



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 27/2005 SOBRE LA  
PROPUESTA DE ORDEN POR LA  
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES  
Y CÁNONES ASOCIADOS AL  
ACCESO DE TERCEROS A LAS  
INSTALACIONES GASISTAS**

22 de diciembre de 2005

1	INTRODUCCIÓN .....	2
2	ANTECEDENTES .....	4
3	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO LIBERALIZADO .....	6
3.1	Evolución registrada en 2005 .....	6
3.2	Escenario de previsión de mercados para 2006 .....	10
4	DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA.....	14
4.1	Introducción de peajes de duración inferior a 12 meses .....	14
4.2	Introducción del peaje interrumpible.....	15
4.3	Introducción del peaje de tránsito internacional .....	17
4.4	Peajes aplicados a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican los peajes del grupo 2 .....	19
4.5	Peaje de trasvase de GNL a buque .....	20
4.6	Telemedida .....	21
4.7	Variaciones en los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004 .....	22
4.8	Cuota a aplicar sobre la facturación de los peajes y cánones destinada a la retribución del Gestor técnico del Sistema.....	23
5	COMENTARIOS GENERALES.....	25
5.1	Modificaciones normativas en rango Orden .....	25
5.2	Valoración de los peajes y cánones de la propuesta de Orden .....	26
5.3	Aditividad de costes para establecer tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural.....	30
6	COMENTARIOS PARTICULARES A LA PROPUESTA.....	32
6.1	Creación de peajes de duración inferior a 12 meses .....	32
6.2	Introducción del peaje de tránsito internacional .....	39
6.3	Introducción del peaje interrumpible.....	41
6.4	Modificación de los peajes aplicados a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican los peajes del grupo 2.....	45
6.5	Telemedida .....	47
6.6	Peajes de trasvase de GNL a buque.....	48
6.7	Retribución destinada al Gestor Técnico del Sistema .....	51
6.8	Consideraciones de carácter jurídico .....	56
7	CONSIDERACIONES FINALES .....	59

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 22 de diciembre de 2005, ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1 INTRODUCCIÓN**

El día 13 de diciembre de 2005 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, la propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar, la propuesta de Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, junto con la Memoria justificativa que acompaña a dichas propuestas, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 19 de diciembre de 2005, para discutir las indicadas propuestas de Órdenes. Se acompañan como Anexo, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo.

Una vez más se hace constar que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar las propuestas de retribución y de revisión de tarifas, peajes y cánones. Asimismo, para que el contenido de los informes de la Comisión Nacional de Energía sea considerado en las respectivas Órdenes ITC/2005, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación de los informes por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación de las Órdenes 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 las propuestas, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para analizar la repercusión que tiene su recuperación mediante tarifas de venta, precios de cesión, peajes y cánones de gas natural, sobre los distintos colectivos de consumidores.

Para la elaboración de los estudios previos necesarios para fundamentar el informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2006, la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, la información necesaria para estimar los ingresos del sistema previstos para 2006.

Dicha información, junto con los criterios y características de variables solicitadas, fue preparada y discutida por esta Comisión y el GTS, previamente a su solicitud el día 15 de septiembre de 2005.

En la medida en que la actualización de los valores de las tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural es un ejercicio de previsión, esta Comisión ha señalado en distintos informes<sup>1</sup>, la necesidad de que se incluya en la Memoria sobre las propuestas de Ordenes, toda la información necesaria sobre las variables de facturación previstas, así como los criterios utilizados para establecer dichos valores.

A diferencia de años anteriores, la Memoria sobre las propuestas de Órdenes para el año 2006, remitida a esta Comisión, aporta de forma detallada información relativa a las hipótesis e información utilizada para el cálculo de los nuevos peajes introducidos, así como, sobre las variables de facturación distribuidas por tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural para 2006. Esta Comisión valora de forma positiva la mayor transparencia en la información aportada por el MITC, que permite analizar de forma más precisa las propuestas de Órdenes sobre las que se emite el presente informe.

