



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 34/2009 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES
Y CÁNONES ASOCIADOS AL
ACCESO DE TERCEROS A LAS
INSTALACIONES GASISTAS Y LA
RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
REGULADAS DEL SECTOR GASISTA
PARA EL AÑO 2010**

17 de diciembre de 2009

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ANTECEDENTES	3
3	ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2010	5
4	COMENTARIOS A LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN	9
4.1	Variaciones de los peajes y cánones de la propuesta de Orden sobre los establecidos en la Orden ITC/1724/2009	9
4.2	Valoración general de la propuesta de peajes y cánones	10
4.2.1	Suficiencia global de los peajes y cánones	10
4.2.2	Asignación de costes por actividades	15
4.3	Comentarios particulares	17
4.3.1	Peajes de descarga de buques	17
4.3.2	Peajes de tránsito internacional	18
4.3.3	Peajes interrumpibles	19
4.3.4	Canon de almacenamiento subterráneo	21
4.3.5	Peajes 2.4bis, 2.5bis y 2.6 bis	21
4.3.6	Disposición adicional primera. Precio aplicable a los consumidores sin contrato de suministro	22
4.3.7	Disposición transitoria única. Precio aplicable a los consumidores con consumo anual superior a 50.000 kWh.	23
4.3.8	Disposición final primera. Revisión de los peajes y cánones	24
4.3.9	Peaje aplicable por la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto.	24
4.3.10	Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía	24
5	TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO RESULTANTES DE CONSIDERAR LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN	25
6	COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN	28
6.1	Retribución del Gestor Técnico del Sistema	28
6.2	Disposición adicional segunda. Retribución específica de instalaciones de distribución	28
6.3	Disposición adicional tercera. Ampliación del plazo de inicio de la construcción .	30
6.4	Disposición adicional cuarta. Adquisición del gas talón y el gas de operación	30
6.5	Disposición adicional octava. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares	31
7	OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE EL CONTENIDO DE LA PROPUESTA DE ORDEN	31
7.1	Merms en las instalaciones de transporte y distribución de la red básica	31



7.2	Publicidad de la información.....	31
7.3	Alquiler de contadores y Derechos de acometida.....	32
8	CONCLUSIONES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN.....	32
9	OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE FUTUROS DESARROLLOS REGLAMENTARIOS.....	34
9.1	Sobre la necesidad de adaptar el modelo de peajes de transporte a los requisitos del Reglamento CE/715/2009	35
9.2	Sobre los peajes de tránsito basados en itinerarios contractuales.	37
9.3	Sobre el mercado secundario de capacidad.....	38
9.4	Desarrollo de un contrato de suministro tipo para el suministro de último recurso 40	

INFORME 34/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS Y LA RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA PARA EL AÑO 2010

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 Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 17 de diciembre de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

El día 7 de diciembre de 2009 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 2010, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 14 de diciembre de 2009, para discutir la indicada propuesta de Orden. Se adjuntan, como Anexo IV, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

Una vez más se hace constar que, para que el contenido del informe de la Comisión Nacional de Energía sea considerado adecuadamente en esta Orden ITC anual, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación de la Orden en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, dada la trascendencia que tiene la propuesta, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para analizar el impacto que tiene su recuperación mediante peajes y cánones de gas natural y tarifas de último recurso sobre los distintos colectivos de consumidores.

2 ANTECEDENTES

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 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.

La Orden ITC/3802/2008 estableció los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas aplicables a partir del 1 de enero de 2009, y actualizó determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

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, modificó, en su Disposición transitoria única, el calendario de aplicación del suministro de último recurso.

Posteriormente, la Orden ITC/1724/2009, de 26 de junio, modificó los peajes y cánones a partir del 1 de julio de 2009 para ajustarlos a la evolución de la demanda observada durante los primeros meses de 2009. Asimismo, la citada orden introdujo un nuevo peaje de entrada aplicable a las conexiones internacionales por gasoducto, al que asignó un valor nulo, con el objeto de disponer de una herramienta en el futuro para incentivar una ubicación adecuada de las entradas de gas al sistema.

Por último, el pasado 23 de octubre de 2009 tuvo entrada en esta Comisión la Propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, del cual se emitió informe preceptivo número CNE 29/2009.

La citada Propuesta de Real Decreto introduce una serie de modificaciones al despacho de las centrales de producción eléctrica con el fin de introducir la producción de carbón autóctono y adecuar la producción del resto de centrales para equilibrar la producción con la demanda. La introducción de carbón autóctono lleva asociada una cuantía máxima anual de producción de energía junto con una retribución regulada. Las modificaciones de programa necesarias para equilibrar la producción con la demanda son retribuidas según un lucro cesante calculado en función del precio del mercado y de unas referencias de costes de los combustibles.

3 ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA 2010

El 16 de julio de 2009, esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2009 y para 2010, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Asimismo, y teniendo en cuenta la incertidumbre observada en el pasado en relación con las previsiones de consumo de los ciclos combinados de gas natural, 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 2009 y 2010, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas.

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, el 30 de octubre de 2009, esta Comisión analizó la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados y solicitando, en su caso, la corrección de inconsistencias y erratas en la información remitida.

Utilizando la información remitida por los citados agentes, así como la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista, esta Comisión ha elaborado la previsión de la demanda para 2010, resultado de considerar el intervalo inferior de la previsión de demanda de gas destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y por el OS¹, y la previsión de la demanda convencional prevista por las empresas transportistas y distribuidoras. En el Anexo I se describe en detalle la previsión de la demanda de gas natural para 2010 elaborada por esta Comisión, y se compara con la previsión realizada por el GTS.

Según las estimaciones indicadas, se prevé que la demanda de gas natural al cierre de 2009 se reduzca en un 9,8% sobre la registrada en 2008, como consecuencia de una disminución del 7,8% de la demanda convencional y del 12,5% de la demanda destinada a la generación eléctrica.

Por otra parte, la previsión de la demanda para 2010 muestra una reducción de la demanda del 4,2% sobre el cierre de 2009, resultado de una disminución de la demanda destinada a la generación eléctrica del 13,9% parcialmente compensada por un incremento de la demanda convencional del 2,4%.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, la demanda prevista para 2010 se ha estimado tomando como punto de partida la información proporcionada por el GTS para 2010, situando la estimación de la producción de los ciclos combinados en el valor inferior previsto por dicho agente (139.000 GWh). Este valor coincide con la previsión utilizada por esta Comisión para 2010.

En el Cuadro 1 se comparan la previsión de la demanda para 2010 de la CNE y la considerada por el MITYC en la propuesta de Orden. Se observa que dichas previsiones son similares (387.440 TWh según la propuesta de Orden y 387.676 TWh según el escenario previsto por esta Comisión).

¹ A efectos de prudencia tarifaria y ante la incertidumbre por la evolución de la demanda de ciclos combinados, se incluye el intervalo inferior previsto por el GTS y el OS.

Cuadro 1. Demanda, número de clientes y capacidad previstos para 2010, por el MITC y por la CNE

	Propuesta de Orden				CNE			
	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga(%)	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga(%)
Grupo 1	156.227.492	83	923.563.364	46%	159.464.220	84	991.642.100	44%
Grupo 2	131.991.339	4.431	607.202.826	60%	128.923.151	4.414	562.297.703	63%
Firme	127.993.910	3.553	544.520.708	64%	124.627.158	3.537	542.199.313	63%
Art. 9 ECO/32/2004	3.997.429	878	62.682.118	17%	4.295.993	877	20.098.391	59%
Grupo 3	66.591.355	7.260.067	500.934.037	36%	66.631.215	7.174.571	508.675.541	36%
Materia Prima	4.230.622	2	19.500.000	59%	4.230.622	2	19.500.000	59%
Grupo 4 (Interrumpible)	19.764.149	12	41.645.000	130%	18.815.922	12	154.016.000	33%
Total T&D	378.804.957	7.264.595	2.092.845.227	50%	378.065.130	7.179.082	2.236.131.345	46%
Suministro GNL directo a cliente final	8.871.556				9.375.003			
Total Demanda	387.676.513				387.440.133			

Fuente: GTS, empresas gasistas, CNE y MITYC

No obstante, se observan una serie de discrepancias entre las variables de facturación consideradas en la propuesta de Orden y por esta Comisión, que es relevante destacar debido a su impacto en los ingresos previstos para 2010 de los peajes y cánones de la Propuesta de Orden. En particular, se señalan las siguientes:

- Nº de clientes y capacidad contratada: La información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras incluye el nº de clientes y la capacidad contratada correspondiente al 31 de diciembre de 2009 y al 31 de diciembre de 2010. Por lo tanto, y al igual que en años anteriores, para estimar los ingresos de los peajes y cánones es necesario utilizar el valor medio de ambas variables de facturación. Como en informes anteriores, este es el procedimiento que utiliza la CNE para estimar las variables de facturación previstas para el año 2010.

Por el contrario, en la propuesta de Orden se consideran como variables de facturación la capacidad contratada y el nº de clientes previstos a 31 de diciembre de 2010.

Lo anterior supone que el nº de clientes considerado por la CNE sea un 1,24% inferior al de la propuesta de Orden, mientras que la capacidad contratada es un 0,16% superior.

- Errores en la información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras: Como se ha comentado anteriormente, esta Comisión comprobó la coherencia de la información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras y de la información utilizada por el GTS para confeccionar su escenario de demanda, advirtiendo determinadas inconsistencias y erratas en la información remitida por los agentes.

Las inconsistencias detectadas afectaban sobre todo a la capacidad contratada del grupo 2 bis y a la capacidad contratada de los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados. Fueron subsanadas por los agentes implicados e incorporadas en las previsiones de la CNE. Por el contrario, en la propuesta de Orden no se incluyen dichas correcciones.

En consecuencia, la capacidad contratada prevista para 2010 por esta Comisión es superior a la considerada en el escenario de demanda de la propuesta de Orden, para todos los

grupos tarifarios, excepto para el grupo 2, donde es inferior. En particular, para 2010 el caudal contratado previsto por esta Comisión para los consumidores acogidos al grupo 2.bis es un 68% inferior al considerado en la propuesta de Orden, mientras que el correspondiente a los consumidores interrumpibles es un 270% superior².

Adicionalmente, en el Cuadro 2 se comparan las previsiones de esta Comisión, para 2010, de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo, y las consideradas en la propuesta de Orden.

El procedimiento utilizado por esta Comisión para estimar las correspondientes variables de facturación, que se detalla en el Anexo I de este informe, se basa en la información aportada por los agentes, de forma que las previsiones de regasificación, descarga de buques y carga en cisternas sean coherente con las previsiones de demanda planteadas.

Por otra parte, ni en la propuesta de Orden, ni en la información que la acompaña, se muestran las hipótesis consideradas para estimar las correspondientes variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo.

Cuadro 2. Previsiones de variables de facturación en la regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo para 2010. Propuesta de Orden vs MITYC.

	Propuesta de Orden		Escenario CNE	
Regasificación	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados
	1.279.609	262.846	1.244.239	247.443
Descarga de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques
	401	276.100	425	261.574
Carga en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas
	n.d	n.d	31.063	11.182.596
Almacenamiento de GNL	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)	nº días capacidad regasificación	Volumen de gas almacenado (MWh /día)
	7,36	9.419.863	5,57	6.932.550
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados /Extraídos
	27.517	36.490	28.069	23.743

Fuente: GTS, empresas gasistas, CNE y MITYC

² El 25 de noviembre de 2009 el GTS remitió a esta Comisión, mediante correo electrónico, corrección del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2009 y 2010, como consecuencia de la rectificación de la demanda prevista por una empresa. Las correcciones implicaban una reducción de la capacidad contratada del grupo 2.bis, de 53,5 GWh/día, y una reducción de la capacidad contratada del grupo 3 de 0,66 GWh/día.

Se observan una serie de diferencias entre las previsiones de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo que se emplean en la propuesta de Orden y las elaboradas por esta Comisión. En particular, se señalan las siguientes:

- Actividad de regasificación: La previsión de capacidad contratada y GWh regasificados prevista para 2010 en la propuesta de Orden se corresponde con el escenario previsto por el GTS.

En lo que concierne a la capacidad contratada de la propuesta de Orden, se corresponde con la previsión correspondiente a 31 de diciembre de 2010 (1.279.609 MWh/día y mes), que es un 2,84% superior a la considerada por esta Comisión, debido a que tal y como se ha indicado anteriormente, la CNE utiliza la semisuma entre la capacidad contratada a 31 de diciembre de 2009 y 31 de diciembre de 2010.

En relación con los GWh a regasificar, la propuesta de Orden recoge la cantidad prevista por el GTS para 2010. No obstante, cabe señalar que, dicha demanda de regasificación no es coherente con la demanda total de gas natural prevista en la propuesta de Orden sino con una más expansiva, de 401.620 GWh para 2010, cantidad superior en 13.944 GWh a la demanda prevista en la propuesta de Orden. Esta Comisión estima consistentemente con la previsión de demanda total de gas natural para 2010, una demanda de regasificación de 247.443 GWh.

- Actividad de descarga de buques: En relación con la descarga de buques, el valor previsto en la propuesta de Orden (276.100 GWh) es superior incluso a la estimación del GTS para dicho ejercicio (274.700 GWh), teniendo en cuenta que este último es coherente con una previsión de demanda para 2010 superior a la considerada en la propuesta de Orden. Esta Comisión estima dicha variable en 261.574 GWh.
- Almacenamiento de GNL: El volumen de almacenamiento de GNL considerado implícitamente en la propuesta de Orden es de 9.419 GWh/día, lo que supone aproximadamente 7,36 veces la capacidad de regasificación contratada. Dicho valor es un 61% superior al promedio de la cantidad almacenada durante los ocho primeros meses de 2009, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasista.

Esta Comisión ha considerado para 2010 el volumen previsto por el GTS (6.933 GWh/día), que supone 5,57 veces la capacidad de regasificación.

- Almacenamiento de GN: El volumen de inyección /extracción considerado en la propuesta de Orden supera en un 30% la cantidad de inyección/extracción prevista por esta Comisión para 2010, la cual se ha estimado a partir de las previsiones remitidas por el GTS para los periodos abril 2009 – marzo 2010 y abril de 2010 – marzo 2011.

Por otra parte, la capacidad contratada de almacenamiento de la propuesta de Orden es un 2% inferior a la capacidad de los almacenamientos que según el GTS es de 28.069 GWh, lo que ha sido considerado por esta Comisión.

Esta Comisión manifiesta que, si bien por prudencia tarifaria, la previsión de la demanda para 2010 en la propuesta de Orden tiene en cuenta el impacto de la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, al considerar el intervalo inferior de demanda de ciclos combinados planteado por el GTS y el OS, las previsiones de regasificación y almacenamiento planteadas en la propuesta de Orden para

2010 no son coherentes con la demanda prevista para 2010 en dicha propuesta de Orden. Dicha coherencia sí se tiene en cuenta en las previsiones elaboradas por esta Comisión.

Asimismo, se señala que la demanda prevista para 2010 en la propuesta de Orden no tiene en cuenta las correcciones de las variables de facturación remitidas por las empresas gasistas y por el GTS a esta Comisión.

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

4.1 Variaciones de los peajes y cánones de la propuesta de Orden sobre los establecidos en la Orden ITC/1724/2009

La propuesta de Orden mantiene los valores de los peajes establecidos en la Orden ITC/1724/2009, a excepción del peaje de descarga de buques y de los peajes del grupo 2.bis (Véase Anexo II). En particular, el peaje de descarga de buques aumenta en la propuesta de Orden entre un 10% y un 12% en todas las plantas del sistema, excepto en Mugardos, que pasa a tener un precio igual a cero, con objeto de corregir el escaso grado de utilización de dicha planta.

Los términos fijos y variables de los peajes de transporte y distribución aplicables a los consumidores acogidos a las tarifas 2.1 bis, 2.2 bis y 2.3 bis aumentan entre un 6% y un 12%. La eliminación de los peajes 2.4 bis, 2.5 bis y 2.6 bis, cuyos consumidores pasarán a estar acogidos al peaje 3.5 a partir de la entrada en vigor de la propuesta de Orden, supone una reducción de los términos fijos y variables de dichos grupos de consumidores, comprendida entre el 3% y un 14%.

Por otra parte, en la propuesta de Orden se incluyen los coeficientes de los peajes internacionales. Sobre los establecidos en la Orden ITC/1724/2009 se observan los siguientes cambios, tal y cómo se observa en el Anexo II:

- Se reducen los siguientes peajes
 - Entrada: Huelva, Salida: Portugal – Extremadura un 4,6%
 - Entrada: Bilbao, Salida: Larrau un 20,8%
 - Entrada: Bilbao, Salida: Irun un 46,2%

- Se incrementan los siguientes peajes
 - Entrada: Tarifa, Salida: Portugal – Extremadura un 10,2%
 - Entrada: Sagunto, Salida: Larrau un 28,2%
 - Entrada: Barcelona, Salida: Larrau un 18,9%

Asimismo, en la propuesta de Orden se introducen los nuevos coeficientes de entrada por Medgaz y se elimina la posibilidad de realizar exportaciones con punto de salida por Tarifa y con punto de entrada por Mugardos.

Finalmente, en la propuesta de Orden se modifican sustancialmente los peajes interrumpibles. Los peajes de la Orden ITC/1724/2009 tenían implícito un descuento de entre el 88% y el 90% del término fijo y un recargo de entre el 16% y el 68% del término variable. Sin embargo, en la propuesta de Orden se establece un descuento del 30%, aplicable tanto al término fijo como el variable, para la interrupción tipo A y un descuento del 50% para la interrupción tipo B, lo que supone incrementar el término fijo de dichos peajes entre un 400% y un 460% y reducir el término

variable entre un 56% y un 58%. Los nuevos peajes interrumpibles serán aplicables a partir del 1 de octubre de 2010 (Véase Cuadro 5 del Anexo II).

4.2 Valoración general de la propuesta de peajes y cánones

4.2.1 Suficiencia global de los peajes y cánones

Con objeto de comprobar la suficiencia global de los peajes y cánones de la propuesta de Orden, se realiza la correspondiente facturación, teniendo en cuenta: (1) las previsiones de demanda y de las otras variables de facturación previstas para 2010 de esta Comisión, que se muestran en el Cuadro 1 y Cuadro 2; (2) los términos fijos y variables de los peajes y cánones de la propuesta de Orden; y (3) las siguientes hipótesis:

- Respecto a las Plantas Satélite: A la demanda de las plantas satélite se han aplicado las condiciones de facturación establecidas en el artículo 13 de la propuesta de Orden. Es decir, se han multiplicado todos los conceptos del término de conducción por 0,8. Asimismo, para estos consumidores no se ha considerado la facturación en concepto de reserva de capacidad, ya que no hacen uso de las instalaciones de entrada de gas natural a la red de transporte.
- Respecto al factor de entrada al sistema: Se ha considerado un factor de carga de entrada al sistema, necesario para facturar el término de reserva de capacidad del 79%, valor que coincide con el factor registrado en 2008 y es similar al registrado en 2007³.
- Respecto a la corrección de ingresos por la demanda de corto plazo: Para calcular los ingresos previstos en 2010 se ha tenido en cuenta el impacto de los contratos de corto plazo (inferiores al año). En particular, se ha comprobado que el precio medio registrado para dichos contratos es inferior al que dichos contratos tendrían si fueran facturados como contratos de largo plazo. En consecuencia, se han minorado los ingresos de transporte y distribución en la cantidad de 21 Millones de € por dicho efecto.
- Respecto a las exportaciones: Se facturan las exportaciones de gas natural hacia otros países, aplicando los coeficientes de los peajes internacionales de la propuesta de Orden.
- Respecto a otros ingresos: No se han considerado ingresos en concepto de trasvase de GNL a buques, penalizaciones por desbalances e ingresos por subastas de almacenamiento subterráneo debido a que en el momento de elaboración del presente informe su importe es desconocido o de difícil previsión.

