta por el MIET.

Dicho esto, esta Comisión ha realizado una actualización de su propuesta considerando el criterio aplicado por el MIET expuesto anteriormente, obteniendo con dicho método un presupuesto por retribución específica para 2012 de **8.426.003 €**.

En la siguiente tabla se expone la situación, a día de hoy, de las cantidades asignadas, cobradas y pendientes de cobro de las diferentes convocatorias de retribución específica, y el cálculo del presupuesto 2012 por retribución específica efectuado por esta Comisión según el criterio del MIET:

	ESTADO CONVOCATORIAS RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA					Cálculos CNE con Criterio MITyC	
	(A) = Otorgada/A otorgar (€) (*)	(B) = Cobrada (€)	% Cobrada	(C) =Costes no incurridos (€) (**)	(D) = (A)-(B)-(C)=Pendiente pago real (€)	% presupuestada sobre pendiente pago	R.E. presupuestada 2012 (€)
<b>1ª. Conv: Proyectos iniciados 2004 (ITC/31/2004)</b>	21.798.662	21.798.662	100%	0	0	-	0
<b>2ª. Conv: Proyectos iniciados 2005/06 (ITC/102/2005)</b>	23.060.277	11.385.861	49%	1.239.997	10.434.419	0%	0
<b>3ª. Conv: Proyectos iniciados 2006/07 (ITC/4099/2005)</b>	22.662.353	12.234.681	54%	1.502.173	8.925.499	0%	0
<b>4ª. Conv: Proyectos iniciados 2007/08 (ITC/3993/2006)</b>	17.746.425	5.156.349	29%	781.432	11.808.644	5%	590.432
<b>5ª. Conv: Proyectos iniciados 2008/09 (ITC/3863/2007)</b>	21.078.383	1.805.510	9%	33.095	19.239.778	30%	5.771.933
<b>PROPUESTA: 6ª. Conv: Proyectos iniciados 2009/10 (ITC/3802/2008)</b>	17.196.979	0	0%	0	17.196.979	12%	2.063.637
<b>PROYECTOS 7ª. Conv: Proyectos iniciados 2010/11 (ITC/3520/2009)</b>	<i>Sin Propuesta MITyC</i>						
<b>PROYECTOS 8ª. Conv: Proyectos iniciados 2011/12 (ITC/3354/2010)</b>	<i>Sin Propuesta MITyC</i>						
<b>TOTALES</b>	<b>123.543.079</b>	<b>52.381.063</b>		<b>3.556.697</b>	<b>67.605.319</b>	<b>-</b>	<b>8.426.003</b>

(\*): El valor de las convocatoria 6ª no ha sido aún aprobado por Resolución. La CNE ha estimado este valor en base a las consideraciones de su informe 11/2011 de 5 de mayo de 2011, sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en 2009/2010.

(\*\*): Total costes no incurridos por minoración de la asignación inicial (por ayudas de CCAA o presupuestos inferiores a los declarados), denegación del pago (por incumplimiento condiciones) ó desestimiento de la empresa.

**Cuadro 30 –Resumen de Cantidades asignadas, cobradas y pendientes de cobro de las diferentes convocatorias de retribución específica y Presupuesto 2012 por dicho concepto.**

Como se puede observar la cantidad reflejada en el punto 8 de la Memoria de OM -8.483.960 € -y la cantidad calculada por esta Comisión con el mismo criterio -8.426.003 €, difieren aunque son similares. Las razones serían las siguientes:

- En la 5ª convocatoria, la cantidad pendiente considerada por el MIET de 19.439.779 € presenta una errata ya que ésta no se obtendría a partir de las cifras de cantidades otorgadas, cobradas y “perdidas” que se muestran en la tabla del punto 8 de la Memoria de OM, y que sí son coherentes con las expuestas en el Cuadro anterior. La cantidad pendiente correcta para la 5ª convocatoria sería por tanto de 19.239.778 €.
- En la 6ª convocatoria, esta Comisión estima el valor en base a las consideraciones de su informe 11/2011 de 5 de mayo de 2011, sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en 2009/2010. Se desconoce el detalle que lleva al valor, similar pero diferente, de 17.179.956 € que figura en la tabla del punto 8 de la Memoria de OM.

Aunque sin efectos en la cantidad a presupuestar, cabe citar que la cantidad cobrada en la 3ª convocatoria, según la información de la que dispone esta Comisión sería, tal y como se muestra en el anterior Cuadro de 12.234.681 € y no de 11.986.085 € (cantidad que figura en la tabla del punto 8 de la Memoria de OM). Asimismo la 2ª y 3ª convocatorias, las cantidades que obtendría esta Comisión como pendientes de pago (cantidades íntegras que se perderían por haberse sobrepasado con creces la fecha de puesta en marcha) serían de 10.434.419 € y de 8.925.499 €, respectivamente, y no de 11.694.396 € y 10.676.290 € como indica la tabla del punto 8 de la Memoria de OM.

Finalmente, esta Comisión considera que la cantidad que ha propuesto de 21.015.442 € es razonable, ya que representa el 44% de la cantidad considerada por la Propuesta del MIET como pendiente de pago de 48,2 millones de €, al haber suprimido el reconocimiento de pago de 19,3 millones de € de las primeras convocatorias, por haberse sobrepasado las fechas máximas de obtención de las Actas de Puesta en marcha.

#### **5.4.8 Retribución GTS**

En relación con los costes del GTS indicar que al formar parte el GTS de Enagás, muchos de los costes de explotación del GTS son compartidos con las distintas actividades de la empresa<sup>15</sup>. Por tanto, hasta que se defina una Información Regulatoria de Costes, no será posible delimitar qué parte de los costes de explotación de ENAGAS son imputables al GTS.

Además, teniendo en cuenta lo establecido por la D.A. Vigésima de la Ley 34/1998, y la distinta naturaleza de las inversiones y de los costes de la actividad del GTS en relación con el resto de las actividades reguladas (transporte, distribución, regasificación y AASS), se considera necesario el establecimiento de una metodología específica para la determinación de la retribución anual del GTS.

---

<sup>15</sup> El modelo de costes de Enagás está basado en procesos (Corporativos, Negocio y Soporte) y actividades (Regasificación, Transporte, Almacenamientos Subterráneos, Gestión Técnica del Sistema, Compra/Venta de gas y Actividades no reguladas). Los costes de los procesos de negocio se vinculan directamente a las actividades, ya que se consideran propios de las mismas y no compartidos. Sin embargo, los costes corporativos y los de soporte, son comunes entre las distintas actividades por lo que se imputan en base a los siguiente parámetros: plantilla media de procesos de negocio, valor inmovilizado bruto y/o dedicación del personal (horas/hombre)

La amortización, por su parte, se imputa según los elementos de inmovilizado, vinculados en algunos casos a una sola actividad, o proporcionalmente entre más de una

Por tanto, ante la falta de un Sistema de Información Regulatoria de Costes y de una metodología de reconocimiento de retribución de las inversiones y costes del GTS, y con el objeto de evitar una doble retribución de costes que podrían ya estar reconocidos en las otras actividades realizadas por Enagás, esta Comisión está de acuerdo que, transitoriamente para 2012, se actualice para el GTS la retribución del año 2011 con el valor interanual de IPC a octubre (3,01%). Ello supondría una retribución de 11.789.434 € para el próximo año, todo ello sin perjuicio de las regularizaciones que correspondan una vez realizada y verificada un correcto reparto e imputación de los costes e inversiones al GTS, y definida una metodología que establezca la retribución de las inversiones del GTS.

### **5.5 Sobre cantidades pendientes de incluir en el régimen retributivo**

La Propuestas tanto de la CNE como del MIET a la hora de determinar las cantidades a considerar en la determinación del valor de los peajes de acceso, tienen en cuenta que, por los procesos administrativos de reconocimiento de los costes regulados de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, existe un periodo de tiempo entre la fecha de la puesta en servicio de la instalación (fecha de devengo de los derechos retributivos) y la fecha de incorporación del coste reconocido en el sistema de liquidaciones, lo que hace que los pagos efectivos a las empresas de los costes reconocidos por las nuevas instalaciones sean posteriores a las fechas de devengo de los citados costes.

Por tanto, a la hora de determinar las necesidades económicas del sector para un año concreto, y su consideración en la determinación de los peajes de acceso, esta realidad administrativa, que se asemeja al denominado criterio de caja, se implementa aplicando sobre las cantidades devengadas pendientes de inclusión en el régimen retributivo un porcentaje que representa la mejor previsión de incorporación de los costes reconocidos al sistema de liquidaciones, en su voluntad de aflorarlas.

En el análisis de las necesidades económicas de la Propuesta de Orden Ministerial se ha puesto de manifiesto un criterio de caja del MIET más restrictivo que el que plantea esta Comisión. En concreto, el MIET considera que durante 2012 se van a incorporar 182<sup>16</sup> M€ correspondiente a cantidades devengadas por instalaciones puestas en servicio entre 2002 y 2012, mientras que esta Comisión prevé 325 M€<sup>17</sup>, es decir existe una diferencia de 143 M€. Todo ello, sin tener en cuenta que la Propuesta del MIET no ha considerado el desvío previsto hasta 2011 de 229,5 M€

En consecuencia, y al objeto de prever la evolución de los peajes y cánones y su suficiencia para mantener un presupuesto equilibrado, se recomienda que se tenga en cuenta el criterio de caja propuesto por la CNE por ser más prudente en orden a evitar la acumulación de déficit.

#### **5.5.1 Retribución Gas talón de AASS**

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2012 expone las necesidades financieras de de la retribución del gas talón de los AASS previstos poner en marcha en 2012 (AASS Castor y AASS Yela<sup>18</sup>) en el punto 11 “Retribución de gas talón y gas de operación”. En dicho punto el MIET expone la cantidad presupuestada para 2012 por este concepto: **16.780.855 €**.

---

<sup>16</sup> Transporte 21 M€, Regasificación 35,4 M€ y AASS 125,7 M€

<sup>17</sup> Transporte 29,3 M€, Regasificación 54,7 M€ y AASS 239,5 M€

<sup>18</sup> Si bien se prevé la puesta en marcha en 2012 del AASS Marismas, éste ya poseería gas colchón.

Esta Comisión, en los cálculos de previsión de retribución 2012 por los nuevos AASS previstos poner en marcha en 2012, tiene en cuenta la retribución por gas talón de los mismos. El valor actualizado de este concepto obtenido por la CNE es de **22.916.095 €**.

Por lo tanto existe un diferencia en esta previsión de retribución de **6.135.240 €**. En la siguiente tabla se muestra el desglose de los parámetros considerados en los cálculos del MIET y en los cálculos actualizados de esta Comisión.

	PRESUPUESTO RETRIBUCIÓN GAS COLCHÓN DE AASS			
	Cálculo MITyC		Cálculo CNE Actualizado	
	AASS Castor	AASS Yela	AASS Castor	AASS Yela
Volumen gas talón (GWh)	7.080	3.428	7.080	3.017
Precio valoración gas talón (€/kWh)	0,02816		Según estimación Promotor	
Valoración gas talón (€)	199.365.401	96.528.898	126.100.000	107.000.000
Tr	6,50%		8,18%	
Vida útil	20		20	
Fecha inicio devengo	04/07/2012		01/05/2012	01/03/2012
Retribución anual 2012	22.927.021	11.100.823	16.619.980	14.102.600
Retribución 2012	11.306.476	5.474.379	11.125.396	11.790.698
<b>Total retribución 2012</b>	<b>16.780.855</b>		<b>22.916.095</b>	
<b>Diferencia CNE-MITyC</b>	<b>6.135.240</b>			

(Nota): La valoración CNE del gas colchón se efectúa según presupuesto gas colchón informado por promotor

**Cuadro 31 –Desglose del Presupuesto 2012 por retribución prevista por gas colchón de AASS.**

Como se puede observar las diferencias provienen de los volúmenes de gas colchón considerados, la Tr a aplicar, y las fechas de puesta en marcha previstas.