---

<sup>1</sup> Informes 1/2005, 1/2004, 3/2003 y 3/2002.

La organización del informe es la siguiente. En el epígrafe 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario. En el epígrafe 3 se analiza la evolución de los mercados en 2005 y las previsiones para 2006. En el epígrafe 4 se describen las modificaciones introducidas de la propuesta. En el epígrafe 5 se incluyen comentarios generales a la propuesta y en el epígrafe 6 comentarios particulares a la misma. Por último, en el epígrafe 7 se incluyen las consideraciones finales.

## **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.

En la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y los cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, se determinó que los precios máximos antes de impuestos de los peajes y cánones de los servicios básicos para 2005 coincidirían con los publicados en la Orden Ministerial ECO/32/2004, de 15 de enero. Por tanto, en la revisión de peajes y cánones de enero de 2005 se mantuvieron los valores de los peajes y cánones de 2004.

En los apartados dos, tres, cuatro, cinco, seis y siete del artículo 2 del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, se realizan varias modificaciones al articulado del 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, todas ellas encaminadas a adelantar al 1 de enero de cada año la fecha límite de la publicación de las Órdenes Ministeriales que regulan el régimen económico del sector de gas natural, con el fin de hacer coincidir los periodos de cobros de las nuevas tarifas, peajes y cánones con el periodo correspondiente a la retribución.

La propuesta de Orden de la que se emite el presente informe tiene por objeto determinar los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas que serán de aplicación en 2006.

La Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, establece que las autoridades reguladoras se encargarán de determinar o aprobar, antes de su entrada en vigor, al menos las metodologías empleadas para calcular o establecer las condiciones de conexión y acceso a las redes nacionales, incluyendo las tarifas de transporte y distribución.

No obstante, los Estados miembros podrán disponer que las autoridades reguladoras remitan al órgano pertinente del Estado miembro, para que éste adopte una decisión formal, las tarifas o, al menos, las metodologías. En este caso, el órgano pertinente estará facultado para aprobar o rechazar un proyecto de decisión presentado por la autoridad reguladora. Dichas tarifas, métodos o modificaciones de los mismos se publicarán junto

con la decisión sobre la adopción formal. Todo rechazo formal de un proyecto de decisión será también publicado, junto con su motivación.

Entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato trigésimo primero, dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema de gas natural imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para ello, elaborará una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores. Dicha tarea se realizará durante 2006 y deberá comprender, entre otros, el análisis de los peajes de interrumpibilidad, de tránsitos internacionales y estacionales incluidos en la propuesta de Orden.

### **3 PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO LIBERALIZADO**

#### ***3.1 Evolución registrada en 2005***

En este epígrafe se presenta información sobre consumos, participación en el mercado y distribución de consumos por grupos tarifarios, obtenida de la base de datos del Sistema de Información sobre Facturaciones y Consumos del Sector del Gas (SIFCO). El periodo de información considerado comprende la última información disponible en el momento de realizar el presente informe, esto es, desde el 1 de enero al 30 de noviembre de 2005.

En primer lugar, el consumo total de gas natural facturado desde enero hasta noviembre de 2005 ascendió a 282.791 GWh. Del total del consumo de gas, el 16% (46.463 GWh) correspondió al consumo de clientes en el mercado regulado (a tarifa de venta), mientras que el 84% (236.328 GWh) se debió a consumidores que acudieron al mercado liberalizado.