Se ha detectado una inconsistencia entre los valores de los peajes de descarga considerados en la propuesta de Orden para planta de Barcelona, y los de facturación de ingresos en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, por lo que en el cálculo de los ingresos esta Comisión ha considerado los precios de la propuesta de Orden.

³ Según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas el factor de entrada al sistema fue en 2007 del 81% y en 2008 del 79%.

En el Cuadro 3 se comparan los ingresos resultantes de aplicar a las variables de facturación previstas por la CNE para 2010, los peajes y cánones de la propuesta de Orden y los peajes y cánones de la Orden ITC/1724/2009.

Se observa que, como consecuencia de las modificaciones introducidas en los peajes y cánones de la propuesta de Orden, se incrementan en un 7,2% los ingresos de peajes de descarga de buques y en un 0,2% los ingresos por el término de conducción, mientras que se reducen en un 1,8% los ingresos de peajes de tránsito internacional.

Cuadro 3. Ingresos previstos para 2010 resultado de facturar a las variables de facturación previstas por la CNE los peajes y cánones de la. Propuesta de Orden vs los de la Orden ITC/1724/2009

	Facturación (Miles de €)		Diferencias : Propuesta OM 2010 vs Orden ITC/1724/2009	
	Orden ITC/1724/2009	Propuesta OM 2010	Miles de €	%
(A). Actividad de Regasificación	359.102	360.419	1.317,07	0,4%
Peaje de descarga de buques	18.315	19.632	1.317,07	7,2%
Peaje de carga en cisternas	10.162	10.162	-	0,0%
Peaje de regasificación	258.914	258.914	-	0,0%
Almacenamiento GNL	71.711	71.711	-	0,0%
Trasvase de GNL a buques				
(B). Almacenamiento Subterráneo	140.115	140.115	-	0,0%
(C). Transporte y Distribución	2.235.791	2.239.855	4.063,92	0,2%
Reserva de Capacidad	132.811	132.811	-	0,0%
Término de conducción	2.102.981	2.107.045	4.063,92	0,2%
(D). Otros Ingresos	18.853	18.504	- 348,44	-1,8%
Peajes de Tránsito Internacional	18.853	18.504	- 348,44	-1,8%
Ingresos subastas				
Penalizaciones				
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	2.753.861	2.758.893	5.032,55	0,2%
(B). Costes de actividades reguladas	2.889.194	2.889.194		
(E) - (B)	- 135.333	- 130.301		

Fuente: Orden ITC/1724/2009, Propuesta de Orden y CNE.

Según las previsiones de las variables de facturación de la CNE y teniendo en cuenta las limitaciones en la estimación de los ingresos para 2010, marcada especialmente por la incertidumbre sobre la evolución negativa de la demanda de gas natural para 2010, los ingresos

resultantes de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden no son suficientes para cubrir los costes previstos para 2010 en la propuesta de Orden. Con las previsiones de la CNE, se estima un déficit de las actividades reguladas para 2010 en torno a 130 Millones de € en el caso de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden, siendo necesario un incremento de los peajes y cánones del 4,7% para garantizar la suficiencia de los ingresos regulados

No obstante, en el caso de considerar que no se produce la entrada en vigor de la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro⁴, y estimar como ingresos por subastas de almacenamiento subterráneo los registrados en la última subasta celebrada el 30 de marzo de 2009 (7.522 Miles de €), se obtendría un déficit de las actividades reguladas para 2010 de 109 Millones de €, siendo necesario un incremento de los peajes y cánones del 3,9%.

Por el contrario, según la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, de acuerdo con las previsiones del MITC, los ingresos que se obtendrían con los peajes y cánones de la propuesta de Orden son suficientes para cubrir los costes de las actividades reguladas previstos para 2010. En particular, la propuesta de Orden indica que se producirá un superávit de las actividades reguladas de 19 Millones de €.

Esta Comisión considera que, teniendo en cuenta los costes previstos en la propuesta de Orden, y las previsiones de ingresos de esta Comisión existe un riesgo de déficit de las actividades reguladas del sector gasista para 2010, aspecto que se debería de corregir en la Orden que finalmente se publique, con objeto de evitar incrementos de peajes y cánones que dupliquen lo necesario a partir del 1 de julio de 2010, o de evitar incrementos en años futuros de dichos precios regulados, para cubrir el déficit de correspondiente de actividades reguladas para 2010, si no fuera corregido dentro de dicho año.

En el Cuadro 4 se comparan los ingresos previstos por el MITYC en la propuesta de Orden y los resultantes del ejercicio de facturación de la CNE.

⁴ Lo que supone considerar cómo escenario de previsión de ciclos combinados el previsto por el GTS para el ejercicio 2010 (150.549 GWh), resultando un escenario de demanda de 399.035 GWh, un 2,9% superior al considerado en la propuesta de Orden.

Cuadro 4. Ingresos previstos para el ejercicio 2010. Propuesta de Orden vs CNE

	Facturación (Miles de €)		Diferencias : MITYC vs CNE	
	MITYC	CNE	Miles de €	%
(A). Actividad de Regasificación	395.860	360.419	35.441	9,8%
<i>Peaje de descarga de buques</i>	21.150	19.632	1.518	7,7%
<i>Peaje de carga en cisternas</i>	10.210	10.162	48	0,5%
<i>Peaje de regasificación</i>	267.060	258.914	8.146	3,1%
<i>Almacenamiento GNL</i>	97.440	71.711	25.729	35,9%
<i>Trasvase de GNL a buques</i>			-	
(B). Almacenamiento Subterráneo	140.010	140.115	- 105	-0,1%
(C). Transporte y Distribución	2.345.340	2.239.855	105.485	4,7%
<i>Reserva de Capacidad</i>	197.190	132.811	64.379	48,5%
<i>Término de conducción</i>	2.148.150	2.107.045	41.105	2,0%
<i>Grupo 1</i>	343.660	350.758	- 7.098	-2,0%
<i>Grupo 2</i>	362.910	323.643	39.267	12,1%
<i>Grupo 3</i>	1.420.680	1.411.145	9.535	0,7%
<i>Grupo 4 (interrumpible)</i>	20.900	21.498	- 598	-2,8%
(D). Otros Ingresos	27.210	18.504	8.706	47,0%
<i>GNL directo a cliente final</i>	1.890		1.890	
<i>Peajes de Tránsito Internacional</i>	20.120	18.504	1.616	8,7%
<i>Ingresos subastas</i>	5.000		5.000	
<i>Penalizaciones</i>	200		200	
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	2.908.420	2.758.893	149.527	5,4%
(B). Costes de actividades reguladas	2.889.194	2.889.194		
(E) - (B)	19.226	- 130.301		

Fuente: Orden ITC/1724/2009, Propuesta de Orden y CNE.

Las discrepancias entre la facturación considerada en la información que acompaña a la propuesta de Orden y la prevista por esta Comisión se registran en todas las actividades y son consecuencia de las diferencias existentes entre las variables de facturación previstas para el ejercicio 2010 por esta Comisión y las de la propuesta de Orden. En particular, el 93% de las diferencias detectadas se concentran en los siguientes tres aspectos.

- **Almacenamiento de GNL:** La información que acompaña a la propuesta de Orden indica que se obtendrá una facturación en concepto de almacenamiento de GNL de 97 millones de €, cantidad un 36% superior a la considerada por esta Comisión

En la información que acompaña a la propuesta de Orden no se describen las hipótesis de facturación consideradas. No obstante, implícitamente la citada facturación considera un almacenamiento de 9.419 GWh/día, lo que supone aproximadamente 7,36 veces la capacidad contratada de regasificación. Por su parte, esta Comisión ha considerado que la cantidad almacenada en los tanques de GNL supondrá sólo 5,57 veces la capacidad de regasificación (6.932 GWh) de acuerdo con la previsión realizada por el GTS⁵.

- Reserva de Capacidad: Según la información que acompaña a la propuesta de Orden se estiman unos ingresos para 2010, en concepto de reserva de capacidad de 197 Millones de €, resultado de considerar un caudal contratado en los puntos de entrada al sistema de 1.882 GWh/día. Es decir, el MITC aplica un factor de carga de entrada a la red del 55%⁶. No se aportan las hipótesis consideradas para justificar dicho valor de factor de entrada al sistema.

Según la base de datos de liquidaciones gasistas el factor de carga de entrada a la red de transporte se situó en el 2007 en el 81% y 2008 en el 79%, por lo que esta Comisión ha considerado un factor del 79%.

- Facturación término de conducción: Las diferencias registradas entre la facturación prevista por esta Comisión por el término de conducción y la de la propuesta de Orden se explican por las discrepancias en las variables de facturación utilizadas, descritas anteriormente.

Por otra parte, en la propuesta de Orden se incluyen como ingresos previstos para 2010 la cantidad de 1.890 Miles de €, en concepto de facturación por GNL directo a cliente final, si bien en la citada memoria no se hace referencia ni al peaje o canon aplicado ni a las hipótesis de facturación consideradas. Esta Comisión no ha tenido en cuenta la facturación por este concepto para 2010 debido a que, por una parte, dichos suministros no pagan el peaje de transporte y distribución, porque no utilizan la red de transporte o distribución sujeta al acceso de terceros a la red en su suministro, y, por otra parte, a que la facturación por la actividad de carga de cisternas está incluida en el peaje de carga en cisternas.

Cabe señalar, respecto a las previsiones del MITYC, la incoherencia entre la demanda de gas natural y las necesidades de regasificación estimadas para 2010, la falta de corrección de las erratas subsanadas por el GTS y las empresas, y la sobre valoración de ingresos derivada de incorporar hipótesis poco coherentes con la información disponible de liquidaciones gasistas, en cuanto a la facturación de ingresos. A efectos de utilizar la mejor información disponible para la propuesta de peajes y cánones, se considera que, tal y como se realiza en la propuesta de tarifas de electricidad, el MITYC podría en futuro solicitar a la CNE información sobre las previsiones de variables de facturación gasistas, y que ésta información fuera la que se utilizará en la previsión de ingresos.

⁵ La estimación del volumen de GNL almacenado depende de diversos factores: mercado internacional de GNL, fecha de incorporación de los nuevos tanques, evolución de la demanda, etc., por lo que el GTS ha considerado una variabilidad entre [6.315 MWh/día, 7.549 MWh/día]. La estimación de la CNE recoge el punto intermedio de los escenarios considerados por el GTS.

⁶ El factor de carga de entrada a la red se calcula como el ratio entre la demanda promedio diaria, excluida la demanda abastecida mediante plantas satélite (Demanda/365), y el caudal contratado en los puntos de entrada a la red de transporte. El escenario considerado en la propuesta de Orden no detalla la demanda abastecida mediante plantas satélite por lo que se ha considerado como cero.

4.2.2 Asignación de costes por actividades

En el informe de la CNE de noviembre de 2008⁷ se propuso una imputación transparente de los distintos costes reconocidos a cada tipo de peaje y canon existente, como punto de partida para implementar una metodología tarifaria sólida, que asigne los costes de los distintos servicios de manera eficiente.

No obstante, debido a que, según dicha imputación, los ajustes necesarios para restablecer una imputación eficiente de los costes reconocidos a cada peaje/canon eran significativos, se indicaba que dichos cambios fueran introduciéndose gradualmente, aunque se recomendaba proporcionar, lo antes posible, alguna señal sobre la necesidad de alinear peajes y costes subyacentes y evitar un incremento uniforme de todos los peajes y cánones.

A continuación, se comparan los peajes y cánones de la propuesta de Orden y los costes subyacentes resultantes de aplicar el procedimiento de imputación de costes descrito en dicho informe.

Se han considerado como costes de las actividades reguladas los incluidos en la información que acompaña a la propuesta de Orden, habiéndose distribuido los costes por actividades según la información contenida en la misma⁸.

Regasificación

La propuesta de la CNE considera que sólo un porcentaje de los costes de la actividad de regasificación (74,50%) debe recuperarse a través de los peajes y cánones de dicha actividad, dado que dichas plantas, además, de proporcionar capacidad de entrada a los agentes que la contratan, aportan seguridad de suministro al sistema relacionada con la capacidad excedentaria de regasificación que se viene estableciendo en la planificación obligatoria

El Cuadro 5 muestra que los peajes y cánones de regasificación actuales son insuficientes para recuperar los costes imputados a esta actividad para 2010, según la metodología CNE, y que los incluidos en la propuesta de Orden se acercan a dicha recuperación, sin conseguirla todavía (de los 379.241 miles de euros sólo se recaudarían 360.419 con los aumentos en los peajes y cánones de regasificación incluidos en la propuesta). A efectos de recuperar la totalidad de dichos costes mediante los peajes y cánones de regasificación, evitando subvenciones cruzadas desde la recaudación para otras actividades, se calcula que los peajes de la propuesta de Orden deberían incrementarse en un 5,2%, debiéndose aumentar proporcionalmente en mayor medida el peaje de descarga de buque y el peaje de carga en cisternas, que el de regasificación.

⁷ Propuesta de revisión de peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas para 2009 y de la tarifa de último recurso para el primer trimestre de 2009 (aprobado por el Consejo de Administración 27 de noviembre de 2008), disponible en (http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne157_08.pdf)

⁸ Del importe previsto para la retribución provisional de regasificación en 2010 (159.593.724 €), sólo aparece desglosado por elemento de inmovilizado la cantidad de 96.783.446 € (retribución provisional para las ampliaciones de las plantas de Cartagena, Barcelona y Sagunto), por lo que la cantidad prevista para 2010 (159.593.724 €) se ha distribuido en función del desglose por instalación de las aplicaciones reconocidas en 2009 para ENAGAS y SAGGAS (96.783.446 €).

Cuadro 5. Incrementos necesarios a aplicar para 2010 a los peajes de descarga de buques, al peaje de regasificación, y de carga en cisternas, considerando la imputación de costes por actividades (€)

Retribución actividades reguladas (Miles de €)

Infraestructuras Terrestres y Marítimas	Tanques (1) (2)	Vaporizadores (2)	Cargaderos de cisternas	TOTAL
30.322	190.182	152.736	6.001	379.241

Peajes y Cánones

Peaje	MWh	Coste imputado		Facturación Vigente (Orden ITC/1724/2009)		Facturación Propuesta 2010		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Orden ITC/1724/2009	Propuesta Orden
Descarga de buques	261.574.356	30.322	0,012	18.315	0,007	19.632	0,008	65,6%	54,4%
Regasificación (3)	247.443.042	334.695	0,135	330.625	0,134	330.625	0,134	1,2%	1,2%
Carga en cisternas	11.182.596	14.224	0,127	10.162	0,091	10.162	0,091	40,0%	40,0%
TOTAL	258.625.638	379.241	0,147	359.102	0,139	360.419	0,139	5,6%	5,2%

Fuente: CNE

Nota: (1) Incluye Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación

(2) Sólo el 75% se recupera mediante la actividad de regasificación, el resto mediante los peajes de transporte y distribución

(3) Incluye canon de almacenamiento de GNL

Almacenamiento Subterráneo

En relación con el canon de almacenamiento subterráneo se observa que mediante la aplicación de los peajes y cánones de la propuesta de Orden se continúa obteniendo una facturación superior al coste de la actividad, de manera que sería necesario una imputación de costes inferior al aplicado para proporcionar el canon de la propuesta de Orden, tal y cómo se detalla en el Cuadro 6. Lo anterior, supone que los usuarios de los almacenamientos están sufragando costes imputables a los usuarios de otras infraestructuras del sistema.

Como ha señalado esta Comisión en anteriores informes, el canon de almacenamiento subterráneo debería reflejar esencialmente el coste por el uso de las instalaciones y no proporcionar una señal para inducir nuevas inversiones. Se considera que dicha señal debería proporcionarse a través del precio resultante de las subastas de capacidad de almacenamiento, en función de la demanda que realicen los agentes compradores en dicha subasta.

Cuadro 6. Incrementos a aplicar al canon de almacenamiento subterráneo, considerando la imputación de costes por actividades para 2010

Canon	MWh inyectados /extraídos	Coste imputado		Facturación Vigente (Orden ITC/1724/2009)		Facturación Propuesta 2010		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Orden ITC/1724/2009	Propuesta Orden
Almacenamiento subterráneo	23.798.887	85.662	0,360	140.115	0,589	140.115	0,589	-38,9%	-38,9%

Fuente: CNE

Transporte y Distribución

La propuesta de la CNE incluye entre los costes a recuperar mediante los peajes de transporte y distribución, el coste de seguridad del suministro procedente del exceso de capacidad de regasificación y los costes de carácter general (déficit de ejercicios anteriores, plan de Ahorro y eficiencia energética y suministro a tarifas).

En el Cuadro 7 se muestran los incrementos a aplicar a los peajes de transporte y distribución para cubrir la totalidad de los costes imputados a dicha actividad. Se observa que para cubrir la

totalidad de los costes de transporte y distribución, los correspondientes peajes de la propuesta de Orden se deberían incrementar en un 7,3%, lo que es un 0,2% inferior a lo resultante de aplicar los peajes y cánones de la Orden ITC/1724/2009.

Cuadro 7. Incrementos a aplicar a los peajes de transporte y distribución para 2010, considerando la imputación de costes por actividades

Retribución actividades reguladas (Miles de €)

Transporte (4)	Distribución	Desvío Liquidaciones	Ahorro y eficiencia energética	Seguridad del suministro (5)	Suministro a Tarifas	TOTAL
845.930	1.342.224	61.342	57.320	117.375	101	2.424.292

Peajes y Cánones

Peaje	MWh	Coste imputado		Facturación Vigente (Orden ITC/1724/2009)		Facturación Propuesta 2010		Incrementos necesarios (%)	
		Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Miles de €	cent €/kWh	Orden ITC/1724/2009	Propuesta Orden
Peaje de T & D	391.812.212	2.424.292	0,619	2.254.644	0,575	2.258.360	0,576	7,5%	7,3%

Fuente: CNE

Nota: (1) Incluye Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación

(2) Incluye el 25,%% de la retribución de los tanques y vaporizadores

Además de la necesaria suficiencia de ingresos para cubrir costes que debe regir la construcción de los peajes y cánones, otros objetivos que deben guiar la determinación de los mismos, según el artículo 25.3 del Real Decreto 949/2001, son, por una parte, la asignación equitativa entre los consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, de los costes imputables a cada tipo de suministro, y por otra, incentivar a los consumidores a un uso eficaz y una mejor utilización del sistema gasista.

En consecuencia, se considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una metodología que revise y adecue la estructura de los peajes y cánones a la situación vigente, y que haga explícitos los criterios de asignación de costes para establecer peajes y cánones de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, de manera que se correspondan con los objetivos señalados por el Real Decreto 949/2001.

La citada metodología asignativa de costes deberá establecerse de forma coherente con el modelo de gestión logística, para evitar que su desarrollo futuro pueda verse condicionado por una estructura de peajes y cánones inadecuada, tal y como ha manifestado esta Comisión en anteriores informes.

4.3 Comentarios particulares

4.3.1 Peajes de descarga de buques

La información que acompaña a la propuesta de Orden justifica que la modificación de los peajes de descarga de buques se debe al desequilibrio en la utilización de la planta de Mugarodos, lo cual puede constituir un problema en la medida en que se pongan en peligro los niveles mínimos de planta por falta de utilización.