## **5.6 Consideraciones sobre los artículos de la propuesta Orden ministerial que regulan aspectos retributivos de las actividades reguladas del sector gasista**

### **5.6.1 Sobre el artículo 14 “Retribución específica de instalaciones de distribución”**

Del análisis del artículo 14, sobre “Retribución específica de instalaciones de distribución”, de la Propuesta de Orden Ministerial para el 2012, se ha observado que la regulación sobre la retribución específica sigue en general la misma filosofía establecida en la Orden ITC/3354/2010, de 29 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas*.

En concreto, se observa que: el proceso de solicitud, el procedimiento para la realización del pago, los criterios generales de valoración de los proyectos, los límites a la retribución específica solicitada por proyecto, los límites a la retribución específica anual en conjunto – incluyendo las cantidades de retribución específica de distribución máxima asignada para el 2012 y el máximo reservado para las instalaciones de combustibles gaseosos a construir en el archipiélago canario que siguen siendo de 23.000.000 € y de 5.000.000 € respectivamente – y las competencias de la CNE sobre la integración de la retribución, no se han modificado.

Respecto de la convocatoria que rige este artículo –proyectos iniciados en 2012 o 2013–, sólo se ha realizado un pequeño cambio respecto a la Orden ITC/3354/2010, que es la modificación de la fecha límite de presentación de las solicitudes, que el año anterior era de 30 de junio, por la de 30 de abril, recuperando así la fecha límite que venía estableciéndose en Órdenes anteriores. La Memoria de la Propuesta justifica este hecho por el desarrollo de una aplicación informática que originó el cambio puntual de fecha de solicitudes del año pasado.

Asimismo, se produce una mejora de la redacción en el apartado 4.d) del artículo, tendente a aclarar el procedimiento en caso de más de una solicitud para un mismo núcleo de población.

Por último, cabe indicar que en este artículo, y en relación a los proyectos asignados en convocatorias anteriores y que han superado el plazo de finalización de construcción de las instalaciones, se ha introducido un nuevo apartado –el 8- al objeto de conocer el grado de ejecución de los mismos. En concreto, se otorga un plazo de 2 meses desde la publicación de la Orden, para que los promotores de dichos proyectos, remitan el Acta de puesta en marcha correspondiente a la instalación objeto de la retribución específica, considerándose, en caso contrario, desistido el derecho de cobro. La Propuesta establece que aunque se considere desistido dicho derecho, podrá solicitarse retribución específica para dicho núcleo de población en convocatorias posteriores.

### **5.6.2 Sobre el artículo 17 “Retribución financiera de gas para nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación”**

Del análisis del artículo 17, sobre “Retribución financiera de gas para nivel mínimo de llenado de los gasoductos de transporte y de las plantas de regasificación”, de la Propuesta de Orden Ministerial para el 2012, se ha observado que se mantiene el redactado incluido por primera vez el año pasado en la Orden ITC/3354/2010, de 29 de diciembre, *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.*

Simplemente cabe indicar que como mejora, esta Comisión propone incluir en el párrafo 1 del punto 3 que se identifiquen las instalaciones que reciben retribución por nivel mínimo de llenado, para ello se propone el siguiente texto:

*3. La retribución financiera por el gas adquirido para el nivel mínimo de llenado de una instalación se devengará desde el momento de su incorporación a la instalación. La retribución financiera del año de la compra del gas se calculará prorrateando por el número de días desde la fecha de devengo al 31 de diciembre de dicho año. El Gestor Técnico del Sistema informará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía de las cantidades entregadas a cada transportista, en cada instalación y la fecha de entrega.*

## **6 OTRAS CONSIDERACIONES**

### **6.1 Modificación Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural**

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre establece en 20 días la obligación de manteniendo de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Adicionalmente, establece que, si bien la entrada en vigor de dicho artículo es el 1 de abril de 2012, hasta el 1 de noviembre de 2012 se considerará cumplida la obligación establecida en dicho artículo acreditando un nivel de existencias estratégicas de 10 días.

Esta Comisión señaló en su informe 31/2011<sup>19</sup> “...que en caso de modificar el nivel de existencias mínimas, se hace necesaria la modificación de la fórmula que imputa los peajes de AASS en la

---

<sup>19</sup>Informe 31/2011 de la CNE sobre la propuesta de Orden ministerial por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas

TUR, incluyendo los costes del mantenimiento de estas existencias, así como la adaptación de los mecanismos de asignación de capacidad de los almacenamientos”.

La anterior consideración sigue siendo válida, por lo que esta Comisión considera que se debería de proceder a modificar la fórmula que imputa los peajes de AA.SS en la TUR con anterioridad al 1 de noviembre de 2011, pudiendo por lo tanto proceder a su modificación en la Orden que finalmente apruebe los peajes y cánones aplicables a partir del 1 de enero de 2012 o posteriormente a través de una Orden específica.

# **ANEXO I PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2012**



Comisión

Nacional

de Energía

# **PREVISIONES DE DEMANDA Y FACTURACIÓN EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL PARA EL 2012**

1 de diciembre de 2011

## 1 OBJETO

El objeto del presente informe es dar cumplimiento al mandato establecido en la Disposición adicional undécima de la 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. En particular, la citada orden establece que, antes del 1 de diciembre de cada año, la Comisión Nacional de Energía remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 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.

Para dar cumplimiento a dicho mandato, es necesario prever los valores de las distintas variables de facturación que influyen en la determinación de los ingresos correspondiente al ejercicio 2012. En concreto, ha sido necesario realizar previsiones sobre:

- Número de consumidores, caudal contratado y volumen de gas natural demandado, desagregado por peaje y tipo de contrato (largo y corto plazo).
- Capacidad contratada y cantidades de gas inyectadas y extraídas de los almacenamientos subterráneos (en adelante AA.SS.).
- Necesidades de regasificación, descarga de buques y almacenamiento de GNL asociadas al escenario de previsión considerado.
- Capacidad contratada de regasificación en los puntos de entrada al sistema.

Por último, se ha estimado la facturación aplicando a las variables de facturación previstas los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3354/2010.

Se indica que las previsiones contenidas en el presente informe serán susceptibles de ser actualizadas con la última información disponible, con objeto de elaborar el informe sobre la propuesta de Orden por la que se actualicen los peajes y cánones a las instalaciones gasistas para 2012, que preceptivamente esta Comisión deberá informar.

## 2 CONSIDERACIONES PREVIAS

### 2.1 *Incertidumbre del ejercicio de previsión*

El ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes y cánones se basan en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

El ejercicio que se presenta en el presente informe presenta un elevado grado de incertidumbre derivado de diversos aspectos que dificultan la previsión de las variables de facturación. En particular, cabe destacar los siguientes:

#### Discrepancias entre los agentes sobre la evolución de la demanda

Para la elaboración del escenario de previsión para 2012 se utiliza la información aportada por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), el Operador del Sistema (OS) y por las empresas distribuidoras.

En relación con la previsión de funcionamiento de los ciclos combinados, se solicitó tanto al GTS como al OS la elaboración de un informe conjunto en el que se detallara la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados para el cierre de 2011 y 2012, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas. El GTS y el OS han remitido, como en años anteriores y en respuesta a dicha solicitud, sendos documentos en el que presentan diversos escenarios de previsión no coincidentes entre sí. Es decir, no se dispone de un informe coordinado que presente previsión conjunta del OS y del GTS, lo que dificulta la introducción de un escenario de demanda para 2012

Adicionalmente, dado el origen de cada previsión (agregada vs individual), también existen importantes discrepancias entre las previsiones remitidas por el GTS y por las empresas distribuidoras sobre la evolución de la demanda convencional.

#### Evolución de la actividad económica

Respecto a la evolución de la actividad económica por su relación directa con la de la demanda de gas natural, principalmente, de consumidores industriales, la previsión del PIB para 2012, el escenario macroeconómico previsto por el Gobierno en abril de 2011 considera un incremento del 2,3%, el Fondo Monetario Internacional del 1,1<sup>1</sup>% y el panel de previsiones de la economía española la de la Fundación de Cajas de Ahorro (FUNCAS) de septiembre de 2011 un 0,6%<sup>2</sup>.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el crecimiento intertrimestral del PIB en el segundo trimestre fue del 0,2% sobre el registrado en el trimestre anterior, siendo dicho valor inferior al registrado en el trimestre anterior (0,4%).

Estos elementos determinan que sea especialmente complicado realizar una previsión de la demanda de gas natural y variables de facturación asociadas y, consecuentemente, dificultan la previsión de ingresos para el ejercicio 2012.

## **2.2 Información utilizada para confeccionar el escenario de demanda e ingresos previstos para 2012**

Como todos los años, el 21 de julio de 2011 esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2011 y para 2012, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Asimismo, teniendo en cuenta la incertidumbre observada en el pasado en relación con las previsiones de consumo de los ciclos combinados de gas natural, y al igual que el año anterior, se solicitó al Gestor Técnico del Sistema del gas y al Operador del Sistema eléctrico la elaboración de un informe conjunto en el que se detallase la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados para el cierre de 2011 y 2012, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas.

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNE, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se ha contrastado las previsiones con la información disponible en la base de

<sup>1</sup> Regional Economic Outlook: Europe octubre 2011 disponible en <http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2011/eur/eng/ereo1011.htm>

<sup>2</sup> Panel de previsiones de la economía española septiembre 2011 disponible en <http://www.funcas.es/descargarArchivo.asp?id=4>



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, de información para el mercado minorista español de gas natural.

Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial.

### **3 PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN**

#### ***3.1 Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2012***

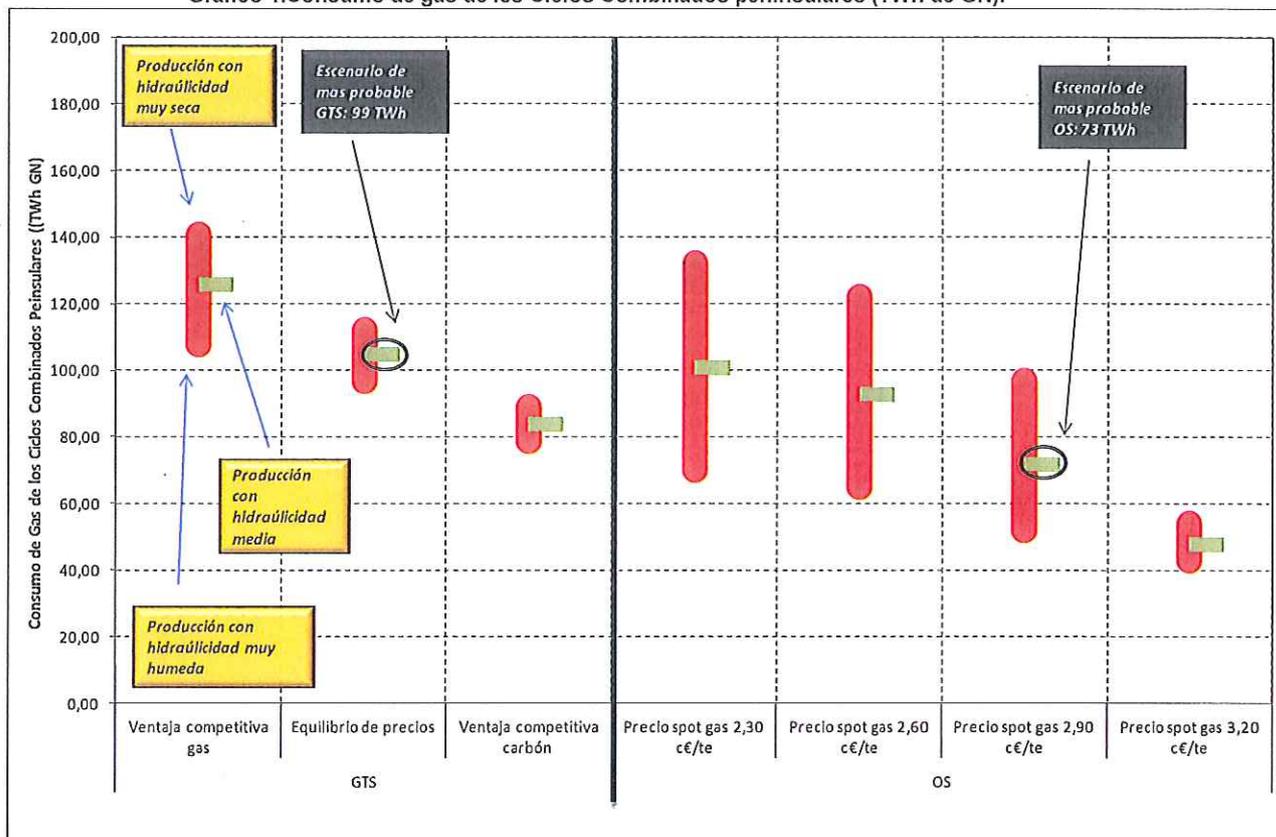
##### **3.1.1 Demanda destinada a la generación eléctrica peninsular**

Los informes remitidos por el OS y el GTS ponen de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2012 dependerá:

1. De la relación de precios entre el coste del gas y el coste del carbón, que determinará la precedencia de una tecnología sobre la otra.
2. De la producción hidráulica del año, que dependerá de la hidraulicidad del año y del agua embalsada.