Cabe señalar que, durante el periodo comprendido entre enero y octubre de 2009, y teniendo en cuenta la caída de la demanda, la regasificación en la planta de Mugarodos ha disminuido un 26,6% respecto al mismo periodo del año anterior, disminución superior al resto de plantas del sistema (Véase el Cuadro 8).

Se considera que se deberían analizar las causas de dicha variación, para determinar en qué medida ésta es consecuencia de la evolución de la demanda registrada en los últimos meses, y por tanto responde a una situación temporal, o resulta más bien de un problema estructural de demanda en dicha planta. Dependiendo de la causa, los remedios que se requieran para resolver el problema serán diferentes.

Cuadro 8. Regasificación por plantas (GWh)

<i>Planta</i>	<i>Enero - Octubre 2008</i>	<i>Enero - Octubre 2009</i>	<i>Tasa de variación (%)</i>
Barcelona	64.045	58.864	-8,1%
Huelva	50.019	50.209	0,4%
Cartagena	39.178	37.453	-4,4%
Bilbao	47.725	41.836	-12,3%
Sagunto	55.610	55.795	0,3%
Mugarodos	18.040	13.233	-26,6%
TOTAL	274.617	257.390	-6,3%

Fuente: GTS

Nota: Se incluye la carga en cisternas

En este sentido, las cantidades que los agentes regasifican en cada planta dependen de diversos factores, entre los que se encuentran la distancia desde las plantas de licuefacción, las restricciones a la operación de la plantas, la posibilidad de realizar transacciones con otros agentes comercializadores, etc. Por lo tanto, la modificación del peaje de descarga de buques es un elemento que favorece la utilización de la misma, pero que en ningún caso garantiza una utilización superior, lo que dependerá esencialmente de los costes de trasladar dicho gas y fletes asociados⁹.

4.3.2 Peajes de tránsito internacional

En relación con el peaje de tránsito internacional cabe realizar las mismas consideraciones que las contenidas en el informe 37/2008¹⁰, sobre los siguientes aspectos.

En primer lugar, se reitera la necesidad de establecer un nuevo tratamiento de los peajes internacionales, convirtiéndolos en peajes de utilización de las interconexiones (entrada/salida)

⁹ En el informe 34/2006 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, se explica la diferencia existente entre los costes de trasladar un buque desde el Mediterráneo a las plantas del norte (aproximadamente 100.000 €) y el incentivo existente en los peajes de descarga de buques (que aplicando los peajes de la propuesta de Orden resulta en aproximadamente 78.000 €).

¹⁰ Informe 37/2008 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, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista. Disponible en http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne169_08.pdf

desagregados, y promoviendo el desarrollo de mercados de compra – venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC).

En segundo lugar, sería necesario eliminar los apartados 2 y 3 del Artículo 12 de la propuesta de Orden, puesto que no aportan nada a la definición del servicio, aspectos ya señalados en el informe 37/2008.

- El punto 2 indica que las condiciones de ejecución del contrato de tránsito deben ser compatibles con la operación del sistema gasista. Esta debe ser una regla de general aplicación a cualquier servicio de ATR, por lo que no procede su inclusión de manera particular en este apartado.
- El punto 3 es innecesario, ya que a este servicio se le aplica el almacenamiento operativo indicado en el RD 949/2001, según se indica en el punto 1

En tercer lugar, que se considera más adecuado renombrar este peaje como peaje por el uso de las interconexiones, en lugar de peaje de tránsito.

Adicionalmente, se considera que en el caso de mantenerse la redacción de la propuesta de Orden, se debería incluir la posibilidad de introducir gas por la planta de Mugaros y la posibilidad de realizar exportaciones por Tarifa, ambas posibilidades consideradas en la Orden ITC/1724/2009.

En la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se debería haber justificado la necesidad de modificar los coeficientes de tránsito internacional establecidos en la Orden ITC/1724/2009.

Los coeficientes considerados en la propuesta de Orden coinciden con los que se introdujeron por primera vez en la Orden ITC/4100/2005, pero no con los vigentes de acuerdo con la Orden ITC/1724/2009. Se desconoce si se trata de una errata o de una modificación sustancial de los costes imputables a este servicio.

4.3.3 Peajes interrumpibles

La información que acompaña a la propuesta de Orden justifica la modificación de los peajes interrumpibles debido, por una parte, a que existe una demanda de peaje interrumpible sustancialmente superior a las necesidades del sistema en una situación de caída de la demanda de gas natural y, por otra, a que, dado que no se ha realizado ninguna interrupción alguna en los últimos años, este tipo de acceso es en realidad equivalente a un servicio firme.

Si bien dicha justificación es adecuada para proponer un aumento en los valores de dichos peajes, ni en la propuesta de Orden, ni en su memoria justificativa, se describen las hipótesis consideradas para obtener los descuentos aplicables a los peajes del grupo A y del grupo B. Esta Comisión considera necesario por motivos de transparencia tarifaria, que se hagan explícitos los criterios de asignación de costes para establecer peajes y cánones de forma objetiva, transparente y no discriminatoria

En el Cuadro 9 se compara por tramo de red, las cantidades de interrumpibilidad ofertadas por el GTS y las solicitadas por los consumidores. Se constata que, si bien para determinados tramos de red, la demanda de peaje interrumpible es significativamente superior a la oferta, para otros la demanda es reducida e incluso nula.

Cuadro 9. Asignación del peaje interrumpible.
Periodo del 1 de octubre de 2009 al 30 de septiembre de 2010

Red	Motivo de la oferta	Ofertado			Solicitado según peaje (GWh/día)			Asignado según peaje (GWh/día)			Ratios	
		Zona	Peaje	GWh/día	A	B	Total	A	B	Total	Solicitado /Ofertado	Asignado /Ofertado
Ramal a Villapresente	Saturación de la red	1	A	5,00	4,25	2,40	6,65	4,25		4,25	133%	85%
Red 45 Barcelona	Medida paliatica PACE vulnerabilidad n-1 BARCELONA	2	B	30,00		18,50	18,50			0,00	62%	0%
Gasoducto Barcelona Tivissa	Medida paliatica PACE vulnerabilidad n-1 BARCELONA	3	B	15,00		43,14	43,14	26,45		26,45	288%	176%
Gasoducto del Valle del Ebro	Si no se cumple la entrada mínima de Larrau que marca el documento de ERGEG, aún el caso en que cese la exportación	4	B	30,00	35,37	81,42	116,79		32,00	32,00	389%	107%
CCAA Galicia, Asturias y provincia León	Medida paliatica PACE vulnerabilidad n-1 MUGARDOS	5	B	25,00	37,05	19,47	56,52		19,47	19,47	226%	78%
Red prelitoral 45 Bar Montmeló	Medida paliatica PACE vulnerabilidad n-1 BARCELONA	6	B	5,00			0,00			0,00	0%	0%
Red de distribución de Lugo	Saturación de la red	7	A	1,00			0,00			0,00	0%	0%
Red de distribución de Aviles Gijón	Saturación de la red	8	A	4,00		0,28	0,28			0,00	7%	0%
Subtotal				115,00	76,67	165,21	241,88	4,25	77,92	82,17	210%	71%
Libre ubicación		9	A	35,00	90,70	250,00	340,70	40,75	27,08	67,83	973%	194%
TOTAL				150,00	167,37	415,21	582,58	45,00	105,00	150,00	388%	100%

Fuente: GTS

Desde una perspectiva metodológica, se considera que se debería vincular el descuento de los peajes interrumpibles sobre los peajes fijos al exceso de demanda sobre la oferta, de manera que el descuento fuera menor o nulo en aquellos tramos de red en los que existe un alto exceso de demanda, y mayor cuando la demanda no alcanza la cantidad ofertada, con objeto de incentivar a la demanda del servicio de interrumpibilidad en las zonas con mayores necesidades y reducir el coste del mismo para el sistema¹¹. Para ello, se podrían utilizar mecanismos de subastas para ofertar el servicio de interrumpibilidad, o vincular los descuentos al ratio demanda asignado/ demanda ofertada del año anterior, asignándose dicho descuento únicamente en los tramos de red en que sean realmente necesarios para el sistema, según establezca el propio GTS.

Asimismo, el descuento del servicio debe vincularse a la probabilidad de interrupción y a la duración de la misma, de manera que sea más elevado para la modalidad "B" que para la modalidad "A", como lo es actualmente, y menor cuanto menor sea la probabilidad de interrupción.

Dichos mecanismos podrían aplicarse de forma similar a los descuentos por interrumpibilidad en el sector eléctrico donde son un servicio gestionado por el OS y cuyos descuentos son considerados como costes de las actividades reguladas, eliminando la aplicación de peajes específicos de interrumpibilidad.

En conclusión, teniendo en cuenta el exceso de demanda registrado en la última asignación, se consideran adecuadas las disminuciones en los descuentos por interrumpibilidad introducidas en la propuesta de Orden, si bien se subraya la necesidad de una metodología transparente para el cálculo y la asignación de los costes asociados a los peajes interrumpibles.

¹¹ En cualquier caso, al reflejar el descuento por interrumpibilidad un ahorro de costes fijos, éste debería aplicarse, en general sólo al término fijo de los peajes. Se entiende que se podría aplicar también al término variable del término de conducción, sólo si en la metodología asignativa utilizada para establecer los peajes de transporte y distribución parte de los costes fijos de las infraestructuras se recuperan a través de dicho término variable. En caso contrario el descuento a aplicar sobre el término variable debería ser del 0%.

4.3.4 Canon de almacenamiento subterráneo

Respecto al canon de almacenamiento subterráneo se debe tener en cuenta que, según lo establecido en la disposición adicional segunda de la Orden ITC/863/2009, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso, el periodo de aplicación del canon de almacenamiento subterráneo coincidirá con el periodo de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo (desde el 1 de octubre de 2010 hasta el 30 de septiembre de 2011), lo que debería señalarse en la disposición final cuarta, al objeto de evitar interpretaciones erróneas sobre el periodo de aplicación del canon de almacenamiento subterráneo considerados en la propuesta de Orden.

4.3.5 Peajes 2.4bis, 2.5bis y 2.6 bis

La propuesta de Orden establece que, a los consumidores que a 31 de diciembre de 2009 se les aplicase el término de conducción 2.4 bis, 2.5 bis o 2.6 bis¹², se aplicará automáticamente el término 3.5

La redacción dada genera diferentes dudas interpretativas: Por una parte, al aludir al paso automático no queda claro si ello comporta que los consumidores que pasan al peaje 3.5 tienen o no que cumplir los requisitos y exigencias que se exigen para beneficiarse del mismo, a saber: consumo superior a 8 GWh/año; disponer de teled medida operativa; y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total.

Si se interpreta que el paso automático no supone el cumplimiento de las exigencias citadas, podría apreciarse cierta discriminación, ya que habría consumidores a los que resultaría exigible, por ejemplo, un consumo nocturno de 30% del total de su consumo, por haber estado acogidos antes al peaje 3.5, mientras que a los consumidores que pasan automáticamente no se les requeriría el cumplimiento de ninguna exigencia.

Si por el contrario, el paso automático no estuviese exento de cumplir los requisitos antes citados (consumo superior a 8 GWh/año; disponer de teled medida operativa; y que el consumo nocturno sea mayor o igual al 30 por ciento del consumo total) y un consumidor no cumpliera esos requisitos, no queda claro qué peaje le resultaría de aplicación, entre otras razones porque no se publica cantidad alguna para los peajes 2.4 bis, 2.5 bis y 2.6 bis.

En cualquier caso, la aceleración del calendario de convergencia entre los peajes del grupo 2.bis y los correspondientes según su presión de suministro y su nivel de consumo, no debería introducir discriminación entre consumidores con las mismas características, por lo que los consumidores de los peajes 2.4 bis, 2.5 bis o 2.6 bis sólo deberían poder acogerse al peaje 3.5 si cumplen los requisitos establecidos con carácter general para acogerse a dicho peaje.

Lo anterior implica la necesidad de publicar los peajes 2.4bis, 2.5bis y 2.6 bis, ya que no todos los consumidores acogidos a dichos peajes tienen porque cumplir los requisitos establecidos para acogerse al peaje 3.5¹³.

¹² En la actualidad las tarifas del grupo 2.bis son aplicables a los consumidores industriales que, con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, de 15 de febrero, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual igual o superior a 200.000 kWh/año.

¹³ De acuerdo con lo establecido en el Anexo I de la propuesta de Orden para acogerse al peaje 3.5 es necesario tener un consumo anual superior a 8 GWh/año, disponer de teled medida operativa y que el

Asimismo, se considera que, dada la relevancia de la modificación introducida, la misma se debería introducirse en el artículo 8 de la propuesta de Orden, y no sólo en el Anexo de la propuesta de Orden.

Finalmente, se debe tener en cuenta que la Orden ITC/3802/2008 establecía, en relación con los consumidores acogidos a los peajes del grupo 2.bis, lo siguiente:

“2. Dichos peajes convergerán de forma lineal con los correspondientes del Grupo 3 en el periodo que finaliza el 1 de enero de 2015. A partir de esta fecha, a estos consumidores se les aplicará el peaje correspondiente a su presión de suministro”.

Dicho párrafo no aparece el artículo 8 de la propuesta de Orden, pero en la memoria se hace referencia al mismo e incluso se calculan los precios para efectuar la convergencia dicho año

Pues bien, la omisión del párrafo en cuestión, podría dar soporte a una lectura según la cual sería posible el retorno a este peaje de consumidores industriales que lo abandonaron con anterioridad. Tal interpretación parece ir en sentido contrario al espíritu inicial de la norma conforme al cual estos peajes estaban abocados a la extinción, y en sentido contrario a la aplicación e interpretación del mismo dada hasta la fecha por la CNE.

Por contraposición a la lectura indicada, cabría recordar que, no existiendo derogación expresa de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, también podría interpretarse que la citada regla de convergencia permanece en vigor y consecuentemente, la prohibición de retorno a la tarifa de referencia.

El mantenimiento de una redacción que da pie a interpretaciones tan dispares no es aconsejable desde el punto de vista de la seguridad jurídica. En este sentido, cabe recordar que están en tramitación actualmente ante la CNE consultas de sujetos comercializadores sobre la viabilidad jurídica del retorno a estos peajes por parte de determinados consumidores que, en su momento, habían abandonado los mismos.

Por ello, sería necesario que, en caso de que la supresión del párrafo referenciado respondiera efectivamente a la voluntad de un cambio normativo de tanta trascendencia como el descrito, se hiciera de forma explícita.

4.3.6 Disposición adicional primera. Precio aplicable a los consumidores sin contrato de suministro

La Disposición adicional primera regula el precio a pagar durante un mes por parte de los consumidores que transitoriamente no dispongan de contrato en mercado libre. Sin embargo, esta Disposición no regula ni los precios a facturar en meses posteriores (caso de proceder), ni las consecuencias jurídicas de mantener la situación de ausencia de contrato en mercado libre. Con la actual redacción, cabría inferir que, superado el mes, el suministro podría interrumpirse. Ahora bien, de ser ésta la voluntad del legislador, se considera debería darse una redacción más clara, dada la trascendencia de la medida.

consumo nocturno (realizado entre las 23:00 horas y las 7:00 horas) suponga como mínimo el 30% del consumo total del consumidor.

Se considera que esta materia, en su día regulada por el RD 1068/2007 que finalmente fue declarado nulo por Sentencia del Tribunal Supremo por razones formales, habría de ser regulada nuevamente en todos los aspectos que en aquella norma se contemplaban sobre los consumidores transitoriamente sin contrato.

Adicionalmente, sería conveniente hacer mención expresa de que los importes pagados por estos consumidores tendrán el carácter de ingresos liquidables a efectos de la liquidación de actividades reguladas de gas.

4.3.7 Disposición transitoria única. Precio aplicable a los consumidores con consumo anual superior a 50.000 kWh.

De acuerdo con lo establecido en la Disposición Transitoria Única de la Orden ITC/1660/2009, los suministros con un consumo anual superior a los 50.000 kWh e inferior a 3 GWh/año deberán formalizar un contrato de suministro con un comercializador en el mercado libre antes del 31 de marzo de 2010, ya que a partir de dicha fecha dejarán de ser de aplicación las tarifas transitorias y pasará a ser de aplicación lo establecido en la disposición adicional primera de la propuesta de orden

La propuesta de Orden, establece como novedad que antes que transcurran 40 días desde la entrada en vigor de la Orden, y mientras sean de aplicación las citadas tarifas transitorias, los comercializadores de último recurso deberán comunicar a estos consumidores en todas las facturas la necesidad de firmar un nuevo contrato de suministro ordinario antes del 30 de marzo.

Se considera adecuada la remisión de la citada carta, en línea con lo indicado en el informe 15/2009 sobre la propuesta de Orden por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, a efectos de proporcionar información de dicha medida a los consumidores afectados.

Además, se considera que se debería incluir en la propia Orden un modelo de carta o al menos hacer referencia al contenido mínimo de la misma:

- Descripción de las tarifas aplicables hasta el 31 de marzo de 2010
- Situación a partir del 31 de marzo de 2010 en el caso de no haber formalizado un contrato con un suministro, de acuerdo con la disposición adicional primera, indicando claramente que a partir del 30 de abril se iniciará el procedimiento de suspensión del suministro establecido en la legislación vigente.
- Relación de comercializadores publicada en la página web de la CNE al efecto. Este elemento es especialmente importante desde una perspectiva de competencia, para facilitar el ejercicio del derecho de elección de suministrador por parte de todos los consumidores.

Finalmente, con objeto de obtener la atención adecuada por parte de los suministros afectados, se propone que la carta se remita en hoja aparte, con el objeto de evitar su inclusión en el reverso de las facturas.

4.3.8 Disposición final primera. Revisión de los peajes y cánones.

En relación con la revisión de los peajes y cánones a partir del 1 de julio de 2010 cabe realizar las mismas consideraciones que las establecidas en el informe 37/2008 de esta Comisión anteriormente referido 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. Asimismo, considerando que, en julio de 2009, la información disponible sobre liquidaciones abarcará como mucho los ingresos recaudados hasta el mes de marzo, no es de esperar que, sobre la base de los mismos, se pueda obtener una indicación fiable sobre el tamaño del déficit o superávit de ingresos que pueda producirse en 2009.”

4.3.9 Peaje aplicable por la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto.

La Orden ITC/1724/2009, de 26 de junio de 2009 incluyó un nuevo peaje aplicable a la introducción de gas natural por las conexiones internacionales por gasoducto, con precio igual a cero.

La propuesta de Orden no hace referencia al mismo ni entre los peajes y cánones de los servicios básicos ni en el articulado de la misma, pero tampoco hace referencia a su derogación en la disposición derogatoria única.

Por todo lo anterior, se considera que se deberían publicar en el anexo I los precios aplicables por este servicio, o hacer referencia a los establecidos en la citada Orden ITC/1724/2009.

No obstante lo anterior, esta Comisión propuso en su informe 20/2009 la eliminación del citado peaje, ya que (1) se considera se debería de introducir en una norma de rango superior, (2) sería conveniente mantener la estructura de peajes y cánones hasta que no esté claramente definido el nuevo modelo logístico del sistema gasista, (3) sería más adecuado proporcionar las señales de localización únicamente a través del peaje a la red de transporte, y (4) la superposición del citado peaje al actual peaje de tránsito podría interpretarse como “pancaking” y afectar negativamente al procedimiento de Open Season.

4.3.10 Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía

Se observa que la propuesta de Orden no contempla en su articulado ninguna referencia a la Tasa de la CNE (referencia que en la Orden ITC/3863/2007 se contenía en el artículo 3). Dicha referencia se considera necesaria ya que la Ley 34/1998 en su Disposición Adicional Duodécima 2. Tercero. apartado g) establece que “La Tasa por prestación de servicios y realización de actividades en el sector de hidrocarburos gaseosos tiene la consideración de coste permanente del sistema gasista, integrándose a todos los efectos en la estructura, peajes y cánones establecida por la presente Ley y disposiciones de desarrollo de la misma”.

Asimismo, se ha detectado una errata en la tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía considerada en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden dado que según lo establecido en la Disposición adicional décima del Real Decreto 485/2009, la tasa aplicable en el sector de hidrocarburos gaseosos es 0,154% y no 0,166%, por lo que la retribución por este concepto, considerando la previsión de ingresos para 2010 de la propuesta de Orden asciende a 4.478 Miles de € y no 4.822 Miles de € como aparece en la memoria justificativa (4.248 Miles de € según la estimación de ingresos de la CNE).

5 TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO RESULTANTES DE CONSIDERAR LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA PROPUESTA DE ORDEN

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 determina en su artículo 10 que el término variable de las TUR se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima Cn, de acuerdo al valor obtenido de la aplicación de la fórmula del artículo 8, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Asimismo, establece que se actualizará en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor.

Para aplicar el procedimiento descrito en dicha Orden es necesario disponer de las cotizaciones registradas en los mercados internacionales de gas natural correspondientes al día 18 de diciembre de 2009, cotizaciones no disponibles en el momento de la elaboración del presente informe. Por lo tanto, se ha procedido a estimar el coste del gas correspondiente al primer trimestre de 2010 utilizándose las cotizaciones registradas en los mercados internacionales hasta el 14 de diciembre de 2009.

En aplicación del procedimiento descrito en la citada Orden y con la información disponible hasta el 14 de diciembre de 2009, se estima que el coste del gas durante el primer trimestre de 2010 sea de 1,752367 c€/kWh, superior en un 3,46% al del cuarto trimestre de 2009. Por lo tanto, a la fecha de elaboración del presente informe, se prevé que el 1 de enero de 2010 habrá que revisar tanto los componentes de peajes y cánones, como el componente de la materia prima de las TUR.

En el Anexo III del presente informe se analiza la evolución del coste del gas en los mercados internacionales y las causas de dicha variación.

En el Cuadro 10, se muestran los valores de las TUR resultantes de considerar los peajes y cánones de la propuesta de Orden y el coste del gas calculado teniendo en cuenta las cotizaciones registradas hasta el 14 de diciembre de 2009. Se estima que, como consecuencia principalmente de la previsible variación del coste del gas, la TUR.1 se incrementará un 0,96% y la TUR.2 un 1,28%.

Cuadro 10. TUR resultantes de la aplicación de los peajes y cánones de la propuesta de Orden.

TUR - 1									
Concepto	Q1 2010			Q4 2009			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,153561		0,073503	0,153561		0,073503	0,00%		0,00%
Canon AA.SS		0,0560219	0,056022		0,0560219	0,056022		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	0,246882	0,0068494	0,125022	0,246882	0,0068494	0,125022	0,00%	0,00%	0,00%
Peaje Descarga buques		0,0066401	0,006640		0,0060364	0,006036		10,00%	10,00%
Canon GNL		0,0086550	0,008655		0,0086550	0,008655		0,00%	0,00%
Término de conducción	2,080000	2,4344000	3,430012	2,080000	2,4344000	3,430012	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	2,48044	2,5125664	3,69985	2,48044	2,5119628	3,69925	0,00%	0,02%	0,02%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,76270	1,42000	0,083000	0,76270	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		1,752367	1,75237		1,693741	1,69374		3,46%	3,46%
TUR Q1 - 2010	3,90000	4,347933	6,21471	3,90000	4,288704	6,15548	0,00%	1,38%	0,96%

TUR - 2									
Concepto	Q1 2010			Q4 2009			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,62755		0,073427	0,62755		0,073427	0,00%		0,00%
Canon AA.SS		0,056022	0,056022	0,00000	0,056022	0,056022		0,00%	0,00%
Peaje Regasificación	1,00882	0,006849	0,124886	1,00882	0,006849	0,124886	0,00%	0,00%	0,00%
Peaje Descarga buques		0,006640	0,006640		0,006036	0,006036		10,00%	10,00%
Canon GNL		0,008655	0,008655		0,008655	0,008655		0,00%	0,00%
Término de conducción	4,78000	1,870200	2,429482	4,78000	1,870200	2,429482	0,00%	0,00%	0,00%
Total peajes	6,41637	1,948366	2,69911	6,41637	1,947763	2,69851	0,00%	0,03%	0,02%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,24915	1,42000	0,083000	0,24915	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		1,752367	1,75237		1,693741	1,69374		3,46%	3,46%
TUR Q1 - 2010	7,84000	3,783733	4,70105	7,84000	3,724504	4,64182	0,00%	1,59%	1,28%

Fuente: Orden ITC/1660/2009, propuesta de Orden y CNE

No obstante, las modificaciones introducidas en los peajes y cánones por la propuesta de Orden y la modificación del coste del gas únicamente afectan al término variable de las TUR, por lo que su impacto dependerá del tamaño medio de cada consumidor.

En el Cuadro 11 se muestra el desglose del nº de consumidores y del volumen de consumo previsto para 2010 de los consumidores con derecho a TUR y el impacto de la aplicación de las TUR mostradas en el Cuadro 10, en función del volumen de consumo.

Se observa que, si bien el incremento medio de la tarifa TUR.1 es un 0,96%, los consumidores con consumo anual inferior a 1.000 kWh/año, que representan el 44% de los consumidores y el 13% de la energía consumida, verán incrementado su precio medio un 0,54%. Por el contrario, los consumidores con un consumo anual superior a 4.000 kWh verán incrementado su precio medio un 1,22% (dicho grupo sólo congrega al 10% de los consumidores que consumen el 32% del total del consumo de la tarifa).

En relación con el incremento medio de la tarifa TUR.2 cabe señalar igualmente que el incremento medio para el grupo más numeroso, consumo anual entre 5.000 kWh/año y 10.000 kWh/año, es de 1,08% inferior al incremento medio previsto para dicha tarifa (1,28%).

Cuadro 11. Impacto de las TUR resultantes de la aplicación de los peajes y cánones de la propuesta de Orden por volumen de consumo.

Tarifa	Volumen (kWh/año)		Previsión 2010				Precio medio (c€/kWh)		
	Desde	Hasta	Volumen		Clientes		Q4 2009 (Resolución de 29 de septiembre de 2009)	Q1 2010	Tasa de variación (%)
			MWh	% por tarifa	Nº	% por tarifa			
3.1	0	1.000	1.137.555	13%	1.615.075	44%	10,93	10,99	0,54%
	1.000	2.000	1.832.678	20%	893.578	25%	6,57	6,63	0,90%
	2.000	3.000	1.703.685	19%	494.906	14%	5,65	5,71	1,05%
	3.000	4.000	1.427.152	16%	292.659	8%	5,25	5,31	1,13%
	4.000	5.000	2.910.487	32%	349.268	10%	4,85	4,91	1,22%
	TOTAL 3.1		9.011.556	100%	3.645.486	100%	6,18	6,24	0,96%
3.2	5.000	10.000	8.192.892	23%	1.547.389	45%	5,50	5,56	1,08%
	10.000	20.000	13.609.088	39%	1.293.449	37%	4,62	4,68	1,28%
	20.000	30.000	10.116.245	29%	543.398	16%	4,23	4,29	1,40%
	30.000	40.000	2.110.742	6%	63.777	2%	4,01	4,07	1,48%
	40.000	50.000	862.601	2%	17.200	0%	3,91	3,97	1,51%
	TOTAL 3.2		34.891.569	100%	3.465.213	100%	4,66	4,72	1,27%
TOTAL		43.903.125		7.110.699		4,97	5,03	1,19%	

Fuente: Orden ITC/1660/2009, propuesta de Orden y CNE

Como se ha señalado anteriormente, considerando las variables de facturación previstas por esta Comisión para 2010, sería necesario adaptar el valor de los peajes y cánones para 2010 a efectos de obtener la suficiencia de ingresos y no generar un déficit en torno a 109-130 Millones de € para 2010. En el Anexo III se recogen las variaciones diferenciadas entre los distintos peajes de los servicios básicos, y en consecuencia los incrementos que correspondería aplicar a las TUR.

6 COMENTARIOS SOBRE LOS ASPECTOS RETRIBUTIVOS CONTENIDOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

6.1 Retribución del Gestor Técnico del Sistema

El artículo 3.2 de la Propuesta de Orden establece que la retribución provisional para el GTS será de 11.206.248 €, manteniendo el mismo valor establecido en la Orden ITC 3802/2008. Asimismo, en el párrafo 3 del citado artículo se indica que dicha retribución podrá ser actualizada cuando se tenga la propuesta de incentivo retributivo al GTS a preparar por la CNE.

A estos efectos, cabe reiterar las consideraciones de esta Comisión sobre esta materia, indicadas en la Propuesta sobre las “retribuciones para 2010 correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo básico y distribución a efectos de su consideración en la elaboración de los peajes y cánones de acceso”, aprobada por el Consejo de Administración de la CNE del 3 de diciembre de 2009, donde se indicaba que:

Por tanto, y a la vista del análisis realizado y de las necesidades económicas puestas de manifiesto por el GTS en sus cartas de 31 de octubre de 2008 y de 30 de octubre de 2009, así como, de la retribución asignada anualmente en las sucesivas órdenes ITC, y, teniendo en cuenta lo establecido por la D.A. Vigésima de la Ley 34/1998, 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), y la falta de una metodología específica para la determinación de la retribución anual del GTS, esta Comisión resalta la necesidad urgente de que la regulación establezca la metodología propia y específica que permita determinar la retribución anual del GTS.

No obstante, ante la falta de la mencionada metodología de reconocimiento de retribución de las inversiones y costes del GTS, y con el objeto de evitar una posible doble retribución de costes que podrían ya estar reconocidos en las otras actividades realizadas por Enagás, se propone transitoriamente para 2010 actualizar para el GTS la retribución de 2009 con el valor previsto en el objetivo de IPC del Banco Central Europeo (2,00%). Ello supondría una retribución de 11.430.373 € para el próximo año.

Asimismo, cabe indicar que en el alcance del mandato a la CNE incluido en la D.A. segunda, del Real Decreto 326/2008, sobre la propuesta de incentivo retributivo al GTS no se encuentra incluida la elaboración o el estudio de la metodología necesaria para la determinación de la retribución anual del GTS, aspecto que se reitera se considera necesario establecer para superar la fase de retribución provisional.

6.2 Disposición adicional segunda. Retribución específica de instalaciones de distribución

Del análisis de la Disposición Adicional Segunda, sobre “Retribución específica de instalaciones de distribución”, de la Propuesta se ha observado que la regulación sobre la retribución específica sigue en general la misma filosofía establecida en las Órdenes ITC/3863/2007 e ITC 3802/2008, no obstante se introducen las siguientes modificaciones:

En el apartado 2.d de la Propuesta se modifica la condición de terminar la instalación antes del 31 de diciembre del segundo año posterior al de la convocatoria, por la condición de que la construcción deberá concluir en el plazo máximo de 18 meses contados desde la fecha de resolución. Sobre estos aspectos relativos a los plazos de la construcción de la instalación, convendría añadir a este apartado 2.d la condición de que las instalaciones puestas en servicio en

fecha anterior a la fecha de la resolución perderán el derecho al cobro de la retribución específica otorgada.

Se introduce un nuevo apartado 2.e. relativo a los núcleos de población que hayan recibido retribución específica en anteriores convocatorias.

En el apartado 3 de la Propuesta se suprime la referencia al Índice de Gasificación de las CCAA publicado en la web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, esta Comisión considera necesario se mantenga la citada referencia al Índice de Gasificación y el mismo sea publicado en la web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Adicionalmente, se considera que es más adecuada la utilización del Índice de Gasificación por provincia en vez de por CCAA, y ello bien motivado porque los territorios de las Comunidades Autónomas, desde el punto de vista de la distribución de gas natural, no tienen una disponibilidad del servicio homogénea. La utilización para la asignación de la retribución específica del índice de gasificación por CCAA es una primera aproximación para facilitar la implantación lo más homogénea posible en todo el territorio nacional del suministro del gas natural. No obstante, la utilización de dicho índice por CCAA pudiera ir en perjuicio de aquellas CCAA en las que el suministro de gas no estuviera homogéneamente implantado en todos los territorios de la CCAA, y que contara con territorios con escasa o nula gasificación.

Por tanto, se considera conveniente, para disminuir en parte el efecto comentado, utilizar para la asignación de la retribución específica el índice de gasificación por provincia, en vez de por CCAA.

En el apartado 4.b de la Propuesta se suprime la referencia a considerar como rentabilidad suficiente el coste del capital medio ponderado de referencia. Por otro lado, y en relación a este aspecto, en el apartado 6 de la Propuesta se indica que para dicho año se considerará como rentabilidad suficiente una T.I.R. de 6,92% obtenida de acuerdo con los formatos aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas. A estos efectos, se propone mantener en el apartado 4.b la referencia citada a la T.I.R. del apartado 6.

En relación con la T.I.R. que la Propuesta considera como rentabilidad suficiente, cabe indicar que no se indica como se ha calculado dicho valor, al analizar los valores de rentabilidad aplicados en años anteriores para la designación de la retribución específica, en el cuadro adjunto se recogen los mismos.

Disposición	Obligaciones del Estado a 10 años	Spreads Aplicables			Tr a Aplicada a los Activos de Transporte		TIR de la Retribución Específica de Distribución (3)
	Valor determinado por MITyC en la Orden Ministerial (1)	Modelo Eco 301/2002 para la Actividad Transporte	Modelo RD 326/2008 para la Actividad Transporte	para TIR de la Retribución Específica de Distribución	Modelo Eco 301/2002	Modelo RD 326/2008	
	(a)	(b)	(c)	(d)	(a)+(b)	(a)+(c)	
ECO 31/2004	5,01	1,50			6,51		
ECO 31/2004	4,14	1,50		1,50	5,64		5,64
ITC 102/2005	4,29	1,50		1,50	5,79		5,79
ITC 4099/2005	3,51	1,50		1,50	5,01		5,01
ITC 3993/2006	3,71	1,50		1,50	5,21		5,21
ITC3863/2007 ⁽¹⁾	4,24	1,50		2,68	5,74		6,92
ITC 3802/2008 ⁽²⁾	4,40	1,50	3,75		5,90	8,15	N.D.
ITC xxx/2009	4,05	1,50	3,75		5,55	7,80	
(1)= Pendiente publicación de Resolución de asignación de RE							
(2)= No hay una propuesta de resolución de asignación de RE							

En el cuadro se observa que en general el valor de la T.I.R. considerada como retribución suficiente se ha aplicado el valor de los Bonos del Estado a 10 años más 1,5 %, a excepción del valor aplicado en la propuesta de la convocatoria correspondiente a la ITC 3863/2007 que todavía no ha sido publicada, por lo que no es un valor firme. Por tanto se propone aplicar como valor de la T.I.R. para determinar la suficiencia de la rentabilidad el valor de 5,55% (= 4,05%+1,5%), en vez del valor indicado de 6,92%.

La Propuesta introduce un nuevo apartado 4.d relativo a que la retribución específica otorgada se asignará a la empresa distribuidora titular de la autorización administrativa de distribución, siempre que la misma lo haya solicitado, se valora positivamente esta nueva disposición.

En el apartado 5, en el lo relativo a la documentación que las distribuidoras deben aportar a la CNE se propone que el punto b. indique adicionalmente que perderán el derecho a percibir la retribución específica asignada, aquellas instalaciones cuya acta de puesta en servicio indique que la instalación ha sido puesta en servicio en fecha anterior a la fecha de la resolución por la que se determinan los proyectos con derecho a retribución específica.

6.3 Disposición adicional tercera. Ampliación del plazo de inicio de la construcción

La Disposición adicional tercera de la Propuesta propone ampliar el plazo, desde el 31 de diciembre de 2009 hasta el 31 de marzo de 2010, para iniciar la construcción de las instalaciones con derecho a retribución específica establecido en la Orden ITC/3863/2007.

Esta Comisión considera que dicha ampliación de plazo pudiera resultar insuficiente, debido fundamentalmente a que todavía no ha sido publicada la resolución por la que se determinan los proyectos iniciados en 2008 y 2009 con derecho a una retribución específica. Se propone ampliar dicho plazo hasta el 30 de junio de 2010, o, alternativamente a 6 meses desde la publicación de la citada resolución.

Asimismo, se propone que la futura resolución, por la que se determinan los proyectos iniciados en 2008 y 2009 con derecho a una retribución específica, incluya en su apartado tercero una referencia a que las instalaciones deberán estar terminadas en un plazo no mayor a 18 meses desde que se dicte la resolución de asignación de la retribución específica.

6.4 Disposición adicional cuarta. Adquisición del gas talón y el gas de operación

La Disposición adicional cuarta de la propuesta de peajes y cánones establece que la adquisición del gas talón y del gas de operación se realizará en una subasta anual, cuyas reglas se establecerán por resolución de la Secretaría General de Energía.

Teniendo en cuenta el volumen de gas a subastar es elevado, puede resultar conveniente realizar estas subastas con una mayor frecuencia, o incluso realizar la compra de gas en un mercado diario, lo que proporcionaría una referencia diaria del precio de gas en España.

Dado que la última subasta realizada ya recoge la compra de gas de operación necesario hasta el mes de junio de 2010, se dispone de tiempo suficiente para analizar y desarrollar posibles mejoras sobre el procedimiento de compra de gas para el siguiente periodo (de julio 2010 a junio de 2011).

Se propone sustituir en la Disposición Adicional Cuarta la referencia a la compra de gas en una subasta anual, por una referencia genérica de compra de gas a través de un procedimiento de mercado, dejando así abierta la posibilidad de efectuar subastas en periodos más cortos, o incluso en un mercado diario organizado.

6.5 Disposición adicional octava. Régimen aplicable a los gases manufacturados en los territorios insulares

La citada disposición establece que las compensaciones por suministro de aire propanado aplicables a las Islas Baleares dejarán de estar en efecto desde el 1 de enero de 2012, y ello, entendiéndose sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria vigésima “Régimen transitorio de los gases manufacturados en territorios insulares”, de la Ley 34/1998, para otros territorios insulares distintos a las Islas Baleares.

7 OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE EL CONTENIDO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

7.1 Mermas en las instalaciones de transporte y distribución de la red básica

La Disposición adicional sexta de la Orden ITC/3802/2008, establecía las mermas aplicables a las instalaciones de transporte de la red básica, distinguiendo entre las aplicables en las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte primario.

No obstante, la citada disposición no incluía las mermas aplicables a la red de distribución y las aplicables a la red de distribución conectadas a una planta satélite.

Por todo lo anterior, se propone incluir una nueva disposición adicional bajo el título de “Mermas en las instalaciones de transporte y distribución”, que incluya las mermas aplicables en las plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y red de transporte primario, establecidas en la Disposición adicional sexta de la Orden ITC/3802/2008, y las aplicables a las mermas de redes de distribución.

7.2 Publicidad de la información.

En la Disposición adicional segunda de la Orden ITC 1659/2009, de 22 de junio, se establece que *“si una empresa comercializadora dispone de ofertas comerciales para colectivos de consumidores, deberá comunicarlas a la Comisión Nacional de Energía quien las deberá publicar en su página web”*.