En el Gráfico 1, se muestran los escenarios de previsión de los consumos de gas de los ciclos combinados peninsulares remitidos por el OS y el GTS para 2012 para el sistema peninsular.

Gráfico 1. Consumo de gas de los Ciclos Combinados peninsulares (TWh de GN).



Fuente: GTS y OS

Cabe señalar que el GTS ha remitido 9 escenarios de previsión, resultado de considerar tres escenarios de precios para el gas natural y tres escenarios de hidraulicidad. El OS ha remitido 12 escenarios de previsión resultado de considerar cuatro escenarios de precios spot de gas y tres escenarios de hidraulicidad. En el Cuadro 1 se comparan los escenarios de cobertura de electricidad previstos para el 2012 por ambos agentes con hidraulicidad media, así como la cobertura registrada en los últimos 12 meses<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Los escenarios remitidos por el GTS no incluyen el desglose de los consumos en generación por tecnología. Por lo tanto, se ha procedido a distribuir los consumos en generación previstos para 2012 (6.948 GWh) por tecnología en función de la distribución por tecnología registrada en los últimos 12 meses (septiembre 2010 – agosto 2011).

Cuadro 1. Escenario de cobertura de la demanda eléctrica peninsular prevista por el GTS y por el OS para el 2012 y cobertura registrada durante los últimos 12 meses (GWh).

	REE (Escenarios con hídricidad media)				GTS Equilibrio Precios - Hídricidad media	Últimos 12 meses	
	Precios spot del gas (c€/te)					Oct 2010 - Sep 2011	Nov 2010 - Oct 2011
	2,30	2,60	2,90	3,20			
<i>Hidráulica</i>	30.957	32.051	32.128	31.870	23.153	26.025	25.838
<i>Régimen Especial</i>	101.924	101.928	101.927	101.890	101.927	93.496	92.913
<i>Nuclear</i>	57.959	57.972	57.982	57.839	57.875	56.673	55.676
<i>Carbón</i>	27.704	30.762	40.388	46.480	40.050	34.131	36.592
<i>Fuel - Gas</i>	0	0	0	0	0	290	143
<i>CCGT'S</i>	50.367	46.198	36.485	23.832	46.007	54.807	53.130
<b>Generación</b>	<b>268.911</b>	<b>268.911</b>	<b>268.910</b>	<b>261.911</b>	<b>269.012</b>	<b>265.422</b>	<b>264.292</b>
<i>Saldo Internacional</i>	-7.000	-7.000	-7.000	0	-7.100	-6.819	-5.902
<b>Demanda</b>	<b>261.911</b>	<b>261.911</b>	<b>261.910</b>	<b>261.911</b>	<b>261.912</b>	<b>258.603</b>	<b>258.390</b>
<b>Consumo Ciclos</b>	<b>100.734</b>	<b>92.396</b>	<b>72.970</b>	<b>47.664</b>	<b>98.975</b>	<b>120.239</b>	<b>117.373</b>
<b>Factor eficiencia</b>	<b>50,0%</b>	<b>50,0%</b>	<b>50,0%</b>	<b>50,0%</b>	<b>46,5%</b>	<b>45,6%</b>	<b>45,3%</b>

Fuente: GTS, OS y CNE.

Se observa que en relación con los escenarios de previsión remitidos por el GTS y por el OS para 2012 cabe realizar las siguientes consideraciones:

1. Tanto el GTS como el OS han considerado el escenario central de previsión de demanda eléctrica en b.c. facilitada por OS en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2012<sup>4</sup>.

Excepto en el escenario que considera un precio spot del gas de 3,20 c€/te, en todos los escenarios se considera un saldo exportador de entre 7.000 y 7.100 GWh.

2. Los escenarios remitidos por el OS coinciden con los escenarios de cobertura remitidos por dicho agente en respuesta a la solicitud de información para la tarifa eléctrica 2012.
3. El GTS señala que "En 2011 los costes marginales de generación con gas natural y con carbón no han sido significativamente diferentes, por lo que suponiendo una hipótesis continuista para 2012 se toma como referencia el escenario de equilibrio de precios carbón - gas"

El OS ha indicado en su informe que, "atendiendo a las consideraciones de ENAGAS", el escenario de precios de gas natural más probable será de 2,90 c€/te (24,93 €/MWh), situación en la que se produce una precedencia de las centrales de ciclo combinado de

<sup>4</sup> Dicho escenario se corresponde con la previsión de demanda en b.c. considerada en el informe "Solicitud de la DGPEM de datos para la elaboración de la Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012" aprobado por el Consejo el pasado 13 de octubre de 2011.

gas sobre las de carbón, a excepción de las centrales de carbón importado situadas a pie de puerto.

4. Las principales diferencias entre ambos escenarios, se concentran en tres elementos:

- a. La producción de origen hidráulica que el GTS estima en 23.153 GWh, mientras que el OS la estima entre 30.957 GWh y 32.128 GWh, dependiendo del escenario de precios considerado.

Sobre dicha previsión el OS señala lo siguiente:

*“Las previsiones hidrológicas con un cierto rigor no se extienden más allá de unas semanas, por lo que la información sobre las aportaciones futuras en los embalses es de naturaleza estocástica, la conocemos en forma probabilista. A partir de los datos históricos, se construyen funciones de distribución de caudales en cada embalse y matrices de correlación temporal entre caudales de dos periodos consecutivos. En nuestro caso se utiliza una función de probabilidad discreta con cinco caudales diferentes, para cada mes y embalse. En el estudio se han considerado 5 posibles valores de aportaciones, con igual probabilidad [...]”*

Sobre dicha previsión el GTS señala lo siguiente:

*“El escenario normal para la generación hidráulica se estima en 27 TWh<sup>5</sup>, cifra que representa la media estadística de los últimos 10 años, y acorde con el cierre previsto para esta generación en el año 2011. Los escenarios seco y húmedo vienen definidos como los extremos del intervalo [19 TWh, 39 TWh], mínimo y máximo, respectivamente, de los últimos 10 años[...].”*

- b. El hueco térmico que el OS estima entre 70.312 GWh y 76.960 GWh y el GTS estima en 86.057 GWh.
- c. El factor de eficiencia de las centrales de generación de ciclo combinado previsto para el año 2012. El OS supone un factor de eficiencia del 50% y el el GTS del 46,5%.

En relación con las previsiones anteriores, esta Comisión señala lo siguiente:

En primer lugar, se señala la necesidad puesta de manifiesto en el informe 40/2010<sup>6</sup> de disponer de un **único documento conjunto** sobre la previsión del consumo de gas por parte de los ciclos combinados por parte de los dos operadores, dado que el gran número de escenarios y supuestos diversos empleados por ambos agentes, dificulta la estimación de facturación, basada en los escenarios más probables de demanda para la determinación de peajes y cánones. El informe conjunto se elaborará a partir de las previsiones que el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Sistema realicen en el ámbito de sus competencias. En particular, el GTS proporcionará al OS los escenarios probables de precios y demanda térmica y el OS realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por cada tecnología de producción teniendo en cuenta la información de precios prevista por el GTS para la demanda térmica.

<sup>5</sup> La previsión de producción de origen hidráulica recogida en el Cuadro 1 es el resultado de considerar la producción hidráulica de 27.397 GWh, minorada por los consumos en bombeo (3.891 GWh) y los consumos de generación registrados en los últimos 12 meses (347 GWh).

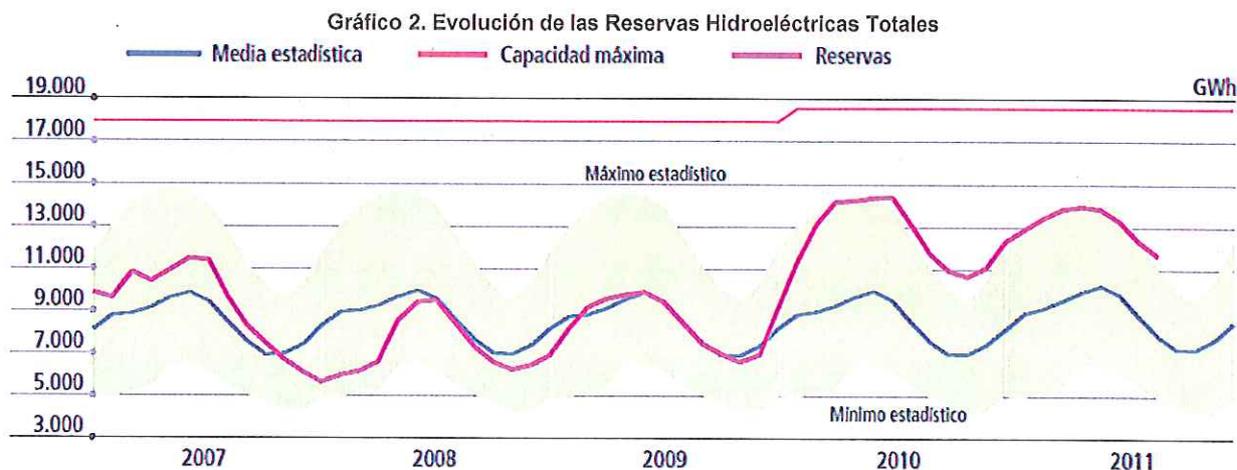
<sup>6</sup> Informe 40/2010 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2011

En consecuencia, se propone la inclusión en la correspondiente propuesta de Orden de peajes de la siguiente disposición adicional:

"Antes del día 31 del mes de octubre de cada año, el Gestor Técnico del Sistema Gasista y el Operador del Sistema Eléctrico remitirán a la Dirección de Política Energéticas y Minas y a la Comisión Nacional de Energía un documento conjunto en el que ambos operadores aportarán las previsiones que le corresponden de acuerdo con sus competencias relativas a la previsión de demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilicen gas como combustible para el año siguiente.

El Gestor Técnico del Sistema proporcionará al Operador del Sistema los escenarios probables de precios del gas natural y el Operador del Sistema realizará los escenarios de cobertura de la demanda prevista por tecnología sobre la base de la información de precios prevista por el GTS."

En segundo lugar, se hace complicada la realización de previsiones sobre la producción hidroeléctrica en 2012 porque en relación con el *escenario de hidraulicidad* previsto se señala que durante los últimos dos años las reservas hidroeléctricas totales, tanto de los embalses de régimen anual como los de régimen hiperanual, se encuentran en máximos históricos (véase Gráfico 2), pese a que las precipitaciones registradas en el año son inferiores a la media.



Fuente: REE.

En tercer lugar, el OS señala que, atendiendo a las consideraciones de ENAGAS, el escenario<sup>7</sup> más probable del precios gas es de 24,9 €/MWh. No obstante, entre enero y octubre de 2011 los precios del gas natural en los mercados spot europeos se han situado entre los 21 €/MWh y los 24 €/MWh, siendo el precio medio registrado durante dichos meses de 22,4 €/MWh, mientras que en el mercado de futuros los precios del contrato con entrega en el 2012 se sitúan en torno a los 25,8 €/MWh, en el NBP y en torno a los 25,5 €/MWh, en el Zeebrugge.

<sup>7</sup> El OS ha considerado en todos los escenarios el precio del carbón de referencia constante (en los niveles de los precios spot 1,45 c€/te) y cuatro escenarios de coste del gas, A: 2,30 c€/te (19,8 €/MWh), B: 2,60c€/te (22,4 €/MWh), C: 2,90c€/te (24,9 €/MWh) y D: 3,20 c€/te (27,5 €/MWh).

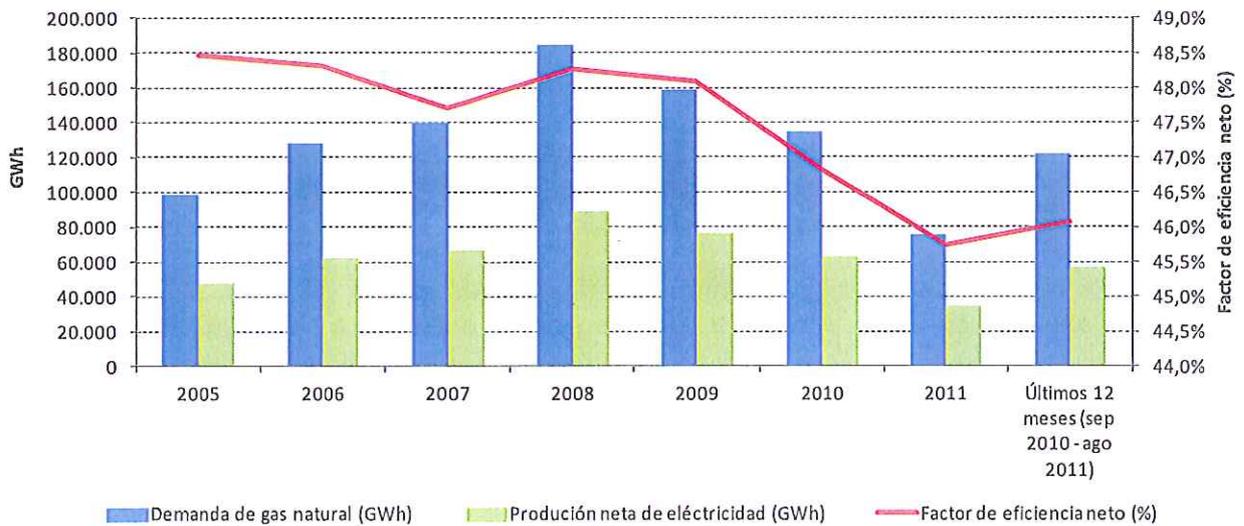
Gráfico 3. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales.



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNE.

En cuarto lugar, como consecuencia del perfil de producción de los ciclos combinados, el factor de eficiencia ha mostrado una senda decreciente desde el 48,5% registrado en 2005 hasta el 45,7% registrado en 2010, registrándose entre enero y agosto de 2011 un factor del 46,1%.

Gráfico 4. Demanda de gas natural, producción neta de electricidad y factor de eficiencia neto (%)



Fuente: OS y GTS.

En relación con lo anterior cabe señalar que, la previsión de generación eléctrica considera por el GTS con el escenario central de electricidad (46.007 GWh) y la prevista por el OS para un precio del gas natural del 22,4 €/MWh, en línea con los valores registrados durante los primeros meses del 2011, (46.198 GWh) son muy similares.

Adicionalmente, cabe señalar que las empresas distribuidoras prevén que la producción de los ciclos combinados durante el ejercicio 2012 será de **122,9 TWh**.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, y la evolución del factor de eficiencia de los ciclos combinados registrado en 2011 se considera como mejor escenario de previsión de demanda de gas por los ciclos combinado el remitido por el GTS (98.975 GWh), muy similar al que resultaría de aplicar el factor de eficiencia previsto por el GTS para 2012 (46,5%), al escenario previsto por el OS (99.350 GWh) para el escenario de precios del gas de 22,4 €/MWh.

### 3.1.2 Demanda destinada a la generación eléctrica balear

La previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica balear, está sujeta a varias incertidumbres, tales como la evolución de la actividad económica, el impacto de la entrada en funcionamiento del enlace submarino entre la península y el sistema balear, y los precios de los distintos combustibles que determinaran el orden de mérito económico.

El OS ha remitido su previsión de la demanda de gas natural en el sistema balear, si bien no ha remitido la cobertura prevista para el cierre de 2011 y para 2012. A la hora de realizar dicha previsión se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Se han considerado los precios vigentes de los distintos combustibles, lo que supone que la generación más económica en el subsistema de Mallorca – Menorca está en los grupos de carbón de la C.T. Alcudia, a continuación los ciclos combinados funcionando con GN, y después los grupos diesel de la C.T Mahón, y por último, las turbinas de gas funcionando con gasoil.

Del mismo modo, en el subsistema Ibiza- Formentera, se considera que en primer lugar funcionarían los motores de combustión interna funcionando con fuelóleo, las turbinas funcionando con gas natural y, para finalizar las turbinas funcionando con gasoil

No obstante, el OS señala que *"Estos órdenes de mérito económico son muy sensibles a variaciones en los precios de combustible, por lo que podrían variar en función del precio relativo de los mismos"*

- Se ha considerado que durante los seis primeros meses del 2012, el enlace Península-Baleares estará en periodo de pruebas y no se explotará a su carga máxima, durante los últimos seis meses de 2012 si se ha considerado que podrá explotarse en las condiciones de máximos respetando criterios de seguridad de los sistemas eléctrico conectados.

El GTS ha remitido su previsión de la demanda, así como la cobertura del sistema eléctrico balear prevista para 2011 y 2012, si bien no ha descrito las hipótesis consideradas en su cálculo.

En el Cuadro 2 se comparan la información remitida por el OS y por el GTS en respuesta a la solicitud de elaboración de un informe conjunto, así como la información remitida por el OS, relacionada con la cobertura de la demanda de electricidad del sistema balear, solicitada para la elaboración de la tarifa eléctrica de 2012.

En relación con las previsiones remitidas por el OS para la elaboración de los peajes de acceso se debe tener en cuenta que si se considera el factor de eficiencia considerando para los ciclos combinados peninsulares (46,5%) y un rendimiento para las centrales térmicas simples del 35%, la demanda de gas natural balear alcanzaría los 2.073 GWh, cifra similar a la previsión remitida por el OS para la elaboración de la tarifa de gas (2.139 GWh).

Cuadro 2. Escenario de cobertura de la demanda de eléctrica balear prevista por el GTS y por el OS para el 2012 y cobertura registrada durante los últimos 12 meses (GWh).

	OS		GTS
	Peajes de acceso eléctricos	peajes de acceso gasistas	
<i>T. Vapor</i>	2.591		2.586
<i>C. Combinado</i>	633		2.215
<i>Motor Diesel</i>	895		1.031
<i>Turbina Gas</i>	283		206
<i>Régimen Especial</i>	394		554
<b>Generación</b>	<b>4.796</b>	<b>0</b>	<b>6.592</b>
<i>Consumos Generación</i>			-322
<i>Enlace Península</i>	1.000		
<b>Demanda eléctrica</b>	<b>5.796</b>	<b>0</b>	<b>6.270</b>
<b>Demanda de Gas</b>		<b>2.139</b>	<b>4.842</b>
<b>Consumo Ciclos</b>	<b>1.362</b>		
<b>Factor eficiencia</b>	<b>46,5%</b>		
<b>Consumo Turbina Gas</b>	<b>807</b>		
<b>Factor eficiencia</b>	<b>35,0%</b>		

Fuente: OS y GTS.

El GTS no ha considerado la entrada en funcionamiento del enlace submarino. Asimismo, la demanda eléctrica prevista por el GTS es un 8,17% (474 GWh) superior a la prevista por el OS.

En la información remitida por el MITC en la memoria que acompañaba la *propuesta de RD por la que se modifica la regulación del sector eléctrico necesaria para recoger los efectos sobre la gestión técnica y económica derivados de la entrada en funcionamiento del enlace submarino*, se estima que la puesta en marcha de este cable permitirá suministrar el 20% de la demanda del subsistema Mallorca – Menorca con energía peninsular. La previsión para el ejercicio 2012 de la demanda prevista para dicho subsistema por el OS es de 4.808 GWh en el escenario central, lo que implicaría que la energía abastecida mediante el citado enlace sería de aproximadamente de unos 962 GWh, en línea con la previsión del por el OS para estimar la cobertura de la demanda de electricidad para 2012.

Adicionalmente, cabe señalar que las empresas distribuidoras prevén que la producción de los ciclos combinados durante el ejercicio 2012 ascenderá a **1,5 TWh**.

Por todo lo anterior, se considera como mejor previsión de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear la remitida por el OS, es decir, 2.139 GWh, si bien se reiteran las consideraciones realizadas anteriormente sobre las incertidumbres existentes para el ejercicio 2012.

En el Cuadro 3 se compara la demanda de gas destinada a la generación eléctrica, excluidas las centrales térmicas peninsulares, prevista por el OS y el GTS en condiciones de hidraulicidad media y la prevista resultante de las anteriores consideraciones.

Se observa que la demanda de los ciclos combinados prevista para el ejercicio 2012 es **101 TWh**, un 2,7% inferior al escenario de equilibrio de precios previsto por el GTS (**103,8 TWh**), y un 6% superior al escenario del OS con un precio spot de gas de 2,24 c€/kWh (**95,1 TWh**).

Cuadro 3. Previsión de demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica, excluyendo las centrales térmicas peninsulares. Resumen de escenarios del GTS y del OS para 2012 (TWh).

		Peninsular	Baleares	Nacional
GTS	Ventaja Gas	120,0	4,8	124,8
	Equilibrio Precios	99,0	4,8	103,8
	Ventaja Carbón	78,0	4,8	82,8
OS	Precio Spot Gas: 1,98 c€/kWh	101,0	2,1	103,1
	Precio Spot Gas: 2,24 c€/kWh	93,0	2,1	95,1
	Precio Spot Gas: 2,49 c€/kWh	73,0	2,1	75,1
	Precio Spot Gas: 3,2 c€/kWh	48,0	2,1	50,1
Empresas	Precio Spot Gas: 2,49 c€/kWh	122,9	1,5	124,4
Previsión para 2012		99,0	2,1	101,0

Fuente: OS, GTS, información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNE.

Por último, teniendo en cuenta la tasa acumulada registrada hasta octubre de 2011 respecto al mismo periodo del año anterior (-17%), se ha considerado como mejor previsión de la producción de las centrales térmicas peninsulares para 2012 la previsión de las empresas (874 GWh), un 12,6% inferior a la previsión realizada por el GTS para dicho ejercicio (1.000 GWh) y un 15,5% inferior a la demanda de gas registrada por este colectivo entre noviembre de 2010 y octubre de 2011 (1.035 GWh).

### 3.1.3 Demanda convencional de gas natural

En el Cuadro 4 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre de 2011 y para 2012.

**Cuadro 4. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)**

GTS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2010	Previsión de cierre 2011	Previsión 2012	2011 s/2010	2012 s/ 2011
<i>P&gt;60 bares</i>	53.379	55.153	58.534	3,3%	6,1%
<i>4&lt;P&lt;60 bares</i>	125.613	128.868	130.898	2,7%	1,5%
<i>P&lt;4 bares (1)</i>	72.294	68.758	70.664	-4,9%	2,8%
<b>TOTAL</b>	<b>251.285</b>	<b>252.879</b>	<b>260.095</b>	<b>0,6%</b>	<b>2,9%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.931	11.868	11.731	8,6%	-1,2%
<b>TOTAL</b>	<b>262.216</b>	<b>264.747</b>	<b>271.827</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,7%</b>

EMPRESAS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2010	Previsión de cierre 2011	Previsión 2012	2011 s/2010	2012 s/ 2011
<i>P&gt;60 bares</i>	53.379	55.044	59.634	3,1%	8,3%
<i>16&lt;P&lt;60 bares</i>	125.613	127.817	132.276	1,8%	3,5%
<i>P&lt;4 bares (1)</i>	72.294	69.377	73.760	-4,0%	6,3%
<b>TOTAL</b>	<b>251.285</b>	<b>252.237</b>	<b>265.670</b>	<b>0,4%</b>	<b>5,3%</b>
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.931	11.713	11.114	7,2%	-5,1%
<b>TOTAL</b>	<b>262.216</b>	<b>263.950</b>	<b>276.784</b>	<b>0,7%</b>	<b>4,9%</b>

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNE.