Dado que la mencionada disposición únicamente afecta a las ofertas comerciales de electricidad, y que su ámbito es poco preciso, se sugiere introducir en esta Orden, una nueva disposición adicional al objeto de que la CNE puedan cumplir sus funciones de supervisión, con el siguiente redactado:

“En el marco de sus funciones de información y supervisión relacionadas con la transparencia en el funcionamiento del sistema de suministro de gas natural, la Comisión Nacional de Energía gestionará un sistema de comparación de los precios del suministro de gas natural sobre la base de las ofertas que, para colectivos o grupos de consumidores, realicen las empresas comercializadoras. Dicho sistema será accesible para los consumidores a través de Internet.”

Al objeto de articular el funcionamiento del sistema de comparación de precios, las empresas comercializadoras habrán de remitir a la Comisión Nacional de Energía la información sobre las ofertas mencionadas y las modificaciones a las mismas, de acuerdo con el modelo normalizado que se apruebe por la Comisión Nacional de Energía, y que deberá estar disponible en su página web. La remisión de la información a la Comisión Nacional de Energía se efectuará al menos con diez días de antelación a la fecha de efectividad o publicación de la oferta correspondiente; la Comisión Nacional de Energía deberá garantizar la confidencialidad de esa información hasta su difusión pública. La Comisión Nacional de Energía podrá, mediante Circular, modificar o precisar la regulación contenida en la presente disposición.”

7.3 Alquiler de contadores y Derechos de acometida

Se observa que los Anexos II y III (Alquiler de contadores y Derechos de Acometida) aparecen incorporados a la propuesta remitida por el Ministerio, sin que en el texto de ésta aparezca un precepto articulado que haga referencia a los mismos para otorgarles fuerza normativa. Se propone en consecuencia la incorporación de un nuevo artículo del siguiente tenor:

“Se establecen en el Anexo II la Tarifa de alquiler de contadores y equipos de medida para el año 2010.”

“Se establece en el Anexo III los Derechos de acometida para los suministros conectados a redes con presión de suministro inferior o igual a 4 bar para el año 2010.”

8 CONCLUSIONES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN

Sobre la base del análisis mostrado en el presente informe, se concluye lo siguiente:

1. Se detectan incoherencias en las variables de facturación previstas para 2010 que sirven para establecer los valores de los peajes y cánones de la propuesta de Orden. Según las previsiones de esta Comisión los peajes y cánones de la propuesta de Orden son insuficientes para cubrir los costes del sistema (2.889 Millones de €) previstos en dicha propuesta para 2010. Dicha insuficiencia de ingresos generaría un déficit de actividades reguladas para 2010, en el entorno de 109-130 Millones de €.

La previsión de la demanda de gas natural para 2010 se caracteriza por una incertidumbre elevada sobre la evolución de la actividad económica en dicho periodo y sobre su impacto en la demanda de gas natural. A dicha incertidumbre se añade el impacto de la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, propuesta que, como se indicó en el informe CNE 29/2009, puede reducir considerablemente la producción de las centrales de ciclo combinado. Por todo lo anterior, se considera necesario, por prudencia tarifaria, una revisión de los peajes y cánones de la propuesta de Orden que garantice la suficiencia de los ingresos para cubrir los costes de las actividades reguladas para 2010.

2. A efectos de utilizar la mejor información disponible para realizar la propuesta de Orden de peajes y cánones, se recomienda que, tal y como se realiza en la propuesta de tarifas de electricidad, el MITYC podría en futuro solicitar a la CNE información sobre las previsiones de variables de facturación gasistas, y que ésta información sea la que se utilice en la previsión de ingresos de actividades reguladas.

3. Se considera que, progresivamente, debería establecerse una correspondencia entre la retribución de cada actividad regulada y los ingresos que la misma recauda a través del sistema de peajes y cánones, a efectos de ir eliminando las subvenciones cruzadas entre actividades (en la actualidad los ingresos de almacenamientos subterráneos están contribuyendo a financiar la retribución de la actividad de regasificación y la del transporte y distribución). En relación con los peajes y cánones de la actividad de regasificación, debería contemplarse un mayor aumento, con respecto a la propuesta de Orden, del peaje de descarga de buques y del peaje de carga en cisternas al vigente para establecer dichos peajes en función del coste por el uso de las infraestructuras que retribuyen.
4. Se reitera una vez más la necesidad de elaborar una metodología que haga explícitos los criterios de asignación de los costes a los peajes y cánones, de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, de acuerdo con los objetivos señalados por el RD 949/2001. No obstante, previamente sería necesario establecer el modelo de gestión logística para evitar que su desarrollo futuro pueda verse condicionado por una estructura de peajes y cánones determinada, tal y como se ha manifestado en anteriores informes de esta Comisión.

Se considera que el impacto de la eliminación del peaje de descarga de buques de la planta de Mugardos para incentivar una mayor utilización de la misma tiene carácter limitado. Deberían analizarse de forma global las causas de la infrautilización de la planta, teniendo en cuenta otras variables que influyen en la utilización de la planta de regasificación, tales como la distancia desde las plantas de licuefacción, las restricciones a la operación de las plantas, la posibilidad de realizar transacciones con otro agentes comercializadores, etc.

5. En relación con el peaje de tránsito internacional cabe realizar las mismas consideraciones que las contenidas en el Informe 37/2008 sobre la necesidad de establecer un nuevo tratamiento de los peajes internacionales, convirtiéndolos en peajes de utilización de las interconexiones (entrada/salida) desagregados, y promoviendo el desarrollo de mercado de compra – venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC).
6. En lo que concierne a los peajes interrumpibles se considera que las modificaciones introducidas son coherentes con el exceso de demanda registrado en la última asignación de servicios de interrumpibilidad. No obstante, el descuento sobre los peajes firmes debería vincularse al exceso de demanda sobre la oferta de interrumpibilidad, a la probabilidad de interrupción y a la duración de la misma, con objeto de incrementar la demanda del servicio en las zonas deficitarias y de reducir la oferta en las zonas excedentarias. A efectos de proporcionar transparencia en el cálculo de los peajes de interrumpibilidad, todos los aspectos que justifiquen el valor propuesto deberían especificarse en la información de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden.
7. Se considera que, la aceleración del calendario de convergencia entre los peajes del grupo 2.bis y los correspondientes según su presión de suministro y su nivel de consumo, no debería introducir discriminación entre consumidores con las mismas características, por lo que los consumidores de los peajes 2.4 bis, 2.5 bis o 2.6 bis sólo deberían de poder acogerse al peaje 3.5 si cumplen los requisitos establecidos con carácter general para acogerse a dicho peaje.

Lo anterior implica la necesidad de publicar los peajes 2.4bis, 2.5bis y 2.6 bis, ya que no todos los consumidores acogidos a dichos peajes tienen porque cumplir los requisitos establecidos para acogerse al peaje 3.5 .

8. En relación a la comunicación obligatoria de los CUR a los consumidores con un consumo anual superior a los 50.000 kWh/año e inferior a 3 GWh/año que continúan siendo abastecidos por una comercializadora de último recurso, introducida en la propuesta de Orden, se considera necesaria a efectos de proporcionar información de dicha medida a los consumidores afectados.

Además, se considera que se debería incluir en la propia Orden un modelo de carta o al menos hacer referencia al contenido mínimo de la misma:

- Descripción de las tarifas aplicables hasta el 31 de marzo de 2010.
 - Situación a partir del 31 de marzo de 2010 en el caso de no haber formalizado un contrato con un suministro, de acuerdo con la disposición adicional primera, indicando claramente que a partir del 30 de abril se iniciará el procedimiento de suspensión del suministro establecido en la legislación vigente.
 - Relación de comercializadores publicada en la página web de la CNE al efecto. Este elemento es especialmente importante desde una perspectiva de competencia, para facilitar el ejercicio del derecho de elección de suministrador por parte de todos los consumidores.
9. La situación de los consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato en el mercado libre, en su día regulada por el Real Decreto 1068/2007, que fue declarado nulo por Sentencia del Tribunal Supremo por razones formales, debería ser regulada nuevamente en todos los aspectos que en aquella norma se contemplaban. Adicionalmente, sería conveniente hacer mención expresa de que los importes pagados por estos consumidores tendrán el carácter de ingresos liquidables a efectos de la liquidación de actividades reguladas de gas.
10. Al objeto de asegurar que la CNE pueda cumplir sus funciones de supervisión relacionadas con la transparencia en el funcionamiento del sistema de suministro de gas natural, se propone incluir una disposición adicional que establece que la CNE gestionará un sistema de comparación de precios. Dicho sistema se alimentará de las ofertas enviadas a la CNE por las empresas comercializadoras según criterios, formatos y plazos reglamentariamente establecidos.
11. En relación con la revisión de los peajes y cánones el próximo 1 de julio de 2010, se remite a las consideraciones contenidas en el informe 37/2008 de esta Comisión.

9 OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE FUTUROS DESARROLLOS REGLAMENTARIOS

En este apartado se aportan propuestas de mejora más genéricas sobre la estructura actual de tarifas y peajes, así como otros aspectos regulatorios que se consideran necesarios para avanzar en el desarrollo y transparencia del mercado de gas, y que constituyen temas pendientes en la regulación, por lo que en su mayoría son reflexiones sobre temas que precisan mayor estudio, debate y análisis, de manera previa a su inclusión en una disposición normativa.

Las principales propuestas de la CNE para mejorar la regulación del sector, y que se desarrollan a continuación son:

- Necesidad de adaptar el modelo de peajes de transporte a los requisitos del Reglamento CE 715/2009

- Necesidad de adaptar los peajes de tránsito a peajes no basados en itinerarios contractuales.
- Propuesta para el desarrollo de mercado secundario de capacidad.
- Propuesta para la elaboración de un contrato de suministro tipo para el suministro de gas a los consumidores.

9.1 Sobre la necesidad de adaptar el modelo de peajes de transporte a los requisitos del Reglamento CE/715/2009

Como parte del tercer paquete legislativo sobre la energía, el nuevo Reglamento (CE) n° 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) n° 1775/2005 establece, entre otros aspectos, los criterios que debe cumplir la metodología de cálculo de las tarifas de acceso a las redes de transporte.¹⁴

Así pues, el Reglamento expone la preferencia por un modelo de peajes de transporte (excluida la distribución) del tipo entrada – salida, en el cual el peaje de cada punto de entrada o de salida de la red de transporte se fija de manera individual, sin depender de la ruta contractual. Además, se establece la libertad para contratar la capacidad de entrada y de salida de manera independiente, favoreciendo el desarrollo de mercados de capacidad, así como la creación de un punto de balance único en cada red de transporte, donde puede intercambiarse el gas en un mercado organizado.

Para desarrollar mercados mayoristas de gas resulta fundamental que el gas pueda comercializarse independientemente de su ubicación en el sistema. La mejor manera de hacerlo es dar a los usuarios de la red libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente, creando así un transporte de gas por zonas en vez de por itinerarios contractuales. Las conclusiones del VI Foro de Madrid, ya recogieron la preferencia por los

¹⁴ **Reglamento CE 715/2009. Artículo 13. Tarifas de acceso a las redes**

1. Las tarifas, o los métodos para calcularlas, aplicadas por los gestores de redes de transporte, y aprobadas por las autoridades reguladoras de conformidad con el artículo 41, apartado 6, de la Directiva 2009/73/CE, así como las tarifas publicadas conforme a lo dispuesto en el artículo 32, apartado 1, de dicha Directiva serán transparentes, tendrán en cuenta las necesidades de integridad de la red y su mejora y reflejarán los costes reales en que se haya incurrido, en la medida en que dichos costes correspondan a los de un gestor de redes eficiente y estructuralmente comparable y sean transparentes, incluyendo al mismo tiempo una rentabilidad adecuada de las inversiones, y tendrán debidamente en cuenta, en su caso, la evaluación comparativa de tarifas efectuada por las autoridades reguladoras. Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, se aplicarán de forma no discriminatoria.

Los Estados miembros podrán decidir que las tarifas puedan fijarse también mediante procedimientos basados en el mercado, como las subastas, siempre que dichos procedimientos y los ingresos que con ellos se generen sean aprobados por la autoridad reguladora.

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.

Las tarifas para los usuarios de la red no serán discriminatorias y se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Los mecanismos de distribución de los costes y los métodos de fijación de índices en relación con los puntos de entrada y de salida serán aprobados por las autoridades reguladoras nacionales. A más tardar el 3 de septiembre de 2011, los Estados miembros se asegurarán de que, transcurrido un período transitorio, el cálculo de las tarifas por el uso de la red no se base en los itinerarios contractuales.

sistemas de peajes del tipo entrada – salida para facilitar el desarrollo de la competencia. Las tarifas no deben depender de la ruta de transporte, en los cuales la tarifa fijada para uno o más puntos de entrada no debe guardar relación con la tarifa fijada para uno o más puntos de salida y viceversa.

Estos mismos argumentos se recogen en el Considerando 19 del Reglamento (CE) 715/2009.¹⁵



Figura 1. Los mercados de gas organizados de Europa tienen lugar en el punto de balance de la red de transporte de cada país. El establecimiento de un modelo de peajes de entrada y salida, con un único punto de balance permite el desarrollo y fomento tanto de los mercados secundarios de capacidad, como el de los mercados de gas.

La integración del mercado gasista español en la red europea requiere, además del desarrollo de las interconexiones, la armonización de las reglas de contratación de los peajes.

Asimismo, el modelo de peajes entrada – salida de la red de transporte es coherente con el modelo de mercado de gas que fomenta la Unión Europea, consiste en mercados organizados (Hubs) virtuales, situados en los puntos de balance del sistema de transporte, inicialmente de carácter nacional, y conectados entre sí mediante procesos de asignación de capacidad de entrada / salida conjuntos entre los operadores de red de los países limítrofes.

Así, una de las mayores ventajas de este modelo es que puede permitir el desarrollo de operaciones de arbitraje (trading) entre los mercados gas de España y los mercados de gas organizados ya en funcionamiento en el Reino Unido, Holanda, Bélgica o el norte de Francia. De esta forma, para favorecer el uso del mercado de gas en España, se debe permitir que los usuarios compren el gas en el AOC y puedan contratar capacidad desde el punto de balance del sistema hasta su punto de suministro, operativa que actualmente no está contemplada en la regulación de peajes en España.

¹⁵ **Reglamento CE 715/2009. Considerando 19.** Para mejorar la competencia mediante los mercados mayoristas líquidos del gas, es vital que el gas pueda comercializarse independientemente de su ubicación en el sistema. La única manera de hacerlo es dar a los usuarios de la red libertad para reservar capacidad de entrada y de salida independientemente, creando así un transporte de gas por zonas en vez de por itinerarios contractuales. La mayor parte de los participantes en el VI Foro de Madrid de los días 30 y 31 de octubre de 2002 manifestaron ya su preferencia por los sistemas de entrada-salida para facilitar el desarrollo de la competencia. Las tarifas no deben depender de la ruta de transporte. Por consiguiente, la tarifa fijada para uno o más puntos de entrada no debe guardar relación con la tarifa fijada para uno o más puntos de salida y viceversa.

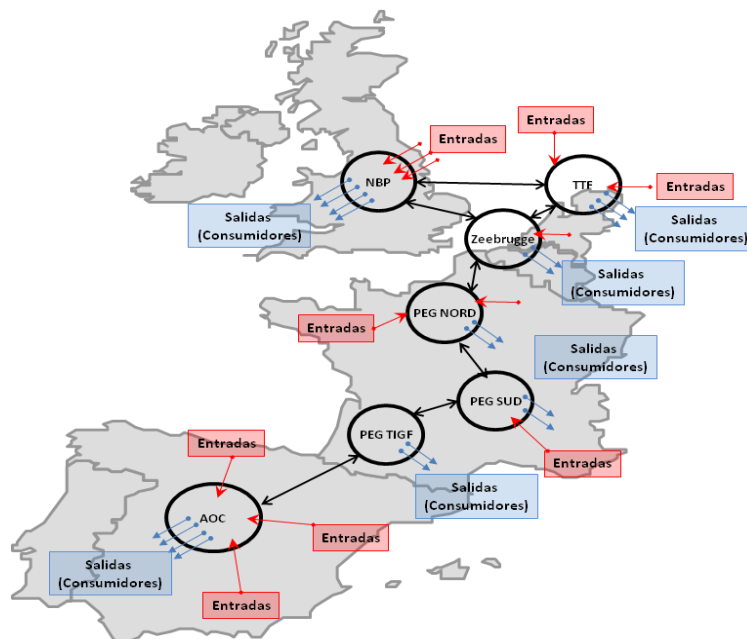


Figura 2. El modelo de mercado de gas que fomenta la Unión Europea consiste en Hubs virtuales, situados en los puntos de balance del sistema de transporte, inicialmente de carácter nacional, y conectados entre sí mediante procesos de asignación de capacidad conjuntos entre los operadores de red de los países limítrofes, con peajes de transporte basados en el modelo entrada-salida (o como alternativa, calculados por subastas).

En consecuencia, resulta necesario desarrollar la metodología de cálculo de los peajes de acceso a la red de transporte, conforme a los requisitos sobre peajes de acceso indicados en el Reglamento (CE) nº 715/2009.

En particular, se considera necesario avanzar hacia el desarrollo de un modelo de peajes de transporte de entrada y de salida, en el cual el peaje de cada punto de entrada o de salida de la red de transporte se fija de manera individual, sin depender de la ruta contractual del gas. Además, se establece la libertad para contratar la capacidad de entrada y de salida de manera independiente, favoreciendo el desarrollo de mercados de capacidad, así como la creación de un punto de balance único en cada red de transporte, donde puede intercambiarse el gas en un mercado organizado.

Esta propuesta no es de directa aplicación en la orden de peajes, ya que puede requerir la modificación previa del modelo de peajes definido en el Real Decreto 949/2001.

9.2 Sobre los peajes de tránsito basados en itinerarios contractuales.

El artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009, sobre las tarifas de acceso a las redes, establece un periodo transitorio, hasta el 3 de septiembre de 2011, para que los Estados Miembros dejen de aplicar tarifas de acceso basadas en itinerarios contractuales.

Los actuales peajes de tránsito españoles se basan en los itinerarios contractuales, por lo que hay que sustituirlos, antes del 3 de septiembre de 2011, por unos peajes por punto de entrada o punto de salida.¹⁶

¹⁶ **Reglamento CE 715/2009. Artículo 13. Tarifas de acceso a las redes**

Ya en el informe de la CNE sobre la propuesta de peajes para 2009, se propuso un tratamiento de los peajes internacionales, convirtiéndolos en peajes de utilización de las interconexiones (entrada /salida) desagregados, y promoviendo el desarrollo de mercados de compra – venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC), de manera similar al funcionamiento de otros sistemas de transporte en Europa.

En particular, en dicho informe de la CNE se propuso:

- 1. Se distinguen dos tipos de peajes para el uso de las interconexiones internacionales: peajes de entrada y peajes de salida, permitiéndose la contratación desagregada de estos servicios de cualquier otro servicio de transporte o distribución.*
- 2. El peaje de entrada por una interconexión internacional hasta el AOC será de aplicación al servicio de transporte de gas natural con origen en una interconexión internacional hasta el AOC, o punto de balance del sistema gasista español. El contrato de acceso indicará el punto de entrada y el caudal contratado. El peaje correspondiente a este servicio será el correspondiente al término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución.*
- 3. El peaje de salida por una interconexión internacional será de aplicación al servicio de transporte de gas natural desde cualquier punto de entrada o desde el AOC o punto de balance del sistema gasista español hasta la frontera internacional. El peaje correspondiente a este servicio será el correspondiente al término de conducción del peaje del peaje de transporte y distribución de tipo 1.3, con independencia de la presión de salida y de la utilización anual.*

Por otra parte, en caso de que se opte por un modelo con peajes diferenciados a las distintas entradas o salidas del sistema, esta sistemática debería aplicarse a todos los peajes, sin establecer diferencias entre los servicios de tránsito y los servicios nacionales.