(1) Incluye los consumidores acogidos al artículo 9 de la Orden ECO/32/2004

Se observan diferencias apreciables entre la demanda convencional prevista por el GTS y por las empresas gasistas (suma de la previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras) para el cierre de 2011 y para 2012.

En relación con el cierre previsto para el ejercicio 2011, el GTS estima que la demanda convencional se incrementará un 1%, debido a un incremento del 3,2% de la demanda conectada a gasoductos con presión superior a 60 bar, un incremento del 2,7% de la demanda de los consumidores conectados entre 60 y 4 bar, y una reducción del 5% de la demanda de los consumidores con presión inferior a 4 bar.

Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional se incrementará un 0,7%, estimando un menor crecimiento de la demanda de los consumidores los consumidores conectados entre 60 y 4 bar (1,8% frente al 2,7% previsto por el GTS), compensado por una menor reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar (-4%, frente al -5% previsto por el GTS).

En relación con el cierre previsto para 2012, el GTS estima que la demanda convencional se incrementará un 2,7%, consecuencia de un incremento del 6,1% de la demanda conectada a gasoductos con presión superior a 60 bar, un incremento del 1,5% de la demanda de los consumidores conectados entre 60 y 4 bar y un incremento del 2,8% de la demanda de los consumidores con presión inferior a 4 bar.

Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional se incrementará un 4,9% (4.958 GWh, 2,2% puntos porcentuales más que lo previsto por el GTS) estimando un mayor crecimiento que el GTS para todos los niveles de presión, destacando el

crecimiento previsto para la demanda de los consumidores con presión inferior a 4 bar (6,3%), 4,2 puntos porcentuales superior a la prevista por el GTS para dicho año.

*Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar*

La previsión de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar incluye la de los consumidores acogidos al grupo 3 (doméstico-comerciales) y aquellos acogidos a las peajes 2.3 bis y 2.4 bis<sup>8</sup>.

En el Cuadro 5 se compara la previsión de la demanda remitidas por las empresas distribuidoras y por el GTS sobre los consumidores acogidos al grupo 3.

**Cuadro 5. Previsión de la demanda de los consumidores del grupo 3. GTS vs Empresas**

	DEMANDA				TASAS DE VARIACIÓN			
	GTS		Empresas		GTS		Empresas	
	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012
<b>A.) Nº Clientes</b>								
<b>Grupo 3</b>	7.338.149	7.508.788	7.313.118	7.436.472	2,0%	2,3%	1,7%	1,7%
3.1	3.757.968	3.839.317	3.745.351	3.802.481	1,8%	2,2%	1,5%	1,5%
3.2	3.512.601	3.600.134	3.500.100	3.664.996	2,2%	2,5%	1,9%	1,9%
3.3	23.129	23.830	23.253	23.806	3,5%	3,0%	4,0%	2,4%
3.4	44.217	45.265	44.179	44.951	3,5%	2,4%	3,4%	1,7%
3.5	234	235	235	238	11,4%	2,0%	11,7%	1,4%
<b>B.) Energía</b>								
<b>Grupo 3</b>	67.423.000	69.311.000	67.384.651	71.707.426	-3,8%	2,8%	-3,9%	6,4%
3.1	8.621.303	8.916.474	8.918.656	9.555.688	-12,6%	3,4%	-9,6%	7,1%
3.2	34.021.994	35.000.745	33.689.887	35.868.107	-2,5%	2,9%	-3,4%	6,5%
3.3	1.342.612	1.378.393	1.364.540	1.450.999	-7,6%	2,7%	-8,1%	6,3%
3.4	19.429.757	19.963.635	19.408.940	20.641.388	-1,7%	2,7%	-1,5%	6,4%
3.5	4.007.434	4.051.753	4.004.626	4.191.243	-2,7%	1,1%	-2,7%	4,7%
<b>C.) Consumo por Cliente (kWh/cliente)</b>								
<b>Grupo 3</b>	9.188	9.231	9.214	9.643	-1,3%	2,8%	-1,5%	2,2%
3.1	2.294	2.322	2.381	2.513	3,6%	0,2%	3,4%	-0,5%
3.2	9.666	9.722	9.625	10.061	-0,6%	-4,1%	-1,1%	-4,7%
3.3	58.044	57.844	58.633	60.950	0,1%	6,4%	0,6%	5,6%
3.4	439.414	441.034	439.280	459.198	-4,6%	14,7%	-4,8%	14,0%
3.5	17.132.487	16.985.776	17.068.462	17.624.934	-2,4%	12,0%	-2,1%	11,3%

Fuente: GTS y empresas gasistas.

En relación con dichas previsiones cabe señalar lo siguiente:

- El GTS estima que el nº de clientes acogidos a dichas tarifas se incremente un 2,0% en 2011 y un 2,3% en 2012, mientras que las empresas distribuidoras y transportistas estiman que el nº de clientes acogidos a dichas tarifas se incrementará únicamente un 1,7%, tanto en 2011 como en 2012.
- En relación con la demanda prevista para dichos consumidores, el GTS estima que se reducirá un 3,8% en 2011 y se incrementará un 2,8% en 2012, por el contrario las empresas distribuidoras estiman que la demanda de este grupo de consumidores se reducirá un 3,9% en 2011, pero se incrementará un 6,4% en 2012. En particular, la demanda estimada para el ejercicio 2012 por las empresas distribuidoras es 2.396 GWh superior a la estimada por el GTS.

<sup>8</sup> Consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año

- En relación con los tamaños medios resultantes de considerar las previsiones remitidas por ambos agentes, el tamaño medio por cliente considerado por las empresas es entre un 3,5% y un 8,1% superior al considerado por el GTS.

Cabe señalar que la demanda del grupo 3 es muy sensible a las temperaturas registradas en el sistema, por lo que a efectos de valorar las previsiones remitidas por los agentes se comparan los consumos medios por cliente previstos para el 2012 por el GTS y por las empresas distribuidoras con los registrados entre 2005 y 2011.

En el Cuadro 6 se muestra el tamaño medio de los clientes por peaje del grupo 3 resultante de las previsiones del GTS y las empresas y el tamaño mínimo, medio y máximo registrado en el periodo 2005-septiembre de 2011. Se observa que tanto las previsiones del GTS como las de las empresas consideran para 2012 un tamaño medio por cliente inferior al promedio histórico con la excepción de los consumidores acogidos al peaje 3.2.

Cuadro 6. Consumo medio por cliente. Previsiones de empresas para 2012 vs datos históricos.

	Tamaños medios previstos		Consumo por Cliente: 2005 - 2011		
	GTS	Empresas	Mín	Medio	Máx
<b>kWh/cliente</b>					
3.1	2.322	2.513	2.467	2.678	2.958
3.2	9.722	10.061	8.019	9.221	10.350
3.3	57.844	60.950	57.204	64.941	68.034
3.4	441.034	459.198	418.840	477.535	541.230
3.5	16.985.779	17.624.934	13.588.040	18.862.684	18.862.684
<b>Tasa de variación de las previsiones sobre el valor mínimo</b>					
3.1	-6%	2%			
3.2	21%	25%			
3.3	1%	7%			
3.4	5%	10%			
3.5	25%	30%			
<b>Tasa de variación de las previsiones sobre el valor máximo</b>					
3.1	-21%	-15%			
3.2	-6%	-3%			
3.3	-15%	-10%			
3.4	-19%	-15%			
3.5	-10%	-7%			
<b>Tasa de variación de las previsiones sobre el valor medio</b>					
3.1	-13%	-6%			
3.2	5%	9%			
3.3	-11%	-6%			
3.4	-8%	-4%			
3.5	-10%	-7%			

Fuente: GTS y empresas gasistas.

Cabe señalar que, mientras los tamaños medios previstos para los peajes 3.1, 3.3, 3.4 y 3.5, tanto por el GTS como por las empresas distribuidoras son entre un 4% y un 13% inferiores al tamaño medio histórico registrado durante el periodo analizado, los considerados para la tarifa 3.2 son entre un 5% y un 9% superiores al tamaño medio histórico registrado y entre un 3% y un 6% inferiores al máximo consumo medio registrado durante el periodo analizado.

Teniendo en cuenta lo anterior, por un principio de prudencia tarifaria, se ha considerado como mejor previsión para los peajes 3.1, 3.3, 3.4 y 3.5 la previsión remitida por las empresas distribuidoras y mientras que la demanda prevista para 2012 para el peaje 3.2 es el resultado de multiplicar el nº de consumidores previsto por las empresas distribuidoras, por el promedio del tamaño medio registrado entre 2005 y septiembre 2011, esto es, 9.221 kWh/cliente.

En relación con la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 bis y 2.4 bis se han aplicado las mismas hipótesis que las consideradas para el grupo 2, las cuales se detallan a continuación.

#### *Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar*

En el Cuadro 4, situado en la página 12 se comparan las previsiones de la demanda de los consumidores conectados a presiones superiores a 4 bar consideradas por el GTS y por las empresas distribuidoras.

En relación con las previsiones consideradas por dichos agentes para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 3,3% en 2011 y un 6,1% en 2012, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se incrementará un 3,1% en 2011 y un 8,3% en 2012.

En relación con las previsiones de la demanda de los consumidores conectados entre 4 y 60 bar, el GTS estima que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 2,7% en 2011 y un 1,5% en 2012, mientras que las empresas distribuidoras estiman que la demanda se incrementará un 1,8% en 2011 y un 3,5% en 2012.

En el Gráfico 5 se muestra la evolución de la tasa interanual de la demanda convencional de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar. Se observa, que mientras que la tasa de variación interanual de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar se ha mantenido desde noviembre de 2010 entre el 8,5% y el 10,5%, la de los consumidores conectados entre 4 y 60 bar, ha mostrado una rápida tendencia decreciente.

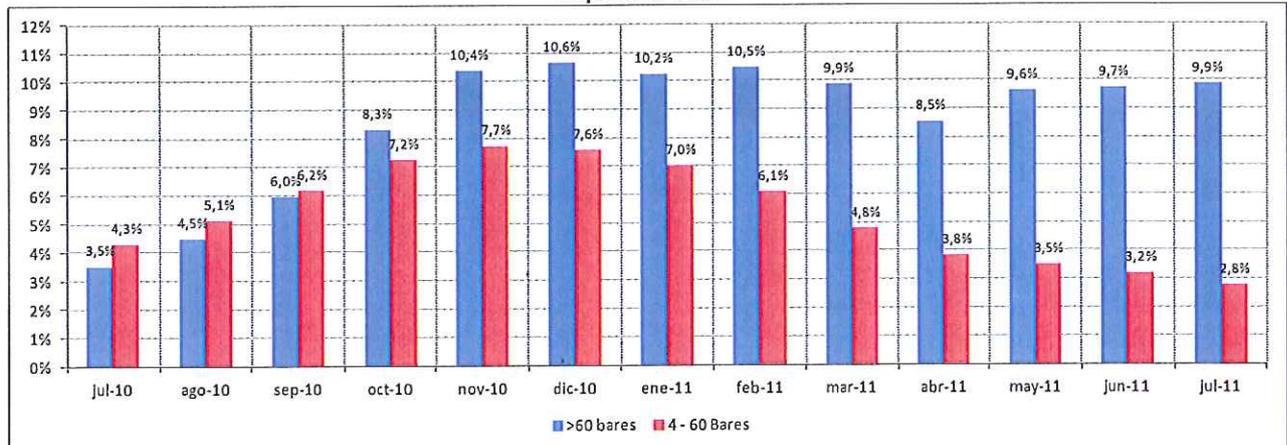
Considerando lo anterior, y las incertidumbres existentes sobre la evolución de la economía en 2012, se ha considerado el escenario de previsión resultante de las siguientes hipótesis:

- Se considera como mejor previsión para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar la remitida por las empresas distribuidoras que considera un crecimiento para 2012 del 8,3%, esto es, 1,6 puntos porcentuales inferior a la tasa interanual registrada a julio de 2011 (9,9%).
- Se considera que la demanda de los consumidores conectados a presión entre 4 y 60 bar<sup>9</sup> se mantendrá durante 2012, tomándose como mejor previsión para el ejercicio 2012 el cierre de 2011 de las empresas distribuidoras, el cual considera un crecimiento para 2011 del 1,8% sobre el cierre de 2010. Se ha aplicado el mismo criterio para estimar la demanda de los consumidores acogidos a las tarifas 2.3 bis y 2.4 bis.
- Se ha considerado como mejor previsión del nº de clientes y capacidad contratada la remitida por las empresas distribuidoras, una vez se ha comprobado que dichas variables

<sup>9</sup> El consumo medio resultante de considerar las previsiones de nº de clientes y consumo realizada por las empresas distribuidoras para el peaje 2.1 en el ejercicio 2011 supera el límite de consumo permitido para dicha tarifa, por lo que se ha procedido a aplicar el tamaño medio registrado en 2010 y traspasar el exceso de consumo al peaje 2.2.

de previsión son coherentes con el escenario de demanda resultante de las anteriores consideraciones<sup>10</sup>.

Gráfico 5. Evolución de la media móvil de 12 meses de la demanda convencional de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar.



Fuente: CNE

### 3.1.4 Escenario de demanda previsto para el ejercicio 2012

En el Cuadro 7 se muestran los escenarios de demanda previstos para el cierre de 2011 y para 2012 resultado de las anteriores consideraciones, y los remitidos por el GTS y por las empresas gasistas.

Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en el año 2011 un 5,4%, siendo dicha variación inferior a la prevista por el GTS para dicho año (-5,6%), pero superior a la variación prevista por las empresas distribuidoras y transportistas (-6,4%). Adicionalmente, se estima que la demanda en 2012 se reducirá un 2,6% sobre la prevista en el ejercicio 2011, siendo dicha variación inferior a la tasa prevista por el GTS (-1,4%) o la prevista por las empresas distribuidoras y transportistas (+6.6%).

<sup>10</sup> Únicamente, se ha modificado la capacidad contratada de los peaje 2.1 y 2.2, para los ejercicio 2011 y 2012, con objeto de adecuarla a las previsiones de demanda considerada.

Cuadro 7. Comparación de los escenarios de demanda previstos por los agentes para el cierre de 2011 y 2012. (GWh)

	Escenario previsto			GTS		Empresas	
	2010	Cierre 2011	2012	Cierre 2011	2012	Cierre 2011	2012
<b>Grupo 1</b>	160.047	137.334	140.588	139.286	142.399	135.372	159.368
<b>Grupo 2</b>	139.734	145.253	138.422	143.485	143.467	144.862	145.239
Firme	137.556	143.261	136.430	142.150	142.114	142.870	143.186
Art. 9 ECO/32/2004	2.178	1.992	1.992	1.335	1.353	1.992	2.053
<b>Grupo 3</b>	70.116	67.385	68.711	67.423	69.311	67.385	71.707
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>	21.981	19.401	12.359	19.821	9.735	19.041	14.589
<b>Total T&amp;D</b>	391.877	369.373	360.080	370.015	364.912	366.660	390.904
<b>Suministro GNL directo a cliente final</b>	10.931	11.713	11.114	11.868	11.731	11.713	11.114
<b>Total Demanda</b>	402.808	381.086	371.195	381.883	376.643	378.372	402.018

	Escenario previsto			GTS		Empresas	
	2010	Tasas de variación		Tasas de variación		Tasas de variación	
		2011 s/2010	2012 s/ 2011	2011 s/ 2010	2012 s/ 2011	2011 s/ 2010	2012 s/ 2011
<b>Grupo 1</b>	160.047	-14,2%	2,4%	-13,0%	2,2%	-15,4%	17,7%
<b>Grupo 2</b>	139.734	3,9%	-4,7%	2,7%	0,0%	3,7%	0,3%
Firme	137.556	4,1%	-4,8%	3,3%	0,0%	3,9%	0,2%
Art. 9 ECO/32/2004	2.178	-8,5%	0,0%	-38,7%	1,4%	-8,5%	3,0%
<b>Grupo 3</b>	70.116	-3,9%	2,0%	-3,8%	2,8%	-3,9%	6,4%
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>	21.981	-11,7%	-36,3%	-9,8%	-50,9%	-13,4%	-23,4%
<b>Total T&amp;D</b>	391.877	-5,7%	-2,5%	-5,6%	-1,4%	-6,4%	6,6%
<b>Suministro GNL directo a cliente final</b>	10.931	7,2%	-5,1%	8,6%	-1,2%	7,2%	-5,1%
<b>Total Demanda</b>	402.808	-5,4%	-2,6%	-5,2%	-1,4%	-6,1%	6,2%

Fuente: GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNE

En relación con la previsión del n° de clientes y de la capacidad contratada se ha considerado como mejor previsión para 2012, el escenario previsto por las empresas transportistas y distribuidoras, una vez que se ha comprobado que dicha previsión es coherente con la información disponibles en la base de datos de liquidaciones gasistas.

En el Cuadro 8 se muestran las variables de facturación previstas para el año 2012 resultante de considerar las hipótesis anteriormente descritas.

Cuadro 8. Previsión de n° clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2012

	Consumo (MWh)	N° clientes	Capacidad contratada (MWh/día)	Factor de carga(%)
<i>Grupo 1</i>	140.588	89	941.961	41%
<i>Grupo 2</i>	138.422	4.214	624.982	61%
Firme	136.430	3.640	615.051	61%
Art. 9 ECO/32/2004	1.992	575	9.931	55%
<i>Grupo 3</i>	68.711	7.374.795	515.960	36%
<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	12.359	10	114.964	29%
<b>Total T&amp;D</b>	<b>360.080</b>	<b>7.379.108</b>	<b>2.197.867</b>	<b>45%</b>
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	<b>11.114</b>			
<b>Total Demanda</b>	<b>371.195</b>			

Fuente: GTS, empresas transportistas y distribuidoras y CNE

Se incluye como Anexo I del presente documento, detalle del n° de clientes, capacidad contratada y consumo previsto para 2012, desagregado por tipo de consumidor (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de consumidores).

### 3.2 Previsión de utilización de los almacenamientos subterráneos y necesidades de regasificación previstas para el ejercicio 2012

De forma coherente al escenario de demanda previsto para 2012 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se han estimado las necesidades de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, considerando las siguientes hipótesis.

- En la estimación de la utilización de los almacenamientos subterráneos se ha tenido en cuenta que, según la información aportada por el GTS, en 2012 se procederá a realizar inyecciones en los almacenamientos subterráneos de Yela, Castor y Marismas destinadas al llenado del gas colchón. Lo anterior implica que no coincidan las previsiones de inyección/extracción de los almacenamientos subterráneos con las variables consideradas en la facturación del canon de almacenamiento subterráneo donde se han excluido por no suponer dicha demanda ingresos en concepto de canon de almacenamiento subterráneo para el sistema.



- La demanda prevista para determinar el escenario de regasificación es el resultado de sumar la demanda prevista para 2012 (incluyendo la previsión de exportaciones realizada por el GTS) incrementada por las mermas correspondientes, el saldo inyección – extracción previsto para 2012.
- La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de carga en cisternas para 2012.
- El resto de la demanda puede abastecerse mediante GN o GNL. De acuerdo con la previsión del GTS, las entradas previstas de GN para 2012 son 144.157 GWh, un 9% superiores a la previsión realizada para el cierre de 2011, como consecuencia de la entrada en funcionamiento del Medgaz. Considerando lo anterior, la cantidad a regasificar prevista es de 252.034 GWh.
- Una vez determinadas las necesidades de regasificación globales, se distribuyen dichas cantidades por planta de regasificación en función de la información aportada por el GTS.
- El caudal contratado de regasificación para cada una de las plantas de sistema se calcula aplicando el factor de carga registrado en cada una de las plantas durante los últimos 12 meses, esto es, entre junio de 2010 y julio de 2011.
- Como mejor previsión del volumen de almacenamiento de GNL para 2012 se ha considerado el volumen promedio almacenado entre agosto 2010 y julio de 2011. De acuerdo con dicho procedimiento se estima que el nº de días de almacenamiento será de 5,61 días. El almacenamiento de GNL previsto resulta en un 41% y un 20% a la estimado por el GTS y por los propietarios de las plantas de regasificación, respectivamente.
- De acuerdo con la información remitida por el GTS se estiman que en 2012 se realizarán 27 operaciones de trasvase de planta a buque, trasvasándose la cantidad de 10.827 GWh.
- El volumen a descargar en cada una de las plantas se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación, la previsión de trasvase de GNL a buque y las mermas de descarga establecidas en la normativa vigente. El nº de barcos se ha calculado manteniendo el tamaño medio de los barcos previsto por el GTS para el 2012.

En el Cuadro 9 se resume el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2012 según el escenario de demanda considerado.

Cuadro 9. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2012

	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados
<b>Regasificación</b>	1.158.640	247.956

	Nº de buques	GWh descargados de buques
<b>Descarga de buques</b>	360	270.976
Barcelona	79	63.274
Cartagena	56	40.333
Huelva	72	51.058
Bilbao	45	40.205
Sagunto	76	50.258
Mugardos	32	25.847

	Nº de buques	GWh descargados de buques
<b>Trasvase de GNL a buque</b>	27	10.827

	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas
<b>Carga en cisternas</b>	47.167	12.165

	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)
<b>Almacenamiento de GNL</b>	5,61	6.497.188

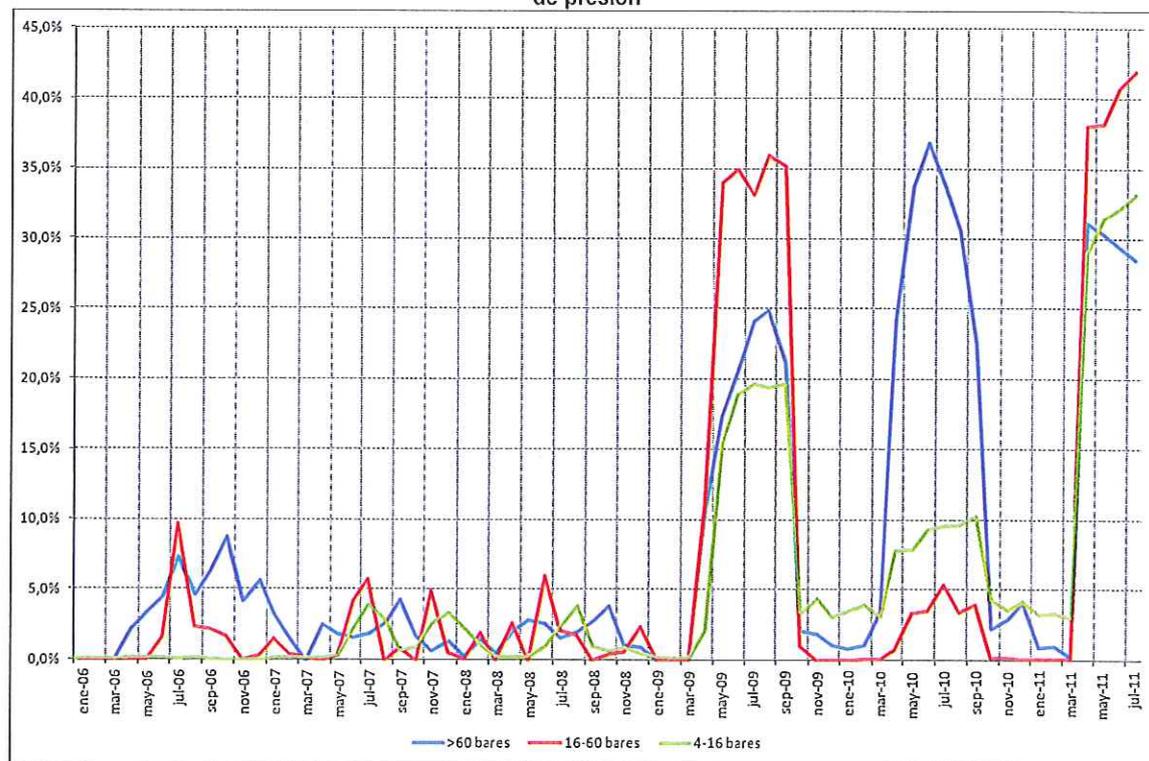
	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
<b>Almacenamiento de GN</b>	31.850	18.156	19.313

Fuente: GTS, empresas y CNE.