Por consiguiente, resulta necesario redefinir la estructura actual de los peajes de tránsito (que son peajes punto a punto, basados en itinerarios contractuales) por un modelo de peajes entrada /salida desde o hasta el punto de balance, sin establecer diferencias entre los servicios de tránsito y los servicios nacionales. De acuerdo con el Reglamento (CE) no 715/2009, esta modificación debe hacerse antes del 3 de septiembre de 2011.

9.3 Sobre el mercado secundario de capacidad

En el Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, al igual que en su predecesor, se establece el derecho de los usuarios de la red a revender o subarrendar la capacidad contratada en el mercado secundario, así como la obligación de los gestores de la red de facilitar el intercambio de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad primarios que notifiquen los usuarios de la red.¹⁷

[...]Las tarifas para los usuarios de la red no serán discriminatorias y se fijarán por separado por cada punto de entrada o punto de salida del sistema de transporte. Los mecanismos de distribución de los costes y los métodos de fijación de índices en relación con los puntos de entrada y de salida serán aprobados por las autoridades reguladoras nacionales. A más tardar el 3 de septiembre de 2011, los Estados miembros se asegurarán de que, transcurrido un período transitorio, el cálculo de las tarifas por el uso de la red no se base en los itinerarios contractuales.

¹⁷ **Reglamento CE 715/2009. Artículo 22. Comercio de derechos de capacidad**

El reglamento señala, por un lado, que el comercio de capacidad permite a los agentes optimizar la capacidad contratada, minimizando así sus costes por este concepto y, por otro lado, aumenta la liquidez del mercado de capacidad, facilitando la resolución de congestiones en infraestructuras saturadas.

En relación con las distintas posibilidades de transferencia de capacidad, el reglamento autoriza tanto las operaciones de reventa como el subarrendamiento de la capacidad contratada, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones fiscales que pudieran resultar de estas operaciones.

Resulta importante tener en cuenta que las dos posibilidades contempladas en el reglamento (reventa o subarrendamiento de capacidad) son figuras contractuales diferentes desde el punto de vista jurídico, que afectan de manera diferente a las obligaciones contractuales de los comercializadores implicados, así como a las obligaciones de nominación y programación contractual.

Adicionalmente, cabe indicar que el mercado secundario de capacidad podría realizarse sobre el contrato entero o sobre una parte de la capacidad contratada inicialmente (ya sea en volumen de capacidad o en duración del contrato), lo que puede aumentar la complejidad de la gestión de estos contratos.

En el desarrollo de un mercado secundario de capacidad esta Comisión considera necesario tener en cuenta ciertas reglas generales en relación con las operaciones de transferencia de capacidad. En primer lugar, es necesario que la capacidad transferida en el mercado secundario de capacidad deba estar sometida a las mismas reglas y condiciones que tenga la capacidad ya contratada en el mercado primario (incluidas las restricciones de capacidad aplicables, garantías, etc); en segundo lugar, como consecuencia de lo anterior, un traspaso de capacidad requiere la comunicación al TSO, pero no un nuevo análisis de viabilidad; en tercer lugar, una operación de reventa tiene efectos diferentes (en pago de peajes / avales) de una operación de subarrendamiento de capacidad.

Dada la complejidad que puede alcanzar la gestión de las operaciones de transferencia de capacidad, y con el objeto de facilitar el desarrollo de un mercado secundario de capacidad, la Comisión Nacional de Energía, en varios informes de contestación a consultas planteadas por empresas del sector en relación con el mercado secundario de capacidad, ha realizado las siguientes recomendaciones:

- que se realice una estandarización de las modalidades de contratación en el mercado secundario,
- que se desarrolle una plataforma tecnológica genérica que facilite el desarrollo de un mercado de capacidad de manera homogénea para todo el sistema gasista español.

A los efectos de llevar a la práctica el desarrollo de un mercado de capacidad, se recomienda tener en consideración, para futuros desarrollos reglamentarios del Real Decreto 949/2001, el siguiente redactado:

“Cada gestor de una red de transporte, almacenamiento y GNL adoptará todas las medidas razonables para permitir el libre intercambio de los derechos de capacidad y para facilitar este intercambio de forma transparente y no discriminatoria. Con este fin, establecerá procedimientos y contratos armonizados de transporte, de instalaciones de GNL y de almacenamiento en el mercado primario para facilitar el intercambio de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad primarios que notifiquen los usuarios de la red.

Estos contratos y procedimientos armonizados respecto a instalaciones de transporte, almacenamiento y GNL se notificarán a las autoridades reguladoras.”

Mercado secundario de capacidad.

1. Los sujetos con derecho de acceso podrán subarrendar o revender a terceros las capacidades que tengan contratadas según el régimen de acceso de terceros a las instalaciones gasistas que se dispone en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

2. Los titulares de instalaciones tendrán la obligación de facilitar el intercambio de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad primarios que notifiquen los usuarios de la red.

3. El cambio de titularidad de los derechos de uso de la capacidad (subarriendo) y/o de la capacidad (reventa) de una instalación deberán ser siempre notificados al gestor técnico del sistema y al titular de la instalación por medios telemáticos, indicando las cantidades transferidas, el periodo de duración y el nuevo titular. La transferencia de derechos de uso de la capacidad de una instalación o del contrato de acceso implicará el conocimiento y aceptación por parte del comprador de las eventuales restricciones de uso y se considerará sin efectos cualquier cláusula del contrato de compraventa que exima al comprador de su cumplimiento.

4. El gestor técnico del sistema llevará un registro de todas las operaciones que le hayan sido comunicadas de forma que en todo momento se encuentre reflejada la titularidad de la capacidad contratada en el sistema, así como de los derechos de uso de la capacidad contratada, diferenciando, de forma específica, aquellos que hayan sido asignados con alguna restricción de uso.

5. En caso de que los usuarios opten por el modelo de “subarriendo”, los derechos de uso de la capacidad de las instalaciones podrán cederse total o parcialmente a otros sujetos a través de un contrato bilateral.

Las transacciones realizadas bajo esta modalidad podrán realizarse con o sin transferencia de obligaciones de programación y nominación. En ambos casos el usuario que subarrenda la capacidad continúa siendo el sujeto obligado al pago de todos los peajes al transportista.

6. En caso de que los usuarios opten por el modelo de “reventa”, un contrato podrá ser cedido total o parcialmente a otros sujetos, de manera que los derechos y obligaciones sobre la capacidad cedida pasan a ser del segundo contratante, incluida la obligación de pago de peajes.

7. Antes del xx de xx de 2010, el gestor técnico del sistema pondrá a disposición de los usuarios de las instalaciones un mercado secundario de carácter telemático de tipo tablón de anuncios (Bulletin Board), que permita intercambiar derechos de uso de capacidad y/o de acceso a las instalaciones para períodos inferiores a un año. Las reglas de funcionamiento de esta plataforma deberán ser aprobadas por la CNE, que actuará como organismo supervisor del mercado. El GTS podrá solicitar la inclusión del coste de esta plataforma como coste liquidable.

9.4 Desarrollo de un contrato de suministro tipo para el suministro de último recurso

Uno de los temas pendientes de la regulación del gas es la necesidad de adaptación del Real Decreto 1434/2002 a la desaparición del suministro a tarifa, aprobado por la Ley 12/2007, y regular los derechos y obligaciones relacionados con el suministro de último recurso a los consumidores acogidos al mismo.

Cabe señalar que a los consumidores acogidos al suministro de último recurso se les aplica, por defecto, la regulación correspondiente al suministro a tarifa, incluido el contrato (o “póliza”) de abono al suministro de gas. Resulta necesario adaptar las condiciones contractuales del suministro a tarifa al suministro de último recurso, de manera genérica para todos los consumidores.

A tal efecto, el Consejo de la CNE acordó, en su sesión de 19 de noviembre de 2009, iniciar los trabajos para elaborar una propuesta de modificación normativa relativa a la implantación de un contrato de suministro tipo, que deberán ofrecer los comercializadores a los consumidores.



ANEXO I. ESCENARIO DE DEMANDA PREVISTO PARA EL EJERCICIO 2010

El 16 de julio de 2009, esta Comisión solicitó a los agentes del sector gasista información relativa al número de clientes, caudales y consumos previstos para el cierre de 2009 y para 2010, desagregados por peaje de transporte y distribución y por tipo de instalación (ciclos combinados, centrales térmicas, plantas satélite y resto de instalaciones).

Asimismo, y teniendo en cuenta la incertidumbre observada en el pasado en relación con las previsiones de consumo de los ciclos combinados de gas natural, 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 2009 y 2010, junto con la descripción de los escenarios y las hipótesis consideradas.

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, el 30 de octubre de 2009, esta Comisión analizó 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 y solicitando, en su caso, la corrección de inconsistencias y erratas en la información remitida.

Demanda de gas de los ciclos combinados

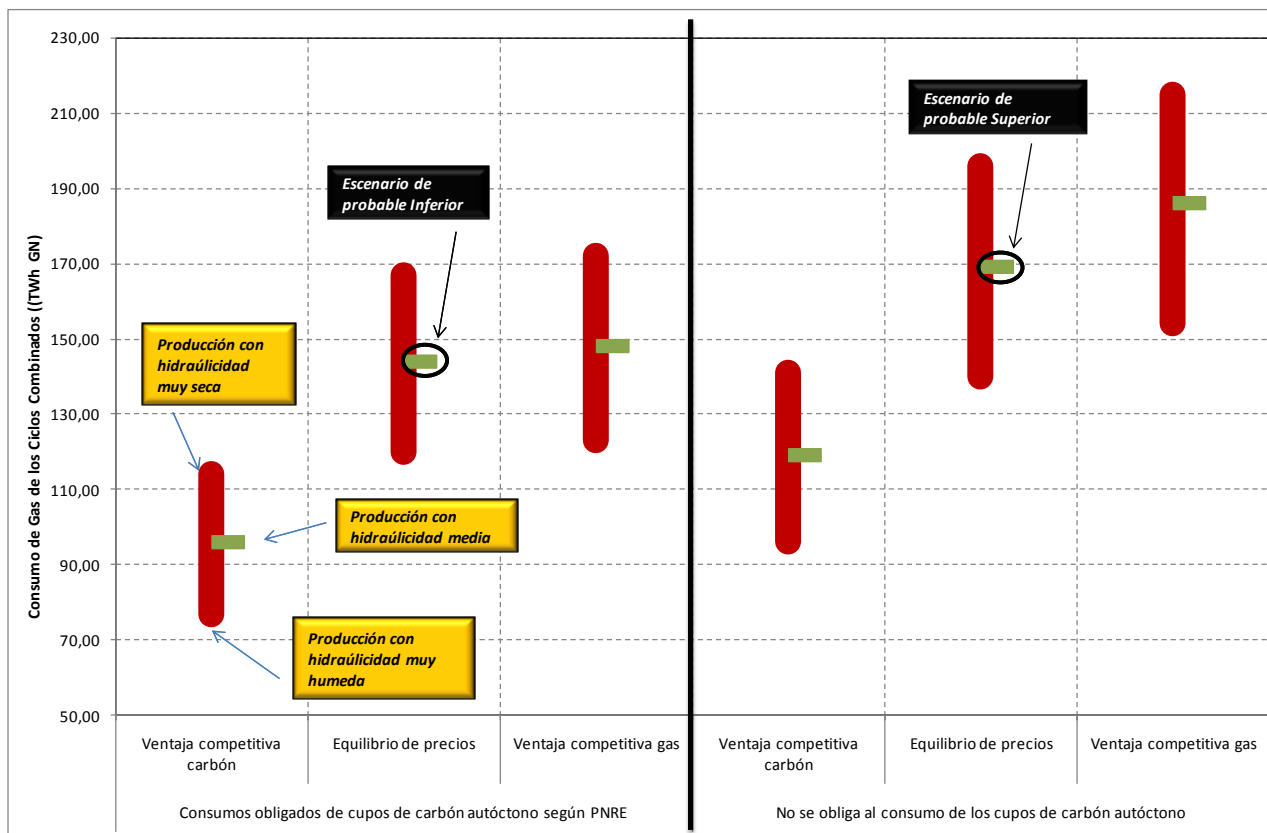
Los informes remitidos por el OS y el GTS ponían de manifiesto que la producción de los ciclos combinados para el ejercicio 2010, dependerá de tres factores:

1. De los consumos obligados de cupos de carbón autóctono según el PNRE¹⁸
2. 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
3. De la producción hidráulica del año, que dependerá de la hidráulicidad del año.

En el Gráfico 1, se muestra los consumos de gas de los ciclos combinados resultantes de considerar los tres factores anteriores. Se observa que el consumo de gas natural de los ciclos combinados podría oscilar entre los 77 TWh (en el caso de: considerar los consumos obligados de carbón autóctono según el PNRE, existir una ventaja competitiva del carbón y ser un año hidráulicamente muy húmedo) y los 215 TWh (en el caso de: no obligar al consumo de los cupos de carbón, considerar un año hidrológicamente muy seco y existir una ventaja competitiva del gas).

¹⁸ Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006 - 2012

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



Fuente: GTS Y OS

El GTS y el OS consideran como más probables los siguientes escenarios:

- **Escenario probable inferior:** Caracterizado por el consumo de los ciclos combinados de 144 TWh de gas natural (g), resultante de considerar los consumos obligados de cupos de carbón autóctono según el PNRE, un equilibrio en precios entre el carbón y el gas natural, y un año hidrológicamente medio.
- **Escenario probable superior:** Caracterizado por consumo de los ciclos combinados de 169 TWh de gas natural (g), resultante de no ser obligatorio los consumos de los cupos de carbón autóctono según PNRE, un equilibrio en precios entre el carbón y el gas natural, y un año hidrológicamente medio.

Por lo tanto, se prevé que la demanda de gas para los ciclos combinados peninsulares se sitúe en el intervalo [144 TWh (g), 169 TWh (g)], que minorado por una disminución de las exportaciones de electricidad a Portugal (donde se incorporan el equivalente a 4 grupos de 400 MW de CTCC'S en 2010, que serán a su vez suministrados desde el sistema gasista español), se transforma en [135 TWh (g), 159 TWh (g)].

A dicho intervalo habría que añadirle la previsión del consumo de los ciclos combinados de Baleares (4 TWh), obteniéndose que la demanda de gas para los ciclos combinados nacionales oscilará entre [139 TWh (g), 163 TWh (g)]. El GTS considera como más probable el punto intermedio del intervalo considerado (151 TWh (g)).

Los escenarios anteriores se caracterizan por una incertidumbre elevada sobre la evolución de la actividad económica en el ejercicio 2010 y su impacto en la demanda de gas natural. A dicha

incertidumbre se añade el impacto de la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, propuesta que como se puso de manifiesto en el informe CNE 29/2009 puede reducir considerablemente la producción de las centrales de ciclo combinado.

De acuerdo con la información remitida por el GTS y el OS, se estima que de considerarse los consumos obligados de cupos de carbón autóctono según el PNRE (17.923 GWh), que son inferiores a las cantidades que figuran en la propuesta de Real Decreto (27.054 GWh), el consumo de gas de los ciclos combinados peninsulares sería de 139 TWh, un 8% inferior a la previsión del GTS.

Por lo tanto, y aplicando el criterio de prudencia tarifaria se opta por el umbral inferior del intervalo considerado (139 TWh (g)). Cabe señalar que el consumo de gas previsto por los ciclos combinados para 2010 es un 28,6% inferior al previsto por las empresas (194 TWh (g)) para dicho ejercicio, proporcionado a esta Comisión en octubre de 2009, antes de la remisión de la propuesta de RD sobre restricciones por garantía de suministro.

Demanda convencional de gas natural.

En el Cuadro 1 se compara la previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el Cierre de 2009 y para el Cierre de 2010.

Cuadro 1. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) .

GTS vs EMPRESAS					
GTS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2008	Previsión de cierre 2009	Previsión 2010	2009 s/2008	2010 s/ 2009
	<i>P > 4 bar</i>	185.868	164.127	169.229	-11,7%
<i>P ≤ 4 bares</i>	67.199	69.526	70.925	3,5%	2,0%
TOTAL	253.067	233.653	240.155	-7,7%	2,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	7.946	9.481	8.872	19,3%	-6,4%
TOTAL	261.013	243.135	249.026	-6,8%	2,4%

EMPRESAS	GWh			Tasa de variación	
	Año 2008	Previsión de cierre 2009	Previsión 2010	2009 s/2008	2010 s/ 2009
	<i>P > 4 bar</i>	185.868	161.342	166.138	-13,2%
<i>P ≤ 4 bares</i>	67.199	69.749	70.927	3,8%	1,7%
TOTAL	253.067	231.091	237.065	-8,7%	2,6%
<i>GNL directo a cliente final</i>	7.946	9.481	9.375	19,3%	-1,1%
TOTAL	261.013	240.572	246.440	-7,8%	2,4%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNE.

El GTS estima que la demanda convencional de gas natural en 2009 se reducirá un 6,8% sobre la registrada en el ejercicio 2008, mientras que la correspondiente al ejercicio 2010 se incrementará en un 2,4% sobre el cierre previsto para 2009.

Por otra parte, las empresas transportistas y distribuidoras consideran que la demanda de gas natural se reducirá en un 7,8% en 2009 y se incrementará en un 2,4% en 2010.

La demanda considerada por el GTS para el cierre de 2009 y 2010 es, aproximadamente 2.500 GWh, superior a la demanda prevista por las empresas para dichos ejercicios. Por el principio de prudencia tarifaria se ha considerado el escenario de demanda convencional previsto por las empresas transportistas y distribuidoras para 2010.

Escenario de demanda previsto para el cierre de 2009 y 2010

Finalmente, el escenario de demanda previsto para el cierre de 2009 y para 2010, resultante de las anteriores consideraciones, se muestra en el Cuadro 2.

Se espera que la demanda de cierre de 2009 se reduzca en un 9,8% sobre la registrada en 2008, como resultado de una disminución de la demanda convencional del 7,8% y del 12,5% de la demanda destinada a la generación eléctrica.

Por otra parte, el escenario de demanda previsto para 2010 revela una reducción de la demanda del 4,2% sobre el cierre de 2009, como consecuencia de una reducción de la demanda destinada a la generación eléctrica del 13,9%, parcialmente compensada por un incremento de la demanda convencional del 2,4%.

Cuadro 2. Escenario de demanda transportada previsto para el cierre de 2009 y 2010.

	GWh			Tasa de variación (%)	
	Año 2008	Previsión de cierre 2009	Previsión 2010	2009 s/ 2008	2010 s/ 2009
Demanda Mercado Nacional	448.234	404.297	387.440	-9,8%	-4,2%
<i>Convencional</i>	261.013	240.572	246.440	-7,8%	2,4%
<i>Generación Eléctrica</i>	187.221	163.725	141.000	-12,5%	-13,9%
<i>Centrales Térmicas</i>	2.748	2.033	2.000	-26,0%	-1,6%
<i>Ciclos Combinados</i>	184.473	161.692	139.000	-12,3%	-14,0%
Exportaciones	2.145	11.502	16.585	436,2%	44,2%

Fuente: GTS y CNE

Cabe destacar el incremento previsto para el cierre de 2009 y para el cierre de 2010 de las exportaciones de gas, que se prevé se incrementen en un 436% en 2009 y en 44% en 2010.

En el Cuadro 3 se muestran las variables de facturación previstas para el año 2010, resultantes de considerar el escenario de demanda descrito en el Cuadro 2, y las previsiones de nº de clientes y capacidad contratada previstas por las empresas transportistas y distribuidoras.

Cuadro 3. Escenario de nº de cliente, capacidad contratada y consumo previsto para 2010.

	Consumo (MWh)	Nº clientes	Capacidad contratada (kWh/día)	Factor de carga (%)
Grupo 1	163.694.842	4.230.706	995.872.723	45%
Grupo 2	128.923.151	4.414	562.297.703	63%
Firme	124.627.158	3.537	542.199.313	63%
Art. 9 ECO/32/2004	4.295.993	877	20.098.391	59%
Grupo 3	66.631.215	7.174.571	508.675.541	36%
Grupo 4 (Interrumpible)	18.815.922	12	154.016.000	33%
Total T&D	378.065.130	11.409.703	2.220.861.967	47%
Cliente directo a cliente final	9.375.003			
Total T&D	387.440.133			

Fuente: GTS, empresas transportistas y distribuidoras, y CNE

Una vez determinado el escenario de demanda previsto para el año 2010, y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas se ha fijado el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para el citado ejercicio, el cual se describe en el Cuadro 4, considerando lo siguiente:

- La demanda prevista a la hora de determinar el escenario de regasificación es el resultado de sumar la demanda prevista para 2010 (incluyendo las exportaciones) incrementada por las mermas correspondientes, el saldo de inyección – extracción previsto para 2010, el incremento de stock de gas en el AOC y en los tanques de GNL y el saldo inyección – extracción de Marismas.
- 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 2010.
- El resto de la demanda puede abastecerse mediante GN o GNL. De acuerdo con la previsión del GTS, las entradas de GN previstas para 2010 son de 148.120 GWh, por lo que la cantidad a regasificar prevista para 2010 es de 247.443 GWh
- Las previsiones se distribuyen por planta de regasificación en función de la información remitida para el ejercicio 2009 por los propietarios de las plantas de regasificación.
- El volumen de GNL almacenado en los tanques en 2010 se basa en la previsión del GTS. La estimación del volumen de GNL almacenado depende de diversos factores: mercado internacional de GNL, fecha de incorporación de los nuevos tanques, evolución de la demanda, etc., por lo que el GTS ha considerado una variabilidad entre [6.315 MWh/día,

7.549 MWh/día]. La estimación de la CNE recoge el punto intermedio de los escenarios considerados por el GTS.

- En lo que concierne al almacenamiento subterráneo de gas se ha tomado: (1) una capacidad contratada igual a la capacidad total de almacenamiento de las instalaciones de almacenamiento subterráneos en 2010 (28.069 GWh), y (2) un volumen de inyección/extracción resultado de ponderar las previsiones remitidas por el GTS para los periodos abril 2009-marzo 2010 y abril 2010-marzo 2011, ambos supuestos sobre la base de la información comunicada por el GTS.

Cuadro 4. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2010.

Regasificación	Caudal (MWh/día)/mes	GWh regasificados	
	1.244.239	247.443	
Descarga de buques	Nº de buques	GWh descargados de buques	
	425	261.574	
Carga en cisternas	Caudal (MWh/día)/mes	GWh cargados en cisternas	
	31.063	11.182.596	
Almacenamiento de GNL		Volumen de gas almacenado (MWh/día)	
		6.932.550	
Almacenamiento de GN	Capacidad contratada GWh	GWh Inyectados	GWh Extraídos
	28.069	11.899	11.844

Fuente: GTS y CNE



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/1724/2009, de 26 junio, se resumen en el siguiente cuadro.

Cuadro 1. Variaciones peajes y cánones. Propuesta de Orden vs Orden ITC/1724/2009

	Orden ITC/1724/2009			Propuesta OM 2010			% variación propuesta OM 2010 sobre Orden ITC/1724/2009		
Regasificación									
	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	1,5783		0,0094	1,5783		0,0094	0,0%		0,0%
Peaje de descarga de buques									
Barcelona		12,430	0,0025		13,673	0,0028		10,0%	12,0%
Huelva		24,860	0,0050		27,346	0,0055		10,0%	10,0%
Cartagena		24,860	0,0050		27,346	0,0055		10,0%	10,0%
Sagunto		24,860	0,0050		27,346	0,0055		10,0%	10,0%
Mugardos		12,430	0,0025		0	0,0000		-100,0%	-100,0%
Bilbao		12,430	0,0025		13,673	0,0028		10,0%	12,0%
Peaje de carga de cisternas	2,3183		0,0136	2,3183		0,013600	0,0%		0,0%
Canon de almacenamiento GNL			Término variable Tv c€/MWh/día 2,83 €			Término variable Tv c€/MWh/día 2,83 €			Término variable 0,00%
Peaje de trasvase de GNL a buques		Término fijo €/operación 153,145	Término variable c€/kWh 0,1354		Término fijo €/operación 153,145	Término variable c€/kWh 0,14 €		Término fijo 0,0%	Término variable 0,0%
Almacenamiento Subterráneo									
	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	0,04030	0,02 €	0,01 €	0,04 €	0,02 €	0,01 €	0,00%	0,00%	0,00%
Transporte y Distribución									
	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes				Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes				Término fijo
1. Término Reserva de Capacidad	0,8730				0,8730				0,00%
	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes	Término fijo Ttj c€/consumidor/mes	Término variable Ttj c€/kWh	Término fijo Ttj c€/kWh/día/mes	Término fijo Ttj c€/consumidor/mes	Término variable Ttj c€/kWh	Término fijo caudal	Término fijo cliente	Término variable
2. Término de Conducción									
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	2,7816		0,0681	2,7816		0,0681	0,0%		0,0%
1.2	2,4850		0,0549	2,4850		0,0549	0,0%		0,0%
1.3	2,3065		0,0495	2,3065		0,0495	0,0%		0,0%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	20,3669		0,1557	20,3669		0,1557	0,0%		0,0%
2.2	5,5279		0,1242	5,5279		0,1242	0,0%		0,0%
2.3	3,6194		0,1005	3,6194		0,1005	0,0%		0,0%
2.4	3,3168		0,0902	3,3168		0,0902	0,0%		0,0%
2.5	3,0492		0,0791	3,0492		0,0791	0,0%		0,0%
2.6	2,8048		0,0686	2,8048		0,0686	0,0%		0,0%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.1 bis	21,0700		0,1608	22,3300		0,1704	6,0%		6,0%
2.2 bis	8,3600		0,1879	9,3200		0,2095	11,5%		11,5%
2.3 bis	6,3500		0,1766	6,7500		0,1877	6,3%		6,3%
2.4 bis (*)	4,9100		0,1334	4,7693		0,1235	-2,9%		-7,4%
2.5 bis (*)	5,5300		0,1432	4,7693		0,1235	-13,8%		-13,8%
2.6 bis (*)	5,2500		0,1283	4,7693		0,1235	-9,2%		-3,7%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,08	2,4344		2,08	2,4344		0,0%	
3.2		4,78	1,8702		4,78	1,8702		0,0%	
3.3		43,66	1,2590		43,66	1,2590		0,0%	
3.4		65,18	1,0091		65,18	1,0091		0,0%	
3.5	4,7693		0,1235	4,7693		0,1235	0,0%		0,0%

Fuente: Orden ITC/1724/2009 y propuesta de Orden.

En el siguiente Cuadro se muestran las variaciones de los coeficientes de los peajes de la propuesta de Orden.

Cuadro 2. Variaciones de los coeficientes de los peajes internacionales. Propuesta de Orden vs Orden ITC/1724/2009.

Orden ITC/1724/2009						
PUNTO DE SALIDA						
		Portugal - Extremadura	Portugal - Galicia	Larrau	Irún	Tarifa
PUNTO DE ENTRADA	Cartagena	1,000	1,000	1,000	1,000	0,650
	Huelva	0,650	1,000	1,000	1,000	0,650
	Sagunto	1,000	1,000	0,650	1,000	0,650
	Bilbao	1,000	1,000	0,650	0,650	1,000
	Barcelona	1,000	1,000	0,650	1,000	1,000
	Mugaridos	0,650	0,650	1,000	1,000	1,000
	Tarifa	0,650	1,000	1,000	1,000	-
	MEDGAZ					
	Portugal-Extremadura	-	-	1,000	1,000	0,650
	Portuga-Galicia	-	-	1,000	1,000	1,000
	Larrau	1,000	1,000	-	-	1,000
	Irún	1,000	1,000	-	-	1,000

Propuesta OM 2010						
PUNTO DE SALIDA						
		Portugal - Extremadura	Portugal - Galicia	Larrau	Irún	
PUNTO DE ENTRADA	Cartagena	1,000	1,000	1,000	1,000	
	Huelva	0,620	1,000	1,000	1,000	
	Sagunto	1,000	1,000	0,833	1,000	
	Bilbao	1,000	1,000	0,515	0,350	
	Barcelona	1,000	1,000	0,773	1,000	
	Mugaridos					
	Tarifa	0,716	1,000	1,000	1,000	
	MEDGAZ	0,833	1,000	1,000	1,000	
	Portugal-Extremadura	-	-	1,000	1,000	
	Portuga-Galicia	-	-	1,000	1,000	
	Larrau	1,000	1,000	-	-	
	Irún	1,000	1,000	-	-	

% variación propuesta OM 2010 sobre Orden ITC/1724/2009						
PUNTO DE SALIDA						
		Portugal - Extremadura	Portugal - Galicia	Larrau	Irún	
PUNTO DE ENTRADA	Cartagena	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
	Huelva	-4,6%	0,0%	0,0%	0,0%	
	Sagunto	0,0%	0,0%	28,2%	0,0%	
	Bilbao	0,0%	0,0%	-20,8%	-46,2%	
	Barcelona	0,0%	0,0%	18,9%	0,0%	
	Mugaridos	-100,0%	-100,0%	-100,0%	-100,0%	
	Tarifa	10,2%	0,0%	0,0%	0,0%	
	MEDGAZ					
	Portugal-Extremadura			0,0%	0,0%	
	Portuga-Galicia			0,0%	0,0%	
	Larrau	0,0%	0,0%			
	Irún	0,0%	0,0%			

Fuente: Orden ITC/1724/2009 y Propuesta de Orden.

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

Cuadro 3. Variación de los peajes interrumpibles. Propuesta de Orden vs Orden ITC/1724/2009

						Descuento /Recargo de los peajes interrumpibles sobre los firmes				
Propuesta OM 2010						Propuesta OM 2010				
	Reserva Capacidad (c€/kWh/día /mes)	Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Reserva Capacidad (c€/kWh/día /mes)	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
Peaje 1 Int (P > 60 bar)										
4.1	0,8730	1,947120	1,390800	0,047670	0,034050	0%	-30%	-50%	-30%	-50%
4.2	0,8730	1,739500	1,242500	0,038430	0,027450	0%	-30%	-50%	-30%	-50%
4.3	0,8730	1,614550	1,153250	0,034650	0,024750	0%	-30%	-50%	-30%	-50%
Peaje 2 Int (4 < P ≤ 60 bar)										
4.4	0,8730	2,533580	1,809700	0,070350	0,050250	0%	-30%	-50%	-30%	-50%
4.5	0,8730	2,321760	1,658400	0,063140	0,045100	0%	-30%	-50%	-30%	-50%
4.6	0,8730	2,134440	1,524600	0,055370	0,039550	0%	-30%	-50%	-30%	-50%
4.7	0,8730	1,963360	1,402400	0,048020	0,034300	0%	-30%	-50%	-30%	-50%
Orden ITC/1724/2009						Orden ITC/1724/2009				
	Reserva Capacidad (c€/kWh/día /mes)	Término Fijo (€/kWh/mes)		Término variable Tvij (c€/kWh)		Reserva Capacidad (c€/kWh/día /mes)	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
Peaje 1 Int (P > 60 bar)										
4.1	0,8730	0,347698	0,278159	0,114276	0,078811	0%	-88%	-90%	68%	16%
4.2	0,8730	0,310626	0,248501	0,092032	0,063470	0%	-87%	-90%	68%	16%
4.3	0,8730	0,288314	0,230651	0,082872	0,057153	0%	-87%	-90%	67%	15%
Peaje 2 Int (4 < P ≤ 60 bar)										
4.4	0,8730	0,452436	0,361949	0,168579	0,116262	0%	-87%	-90%	68%	16%
4.5	0,8730	0,414603	0,331682	0,151132	0,104229	0%	-87%	-90%	68%	16%
4.6	0,8730	0,381150	0,304920	0,132377	0,091295	0%	-88%	-90%	67%	15%
4.7	0,8730	0,350604	0,280483	0,114930	0,079262	0%	-87%	-90%	68%	16%
% variación propuesta OM 2010 sobre Orden ITC/1724/2009										
	Reserva Capacidad	Término Fijo		Término variable						
		Tipo A	Tipo B	Tipo A	Tipo B					
Peaje 1 Int (P > 60 bar)										
4.1	0,0%	460%	400%	-58,3%	-56,8%					
4.2	0,0%	460%	400%	-58,2%	-56,8%					
4.3	0,0%	460%	400%	-58,2%	-56,7%					
Peaje 2 Int (4 < P ≤ 60 bar)										
4.4	0,0%	460%	400%	-58,3%	-56,8%					
4.5	0,0%	460%	400%	-58,2%	-56,7%					
4.6	0,0%	460%	400%	-58,2%	-56,7%					
4.7	0,0%	460%	400%	-58,2%	-56,7%					

Fuente: Orden ITC/1724/2009 y Propuesta de Orden.



ANEXO III. ACTUALIZACIÓN DEL COSTE DE LA MATERIA PRIMA INCORPORADO EN LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO

1. INTRODUCCIÓN

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 determina en su artículo 10 que el término variable de las TUR se actualizará con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima Cn, de acuerdo al valor obtenido de la aplicación de la fórmula del artículo 8, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Asimismo, establece que se actualizará en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de memmas en vigor.

Para aplicar el procedimiento descrito en dicha Orden es necesario disponer de las cotizaciones registradas en los mercados internacionales de gas natural correspondientes al día 18 de diciembre de 2009. Dichas cotizaciones no están disponibles en el momento de la elaboración del presente informe. Por lo tanto, se ha procedido a estimar el coste del gas correspondiente al primer trimestre de 2010 utilizando las cotizaciones registradas en los mercados internacionales hasta el 14 de diciembre de 2009, debiendo ser actualizado el resultado cuando se disponga de las cotizaciones a 18 de diciembre.

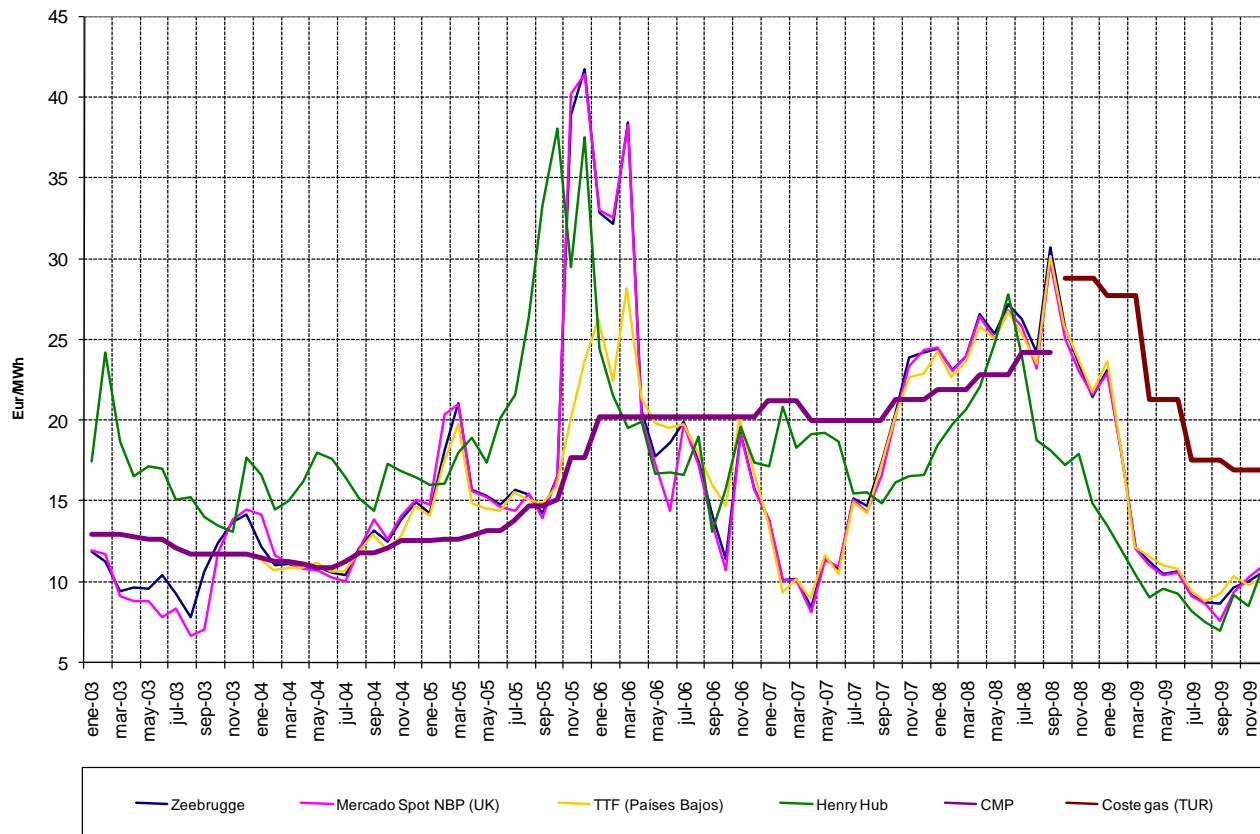
2. EVOLUCIÓN DEL COSTE DEL GAS EN LOS MERCADO INTERNACIONALES

A efectos informativos se registra la cotización del gas natural en los mercados internacionales donde en la actualidad se está observando un fuerte descenso de las mismas (Véase Gráfico 1).

Se observa que, desde septiembre de 2008, se ha producido una fuerte caída en la cotización del gas en los mercados internacionales, consecuencia de la evolución de la crisis económica y su impacto sobre la demanda energética, que ha situado el coste del gas en agosto de 2009 en los 9,661 €/MWh¹⁹, esto es, un 63% menos que el precio registrado en septiembre de 2008.

¹⁹ Media de las cotizaciones en los mercados del NBP, Zeebrugge, TTF y HH (Henry Hub) 17 de diciembre de 2009

Gráfico 1. Evolución de la cotización spot del gas en los mercados internacionales.



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNE.

No obstante, a partir de septiembre de 2009 se ha producido un repunte de cotización de gas en los mercados internacionales que ha incrementado los precios entre septiembre y 14 de diciembre de 2009 un 20%.