### 3.3 Contratos de duración inferior a 1 año

En el Gráfico 6 se muestra el porcentaje, en términos de energía, que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total de cada nivel de presión.

Gráfico 6. Porcentaje en términos de energía que suponen los contratos de duración inferior a un año sobre el total por nivel de presión



Fuente: CNE

Se observa, que hasta 2009, el porcentaje que suponían dichos contratos sobre el total de cada nivel de presión se mantenía entre el 0 y el 5%. No obstante, la modificación introducida por la Orden ITC/3802/2008, permitiendo la simultaneidad en un mismo punto de suministro de un contrato de corto y largo plazo, ha supuesto un incremento muy sustancial de dichos contratos llegando a alcanzar durante los meses de verano el 40% de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar.

En consecuencia, se hace necesario desagregar la previsión de demanda para 2012 entre demanda de largo plazo y demanda de corto plazo, con objeto de ajustar la estimación de los ingresos previstos para dicho ejercicio.

No obstante lo anterior, se considera necesario señalar la dificultad de realizar una previsión sobre la demanda de los contratos de corto plazo para dicho ejercicio, como consecuencia de las propias características de dichos contratos.

Se ha estimado la relación entre los contratos de corto y largo plazo a partir de la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas para los peajes 1.1, 1.3, 2.1 y 2.6, debido a que el porcentaje de contratos a corto plazo respecto del total fueron muy superiores a los históricamente registrados en dichos peajes y, para alguno de los peajes superior al 100%.

En el Cuadro 10 se muestra la previsión de contratos de duración inferior a 1 año. Se observa que el porcentaje de contratos a corto plazo para el grupo 1 se sitúa en el 21%, en línea con lo registrado en 2010 (21%), pero ligeramente superior a lo registrado entre agosto de 2010 y julio de 2011 (17%). Asimismo, el porcentaje de demanda abastecida mediante contratos de corto plazo del grupo 2, previsto para 2012, se sitúa en el 17%, en línea con los valores registrados entre agosto de 2010 y julio de 2011 (17%), pero superiores a lo registrado en 2010 (7%).

Cuadro 10. Contratos de duración inferior a 1 año. Previsión 2012 (GWh)

	TOTAL	Corto Plazo	%
<i>Grupo 1</i>	140.588	32.257	23%
<i>Grupo 2</i>	138.422	22.859	17%
Firme	136.430	22.859	17%
Art. 9 ECO/32/2004	1.992	0	
<i>Grupo 3</i>	68.711	125	0%
<i>Grupo 4 (Interrumpible)</i>	12.359	0	
<b>Total T&amp;D</b>	<b>360.080</b>	<b>55.242</b>	<b>15%</b>
<i>Regasificación</i>	247.956	95.540	39%
<i>Descarga de buques</i>	270.975	0	0%
<i>Carga en Cisternas</i>	12.165	600	5%

Fuente: Empresas y CNE.

### 3.4 Reserva de Capacidad en los puntos de entrada al sistema

La reserva de capacidad en los puntos de entrada al sistema se ha estimado diferenciando las entradas por gasoducto y plantas de regasificación. En particular, se ha considerado como mejor estimación de la reserva de capacidad contratada desde las plantas de regasificación, la capacidad contratada de regasificación prevista para 2012. Asimismo, se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada en las entradas a través de las conexiones por gasoducto, la capacidad contratada promedio entre agosto de 2010 y julio de 2011, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

## 4 INGRESOS PREVISTOS PARA 2012

En el Cuadro 12<sup>11</sup> se muestran los ingresos previstos para el ejercicio 2012 resultado de aplicar a las variables de facturación previstas para dicho año a los precios establecidos en la Orden ITC/3354/2010, habiéndose considerado adicionalmente las siguientes hipótesis:

- Plantas Satélite: se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en la disposición adicional tercera de la Orden ITC/3128/2011. Asimismo, para estos consumidores no se ha considerado facturación en concepto de reserva de capacidad, por no hacer uso de las instalaciones de entrada de gas natural a la red de transporte.

<sup>11</sup> Se incluye como Anexo II del presente documento, detalle del escenario de facturación previsto para 2012.

- **Capacidad de regasificación:** se ha aplicado a la capacidad contratada por planta el factor de utilización de la capacidad contratada registrado entre junio de 2010 y agosto de 2011, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 89%.
- **Reserva de capacidad:** se ha aplicado a la capacidad contratada de reserva de capacidad el factor de utilización registrado entre junio de 2010 y agosto de 2011, de acuerdo la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas. Esto es, un 88%.
- **Capacidad facturada por grupo tarifario:** teniendo en cuenta la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas para el periodo comprendido junio de 2010 y agosto de 2011, se han aplicado los siguientes factores de utilización de la capacidad contratada.

Cuadro 11. Factor de utilización del caudal contratado considerado en el escenario de facturación

		Demanda Convencional	Demanda destinada a generación eléctrica
<b>Grupo 1</b>		95%	84%
<b>Grupo 2</b>	16<P<60 bares	82%	97%
	4<P<16 bares	87%	97%
	Art. 9 ECO/32/2004	100%	
<b>Grupo 4 (Interrumpible)</b>		100%	87%
<b>Regasificación</b>		89%	
<b>Reserva de Capacidad</b>		88%	

Fuente: CNE

- **Demanda de corto plazo:** para calcular los ingresos previstos en 2012 se ha tenido en cuenta el impacto de los contratos de corto plazo. En particular, se ha minorado los ingresos de transporte y distribución en la cantidad de 55 M€, los de reserva de capacidad en 5 M€, los de regasificación en 11 M€, y los de carga en cisternas en 0,3 M€, por lo que se estima que el impacto de los contratos de corto plazo es una reducción de los ingresos de 72 M€.
- **Otros ingresos:** se ha considerado como mejor previsión de los ingresos en concepto de venta de condensados la incluida en el cálculo de "Previsión de la desviación esperada sobre las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2011", esto es, 4.571 miles de €.

No se han considerado ingresos por penalizaciones por desbalances de GNL en planta, AOC y EO, ni ingresos por subasta de almacenamiento subterráneo debido a que en el momento de elaboración del presente informe su importe es desconocido o de difícil previsión. Asimismo, no se han considerado ingresos resultantes de aplicar el peaje interrumpible a las conexiones internacionales.

El importe por dichos conceptos considerado en el cálculo de la "Previsión de la desviación esperada sobre las retribuciones acreditadas para el sector gasista en el año 2011" ha sido de -37.178 miles de euros.

Cuadro 12. Ingresos previstos para 2012 resultado de facturar las variables de facturación previstas para 2012.

	Facturación (Miles de €)
<b>(A). Actividad de Regasificación</b>	<b>353.892</b>
<i>Peaje de descarga de buques</i>	20.976
<i>Peaje de carga en sistemas</i>	15.909
<i>Peaje de regasificación</i>	229.286
<i>Almacenamiento GNL</i>	68.552
<i>Trasvase de GNL a buque</i>	19.169
<b>(B). Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>164.044</b>
<b>(C). Transporte y Distribución</b>	<b>2.338.910</b>
<i>Reserva de Capacidad</i>	161.969
<i>Término de conducción</i>	2.176.942
<b>(D). Otros Ingresos</b>	<b>34.724</b>
<i>Peajes de Tránsito Internacional</i>	30.153
<i>Ventas de Condensados</i>	4.571
<b>(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)</b>	<b>2.891.571</b>

Fuente: CNE

APROBADO POR EL CONSEJO

EL 1 de diciembre 2011

EL 2 de diciembre 2011



Comisión  
Nacional  
de Energía

# ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL PREVISTO PARA 2012

		Prevision año 2012																	
		Ciclo combinados				Centrales térmicas				Planta Soliwin				TOTAL					
Presión	Código	Tarifa/Peaje	Volumen	Chimenea a 31 de diciembre	Cantidad contratada a 31 de diciembre	Volumen	Nº	Cd (MWh/día)	Chimenea a 31 de diciembre	Cantidad contratada a 31 de diciembre	Volumen	Nº	Cd (MWh/día)	Chimenea a 31 de diciembre	Cantidad contratada a 31 de diciembre	Volumen	Nº	Cd (MWh/día)	
<b>TOTAL GRUPO 1</b>																			
<b>GRUPO 1</b>																			
P<60 bares	101	1.1	<200.000	79.022.483	32	724.913.703	789.335	3	13.533.333	0	0	0	0	51.852.879	131.603.707	131.603.707	87	933.161.264	
	102	1.2	<1.000.000	717.329	2	50.000	28.104	2	2.033.333	0	0	0	0	1.161.142	7.030.079	1.194.246	18	10.015.408	
	103	1.3	>1.000.000	78.305.105	29	752.947.703	0	0	11.500.000	0	0	0	0	17.561.793	49.010.341	19.010.341	26	68.777.153	
<b>TOTAL GRUPO 2</b>																			
<b>GRUPO 2</b>																			
16<P<=20 bares	201	2.1	<5.000	9.607.484	4	71.227.750	116.770	1	1.500.000	7.930	2	54.900	128.334.649	4.207	552.193.333	138.123.744	4.214	624.981.985	
	202	2.2	<5.000	8.607.484	4	71.227.750	0	0	0	0	0	0	20.924.288	38.932.204	38.932.204	127	179.453.624		
	203	2.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.745	17.121	17.121	5	17.121		
	204	2.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	47.101	365.267	47.101	19	365.267		
	205	2.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	529.893	2.495.267	529.893	33	2.495.267		
	206	2.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	762.505	3.791.677	762.505	18	3.791.677		
<b>GRUPO 2 BIS</b>																			
	207	2.7	>500.000	9.607.484	4	71.227.750	0	0	0	0	0	0	0	8.136.422	27.684.003	8.136.422	31	27.684.003	
<b>GRUPO 2</b>																			
4<P<=10 bares	301	3.1	<5.000	0	0	118.770	0	0	1.500.000	0	0	0	0	10.031.124	46.138.989	10.031.124	12	46.138.989	
	302	3.2	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	303	3.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	304	3.4	<100.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	305	3.5	<500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>GRUPO 2 BIS</b>																			
	306	3.6	>500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>GRUPO 2</b>																			
P<4 bares (2)	222	2.2 bis	<5.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	223	2.3 bis	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL INTERRUPTIBLES</b>																			
<b>GRUPO A</b>																			
P<60 bares	401	4.1	<= 200	2.302.375	0	36.237.775	0	0	0	0	0	0	0	1.234.391	3.586.966	1	30.547.775		
	402	4.2	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	403	4.3	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<=20 bares	404	4.4	C<=30	2.302.375	0	20.237.775	0	0	0	0	0	0	0	1.234.391	3.586.966	1	30.547.775		
	405	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	406	4.6	100<=C<=200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	407	4.7	>200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<=10 bares	408	4.4	C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	409	4.5	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	410	4.6	100<=C<=200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	411	4.7	>200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>GRUPO B</b>																			
P<60 bares	412	4.2	<= 200	7.020.933	6	76.239.825	0	0	0	0	0	0	0	1.466.953	8.487.406	9	84.416.939		
	413	4.3	<= 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	414	4.4	> 1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
16<P<=20 bares	415	4.5	C<=30	4.452.946	3	40.531.775	0	0	0	0	0	0	0	4.452.946	4.452.946	3	40.531.775		
	416	4.6	100<=C<=30	460.883	1	15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	460.883	460.883	1	15.000.000		
	417	4.7	100<=C<=200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	418	4.8	>200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
4<P<=10 bares	419	4.7	C<=30	2.077.225	2	20.277.750	0	0	0	0	0	0	0	2.077.225	2.077.225	2	20.277.750		
	420	4.8	100<=C<=30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	421	4.9	100<=C<=200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	422	4.5	>200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL TARIFA/PEAJE 1x</b>																			
<b>GRUPO 3</b>																			
P<4 bar (3)	301	3.1	<5	0	0	1.022.109	97.279	0	0	0	0	0	0	67.680.889	7.277.516	68.710.398	7.274.793	515.939.675	
	302	3.2	<50	0	0	1.022.109	97.279	0	0	0	0	0	0	67.680.889	7.277.516	68.710.398	7.274.793	515.939.675	
	303	3.3	<100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	304	3.4	100 < C <= 30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	305	3.5 (1)	>30.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>PEAJE DE MATERIA PRIMARIA</b>																			
Suministro GNL Directo a cliente final (3)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>TOTAL GAS DE EMISION</b>																			
	0	0	0	98.073.485	42	988.688.725	376.164	4	15.033.333	12.144.330	97.281	0	1.263.856.426	7.281.761	388.218.774	7.379.100	2.197.806.646		