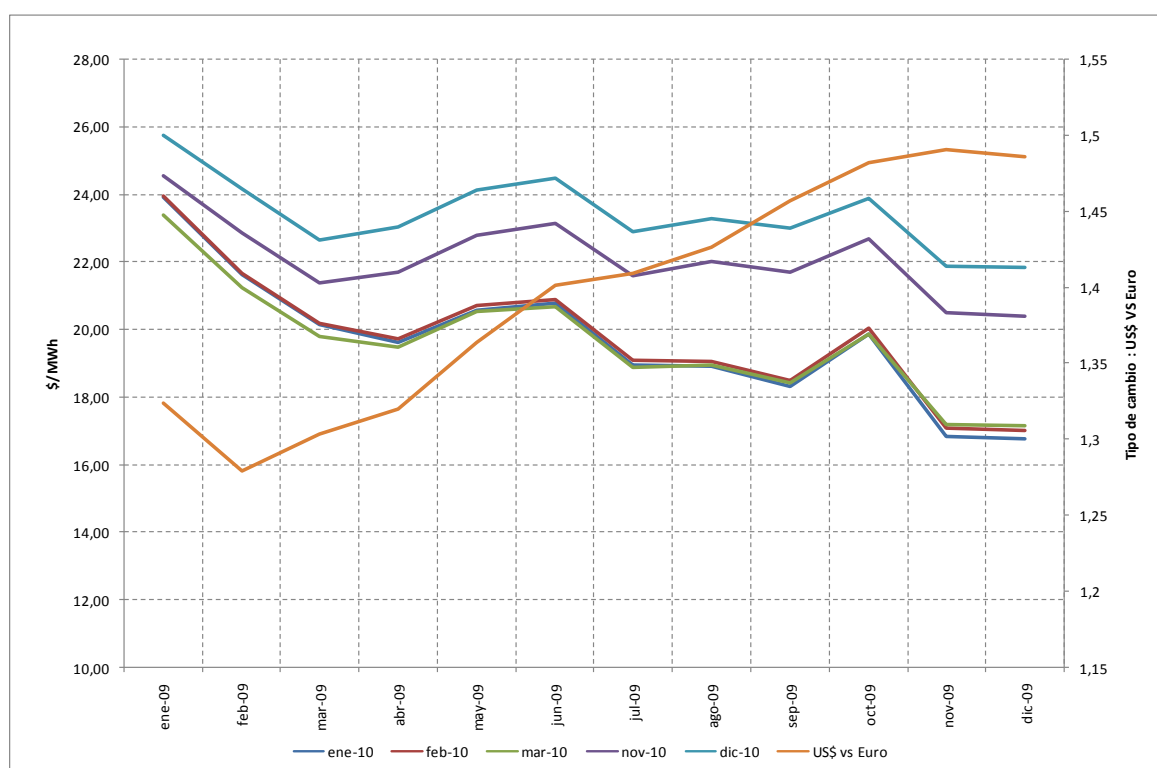
3. DETERMINACIÓN DEL COSTE DE LA MATERIA PRIMA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, el coste del gas a incorporar a las tarifas de último recurso, es el resultado de la ponderación del coste de aprovisionamiento del gas de invierno y del coste de aprovisionamiento del gas de base.

El coste del aprovisionamiento del gas de invierno, es el resultado de ponderar en un 30% el precio resultante de la subasta, realizada el 16 de junio de 2009²⁰, y en un 70% el precio de referencia de aprovisionamiento del gas de invierno, que depende de la cotización de los futuros de gas con entrega entre enero 2010 y marzo 2010 y entre noviembre y diciembre de 2010, en el NBP y en al Henry Hub.

En el Gráfico 2 se muestra la cotización de los futuros con entrega entre enero 2010 y marzo 2010 y entre noviembre y diciembre de 2010 en el Henry Hub (HH) en \$/MWh , así como el tipo de cambio \$/€.

Gráfico 2. Evolución de la cotización de los futuros con entrega entre enero 2010 y marzo 2010 y entre noviembre y diciembre de 2010 en el Henry Hub.



Fuente: Platts

Se observa que, las cotizaciones en el HH en noviembre de 2009, son entre un 5% y un 9% inferiores a las registradas en septiembre de 2009, y que el tipo de cambio \$/€ se ha incrementado en un 2%, esto es, se ha producido una depreciación del \$ respecto al €, de lo que resulta una variación del coste del gas en dicho mercado entre ambos periodos de entre -7% y un -10%.

Asimismo, es preciso destacar que en el mes de diciembre de 2009 los futuros con entrega en los meses de noviembre y diciembre de 2010, registran una cotización muy superior a de los registrados por los productos con entrega más cercana en el tiempo. Por lo que la inclusión de dichos productos en el cálculo del coste del gas tendrá un efecto negativo sobre el coste del gas a incorporar en la TUR.

En el Gráfico 3 se muestra la cotización de los futuros con entrega durante el primer trimestre de 2010 y el cuarto trimestre de 2010 en el NBP en GB Pence/MWh, así como el tipo de cambio GB

²⁰ El resultado de la subasta para el producto gas de invierno celebrada el 16 de junio de 2009 fue 19,77 €/MWh.

Pence vs €. Se observa que se ha producido una reducción de la cotización del coste del gas de los futuros con entrega en el primer trimestre de 2010 de un 19%, lo que unido a una variación del tipo de cambio del 2%, supone una reducción de la cotización del producto de aproximadamente un 20%

Gráfico 3. Evolución de la cotización de los futuros con entrega entre noviembre de 2009 y marzo de 2010 en el NBP.



Fuente: Platts

Asimismo, se observa que la cotización de los productos con entrega en el cuarto trimestre de 2010 es muy superior, un 35% en diciembre de 2009, a la registrada por el primer trimestre de 2010, por lo que la inclusión del mismo tiene un efecto adverso sobre el coste del gas a incorporar en la TUR.

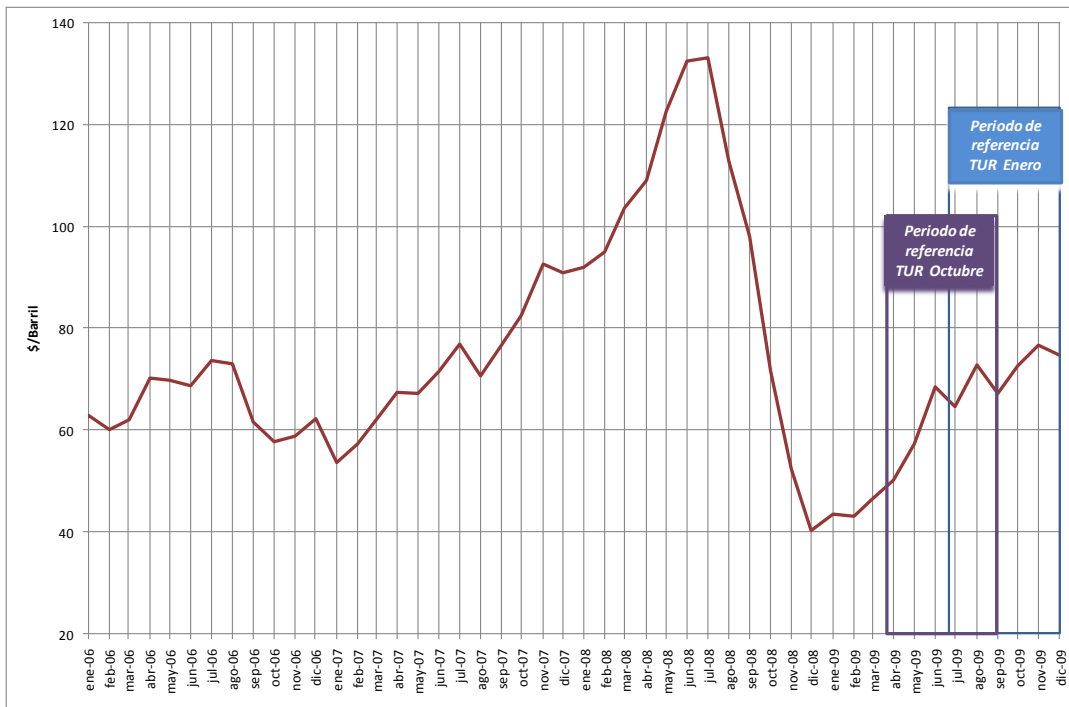
Como resultado de lo anterior, se estima que el coste del producto de gas de invierno a considerar en el cálculo de la TUR correspondiente al primer trimestre de 2010 calculado a 14 de diciembre de 2009, se incrementará en un 1,6% respecto del considerado en el cálculo de la TUR correspondiente al cuarto trimestre de 2009.

El coste del aprovisionamiento del gas de base es el resultado de ponderar en un 30% el precio resultante de la subasta, realizada el 16 de junio de 2009²¹, y en un 70% el precio de referencia de aprovisionamiento del gas de base, dependiendo ambos productos de la cotización del Brent y del tipo de cambio \$/€.

Desde enero de 2009, la cotización del petróleo Brent ha sufrido un fuerte incremento, tras el periodo de caídas registrado entre julio y diciembre de 2008, lo que ha llevado a incrementarse la cotización de dicho producto un 72% entre enero y diciembre de 2009.

²¹ El resultado de la subasta para el producto gas de base celebrada el 16 de junio de 2009 fue de 16,18 €/MWh.

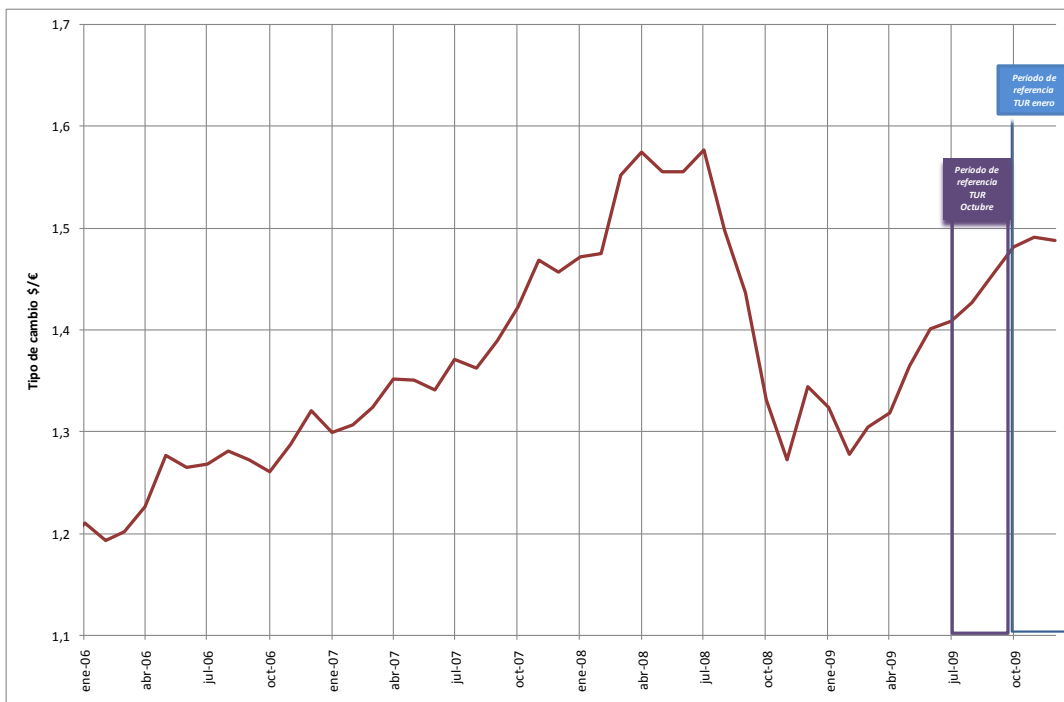
Gráfico 4. Evolución de la cotización del Brent en los mercados internacionales (\$/barril).



Fuente: Platts

Por el contrario, el tipo de cambio \$/€, ha registrado una apreciación de la moneda europea desde febrero de 2009, lo que compensa parcialmente el incremento registrado por la cotización del Brent.

Gráfico 5. Evolución de la cotización del tipo de cambio \$/€.



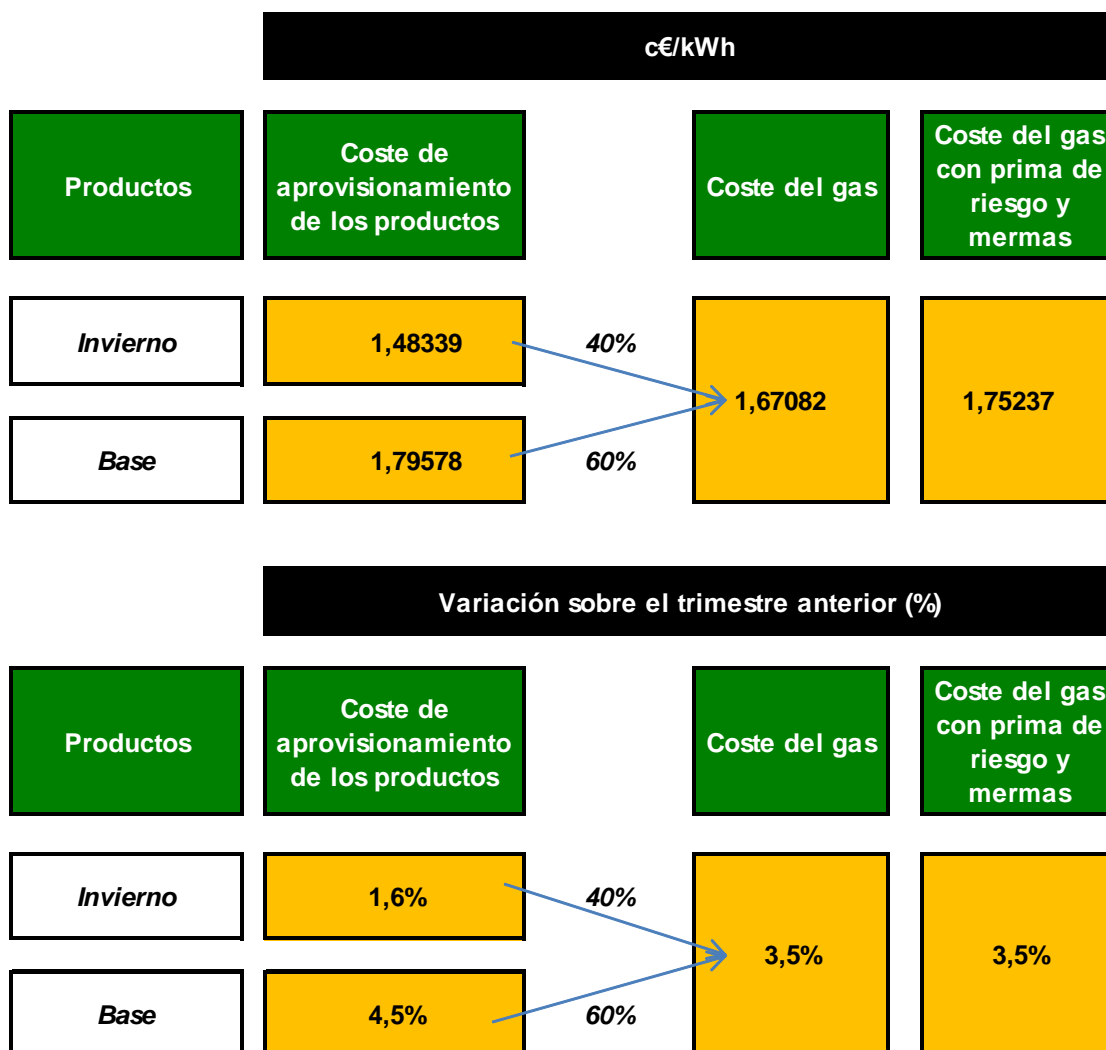
Fuente: Platts

Como resultado de lo anterior, se estima que el coste del producto de gas de base a considerar en el cálculo de la TUR correspondiente al primer trimestre de 2010 se incrementa en un 4,5% sobre el considerado en el cálculo de la TUR correspondiente al cuarto trimestre de 2009.

Cabe señalar, que el coste del producto de gas de base previsto para el primer trimestre de 2010 (1,79578 c€/kWh) es superior al coste del producto de gas de invierno para dicho trimestre (1,48339 c€/kWh), como resultado de las diferentes tendencias registradas en el mercado spot de petróleo y en el mercado de futuros de gas natural.

El coste del gas durante el primer trimestre de 2010 resultante de lo anterior es de 1,75237 c€/kWh, superior en un 3,5% al considerado en el cuarto trimestre de 2009, por lo que de acuerdo a lo establecido en el artículo 10 de la Orden ITC/1660/2009, es necesario revisar el término variable de las TUR conjuntamente con la revisión de los peajes y cánones. (Véase Cuadro 1).

Cuadro 1. Coste del gas durante el primer trimestre de 2010 (c€/kWh)



A continuación se incluyen los incrementos que correspondería aplicar a las TUR, considerando las variaciones diferenciadas para los distintos peajes de los servicios básicos propuesta en el punto 5.2.2 del presente informe y la revisión del coste de la materia prima. Teniendo en cuenta dicha metodología procedería aplicar, en términos medios, un incremento del 4,88% a la TUR.1 y

del 4,86% a la TUR.2, incrementándose en mayor medida el término fijo de las TUR (véase el Cuadro siguiente).

Cuadro 2. TUR resultantes de la aplicación de los peajes y cánones derivados de una metodología de asignación de costes por actividades.

TUR - 1									
Concepto	Q1 2010			Q4 2009			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,164844		0,078904	0,153561		0,073503	7,35%		7,35%
Canon AA.SS		0,0342500	0,034250		0,0560219	0,056022		-38,86%	-38,86%
Peaje Regasificación	0,249922	0,0069337	0,126561	0,246882	0,0068494	0,125022	1,23%	1,23%	1,23%
Peaje Descarga buques		0,0093233	0,009323		0,0060364	0,006036		54,45%	54,45%
Canon GNL		0,0087616	0,008762		0,0086550	0,008655		1,23%	1,23%
Término de conducción	2,232827	2,6132668	3,682031	2,080000	2,4344000	3,430012	7,35%	7,35%	7,35%
Total peajes	2,64759	2,6725353	3,93983	2,48044	2,5119628	3,69925	6,74%	6,39%	6,50%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,76270	1,42000	0,083000	0,76270	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		1,752151	1,75215		1,693741	1,69374		3,45%	3,45%
TUR Q1 - 2010	4,07000	4,507687	6,45583	3,90000	4,288704	6,15548	4,36%	5,11%	4,88%

TUR - 2									
Concepto	Q1 2010			Q4 2009			Tasa de variación		
	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)	TÉRMINO FIJO (€/CLIENTE/MES)	TÉRMINO VARIABLE (c€/kWh)	Coste medio (c€/kWh)
Reserva de Capacidad	0,67366		0,078822	0,62755		0,073427	7,35%		7,35%
Canon AA.SS		0,034250	0,034250	0,00000	0,056022	0,056022		-38,86%	-38,86%
Peaje Regasificación	1,02124	0,006934	0,126424	1,00882	0,006849	0,124886	1,23%	1,23%	1,23%
Peaje Descarga buques		0,009323	0,009323		0,006036	0,006036		54,45%	54,45%
Canon GNL		0,008762	0,008762		0,008655	0,008655		1,23%	1,23%
Término de conducción	5,13121	2,007612	2,607988	4,78000	1,870200	2,429482	7,35%	7,35%	7,35%
Total peajes	6,82611	2,066881	2,86557	6,41637	1,947763	2,69851	6,39%	6,12%	6,19%
Coste de comercialización	1,42000	0,083000	0,24915	1,42000	0,083000	0,24915	0,00%	0,00%	0,00%
Coste del gas		1,752151	1,75215		1,693741	1,69374		3,45%	3,45%
TUR Q1 - 2010	8,25000	3,902032	4,86732	7,84000	3,724504	4,64182	5,23%	4,77%	4,86%

Fuente: Orden ITC/1660/2009, y CNE



ANEXO IV. ALEGACIONES MIEMBROS DEL CONSEJO COSULTIVO DE HIDROCARBUROS