Comisión  
Nacional  
de Energía

# ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA 2012

Orden ITC/3354/2010

1. Peaje de Regasificación

	MWh Regasif.	Caudal (MWh/día/mes)	Factor carga	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Peaje de Regasificación	260.120.960	1.158.640	61,5%	227.507	38.663	266.171	0,1023
Peaje de descarga de buques	270.974.834			8.468	12.508	20.976	0,0077
Peaje de carga en sistemas	12.164.930			14.120	1.789	15.909	0,1308
Peaje de regasificación	247.956.030			204.920	24.366	229.286	0,0925
Descarga + Regasificación	247.956.030					248.480	0,1002
Descarga + Carga en sistemas	12.164.930					16.850	0,1385

2. Almacenamiento Subterráneo

	MWh Iny/extr	Capacidad contratada GWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. Subterráneo	37.469.000	31.850	157.084	6.960	164.044	0,4378

3. Almacenamiento GNL

	MWh	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Almc. GNL	6.497.188		68.552	68.552	1,0551

4. Peaje de Transporte y Distribución (Total sistema)

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Término Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Grupo 1</b>	<b>142.253.363</b>	<b>91</b>	<b>994.240.814</b>	<b>64.038</b>	<b>288.451</b>	<b>352.489</b>	<b>0,2478</b>
Firme	134.006.809	87	923.161.264	60.326	274.804	335.130	0,2501
Interrompible (A+B)	8.246.554	4	71.079.550	3.712	13.647	17.359	0,2105
<b>Grupo 2</b>	<b>142.534.549</b>	<b>4.220</b>	<b>668.866.160</b>	<b>64.164</b>	<b>381.802</b>	<b>445.966</b>	<b>0,3129</b>
Firme	136.429.893	3.640	615.050.610	61.417	355.693	417.109	0,3057
Interrompible (A+B)	4.112.551	6	43.884.175	1.851	9.497	11.348	0,2759
Art. 9 ECO/32/2004	1.992.105	575	9.931.374	896	16.612	17.508	0,8789
<b>Grupo 3</b>	<b>68.710.998</b>	<b>7.374.795</b>	<b>515.959.675</b>	<b>30.804</b>	<b>1.498.261</b>	<b>1.529.065</b>	<b>2,2254</b>
Materia Prima	6.581.563	2	18.800.000	2.963	8.428	11.391	0,1731
<b>Total T&amp;D</b>	<b>360.080.474</b>	<b>7.379.108</b>	<b>2.197.866.648</b>	<b>161.969</b>	<b>2.176.942</b>	<b>2.338.910</b>	<b>0,6496</b>
<b>Total Acceso</b>	<b>360.080.474</b>					<b>2.837.677</b>	<b>0,7881</b>

5. Otros peajes y cánones

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Reserva Capacidad (Miles €)	Término Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
Trasvase de buques						19.169	
Peajes de Tránsito Internacional	13.331.284		85.580.700	6.888	23.265	30.163	0,2262
Resultado Subasta AA.SS						4.571	
Venta Condensados							
<b>Total otros peajes y cánones</b>	<b>13.331.284</b>					<b>53.894</b>	<b>0,4043</b>
<b>Total</b>	<b>373.411.758</b>					<b>2.891.571</b>	<b>0,7744</b>



# **ANEXO II**

## **VARIACIONES EN LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN**

Las variaciones introducidas en los peajes y cánones de los servicios básicos de regasificación, almacenamiento subterráneo y transporte y distribución sobre los establecidos en la Orden ITC/3354/2010 se resumen en el siguiente cuadro.

	Orden ITC/3354/2010			Propuesta OM 2012			% variación propuesta OM 2012 sobre Orden ITC/3354/2010		
<b>Regasificación</b>									
	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfd (€/buque)	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo	Término fijo	Término variable
Peaje de regasificación	1,7323		0,0103	1,8019		0,0107	4,0%		3,9%
Peaje de descarga de buques									
Barcelona		15.006	0,0031		15.609	0,0032		4,0%	3,2%
Huelva		30.013	0,0060		31.220	0,0062		4,0%	3,3%
Cartagena		30.013	0,0060		31.220	0,0062		4,0%	3,3%
Sagunto		30.013	0,0060		31.220	0,0062		4,0%	3,3%
Mugardos		15.006	0,0031		15.609	0,0032		4,0%	3,2%
Bilbao		15.006	0,0031		15.609	0,0032		4,0%	3,2%
Peaje de carga de cisternas									
Canon de almacenamiento GNL			Término variable Tv c€/MWh/día 2,8907			Término variable Tv c€/MWh/día 3,0069			Término variable 4,02%
Peaje de trasvase de GNL a buques		Término fijo €/operación 156.208	Término variable c€/kWh 0,1381		Término fijo €/operación 162.488	Término variable c€/kWh 0,1437		Término fijo 4,0%	Término variable 4,1%
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>									
	Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (Tv): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (Tv): c€/kWh		Término fijo Tf c€/kWh/mes	Término variable (Tv): c€/kWh	
		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción
Canon de almacenamiento subterráneo	0,04110	0,02440	0,01310	0,04110	0,02440	0,01310	0,00%	0,00%	0,00%
<b>Transporte y Distribución</b>									
	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo	Término fijo	Término fijo
1. Término Reserva de Capacidad	0,9582			0,9967			4,02%		
2. Término de Conducción	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfr c€/consumidor/mes	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo Tfr c€/kWh/día/mes	Término fijo Tfr c€/consumidor/mes	Término variable Tvr c€/kWh	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	3,0528		0,0748	3,1755		0,0778	4,0%		4,0%
1.2	2,7273		0,0603	2,8369		0,0627	4,0%		4,0%
1.3	2,5314		0,0543	2,6332		0,0565	4,0%		4,1%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	22,3530		0,1709	23,2516		0,1778	4,0%		4,0%
2.2	6,0670		0,1363	6,3109		0,1418	4,0%		4,0%
2.3	3,9724		0,1103	4,1321		0,1147	4,0%		4,0%
2.4	3,6402		0,0990	3,7865		0,1030	4,0%		4,0%
2.5	3,3466		0,0868	3,4811		0,0903	4,0%		4,0%
2.6	3,0783		0,0753	3,2020		0,0783	4,0%		4,0%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.2 bis	11,6700		0,2621	15,4500		0,3470	32,4%		32,4%
2.3 bis	8,9600		0,2492	12,9400		0,3600	44,4%		44,5%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,23	2,5451		2,32	2,6474		4,0%	
3.2		5,11	1,9380		5,32	2,0159		4,1%	
3.3		47,91	1,3818		49,84	1,4373		4,0%	
3.4		71,53	1,1075		74,41	1,1520		4,0%	
3.5	5,2344		0,1356	5,4448		0,1411	4,0%		4,1%

Las variaciones de los términos fijos y variables de los peajes interrumpibles de la Propuesta de Orden se muestran en el siguiente Cuadro.

	Propuesta OM 2012				Orden ITC/3354/2010				% variación propuesta OM 2012 sobre Orden ITC/3354/2010				
	Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Término Fijo		Término variable		
	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	
<b>Peaje 1 Int (P &gt; 60 bar)</b>													
4.1	2,222850	1,587750	0,054460	0,038900	2,136960	1,526400	0,052360	0,037400	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
4.2	1,985830	1,418450	0,043890	0,031350	1,909110	1,363650	0,042210	0,030150	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
4.3	1,843240	1,316600	0,039550	0,028250	1,771980	1,265700	0,038010	0,027150	4,0%	4,0%	4,1%	4,1%	
<b>Peaje 2 Int (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>													
4.4	2,892470	2,066050	0,080290	0,057350	2,780680	1,986200	0,077210	0,055150	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
4.5	2,650550	1,893250	0,072100	0,051500	2,548140	1,820100	0,069300	0,049500	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
4.6	2,436770	1,740550	0,063210	0,045150	2,342620	1,673300	0,060760	0,043400	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	
4.7	2,241400	1,601000	0,054810	0,039150	2,154810	1,539150	0,052710	0,037650	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	

Descuento frente a peajes firmes													
	Propuesta OM 2012				Orden ITC/3354/2010								
	Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)						
	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B	
<b>Peaje 1 Int (P &gt; 60 bar)</b>													
4.1	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	
4.2	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	
4.3	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	
<b>Peaje 2 Int (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>													
4.4	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	
4.5	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	
4.6	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	
4.7	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	-30%	-50%	

**ANEXO III**  
**DESCRIPCIÓN DE LOS ESCENARIOS DE**  
**DEMANDA DE GAS DE LOS CCGT SEGÚN EL**  
**OS Y EL GTS**

A continuación se resumen brevemente los escenarios de demanda de gas natural por las centrales de ciclo combinado previstos para 2012 por el Operador del Sistema y el Gestor Técnico del Sistema.

Operador del Sistema (OS)

El OS ha remitido 12 escenarios de previsión resultado de considerar cuatro escenarios de precios spot de gas y tres escenarios de hidraulicidad, con las siguientes hipótesis:

- Se ha supuesto para 2012 el mismo volumen de producción de las centrales del carbón autóctono sujetas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro que el establecido para 2011
- En todos los escenarios de previsión se ha considerado constante el precio del cargón de referencia (precio spot 1,45 c€/te), modificándose los precios del gas natural.
- Se mantiene el sado exportador en todos los escenarios de cobertura, con la excepción del escenario más desfavorable (Escenario D) para el que se supone un saldo nulo.
- Fallo térmico reducido

En el cuadro siguiente se resumen los escenarios de previsión del OS.

**Cuadro 1. Previsión de consumo de gas de ciclos combinados en (TWh) para 2012 según el OS**

Escenario de precios del gas	Hidraulicidad		
	Muy húmedo	Valor medio	Muy Seco
<b>Escenario A</b> (precio del gas 2,30 c€/te) Precedencia de todas las centrales de ciclo combinado, excepto Aboño	70	101	132
<b>Escenario B</b> (precio del gas 2,60 c€/te): Precedencia de algunas centrales de carbón a pie de puerto	65	93	122
<b>Escenario C</b> (precio del gas 2,90 c€/te): Precedencia de costes de centrales de carbón a pie de puerto	52	73	97
<b>Escenario D</b> (precio del gas 3,20 c€/te): Precedencia de costes de la mayoría de centrales de carbón	43	48	54

Gestor Técnico del Sistema (GTS)

El GTS ha remitido 9 escenarios de previsión, resultado de considerar tres escenarios de precios para el gas natural y tres escenarios de hidraulicidad. Las hipótesis implícitas en los escenarios de previsión son:

- Se considera el escenario de demanda eléctrica para el cierre de 2011 y 2012 proporcionado por el OS.

- Se supone una generación hidráulica de 27 TWh, media de los últimos 10 años, de 27 TWh. Los escenarios seco y húmedo son los valores máximo (39 TWh) y mínimo (19 TWh) registrados en el mismo periodo.
- Según información del OS, la producción de carbón para un escenario de equilibrio de precios es de 43 TWh.
- Régimen especial proporcionado por el OS (102 TWh)
- Saldo de intercambios internacionales: signo exportador estimado en 7,1 TWh en 2012.

En el cuadro siguiente se resumen los escenarios de previsión del GTS:

**Cuadro 2. Previsión de consumo de gas de ciclos combinados en (TWh) para 2012 según el GTS**

Relación precios gas/carbón	Hidraulicidad		
	Húmedo	Normal	Seco
Ventaja competitiva del gas	103	120	135
Equilibrio de precios	91	99	106
Ventaja competitiva del carbón	74	78	83