**Cuadro 1. Demanda total y participación en el mercado**

	Año 2005 (enero - noviembre)	
	%	GWh
<b><i>Mercado Regulado</i></b>	16%	46.463
<b><i>Mercado Liberalizado</i></b>	84%	236.328
<b><i>TOTAL</i></b>		<b>282.791</b>

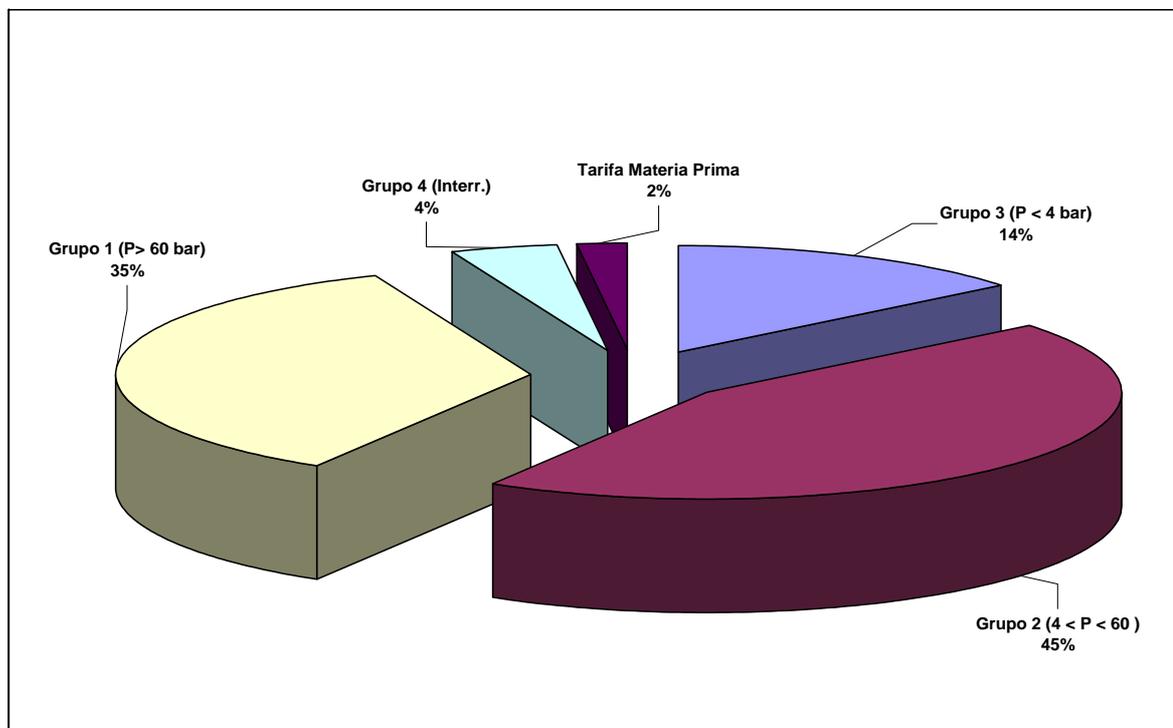
Fuente: CNE (SIFCO)

Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 30 de noviembre de 2005  
No se incluye GNL directo a cliente final ( 5.683 GWh)

En el gráfico siguiente se muestra la distribución del consumo total de gas natural, según los grupos tarifarios establecidos en el Real Decreto 949/2001, añadiéndose la tarifa de venta de materia prima que fue incluida en la Orden ECO/302/2002 y prorrogada hasta 2009, de acuerdo con la Disposición transitoria única de la Orden ECO/33/2004.

Se observa que el 45% de consumo total correspondió al consumo de clientes del Grupo 2 (presión entre 4 y 60 bar). Concretamente, son los clientes acogidos a tarifas de venta y a peajes de conducción 2.3 (consumo superior a 5.000.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000.000 de kWh/año) y 2.5 (consumo superior a 100.000.000 kWh/año e inferior e igual a 30.000.000 kWh/año) los que registraron el mayor consumo de gas natural. El Grupo 3 (Presión  $\leq$  4 bar) y el Grupo 1 (Presión  $>$  60 bar), agruparon el 14% y 35% del consumo total de gas natural, respectivamente. Los consumos de clientes interrumpibles, incluidos en el Grupo 4, junto a los consumos acogidos a la tarifa de venta de materia prima suponen, conjuntamente, un 6% del consumo total del sistema registrado en el periodo analizado.

**Gráfico 1. Distribución porcentual del consumo por grupos tarifarios. Enero/05 – Noviembre/05**



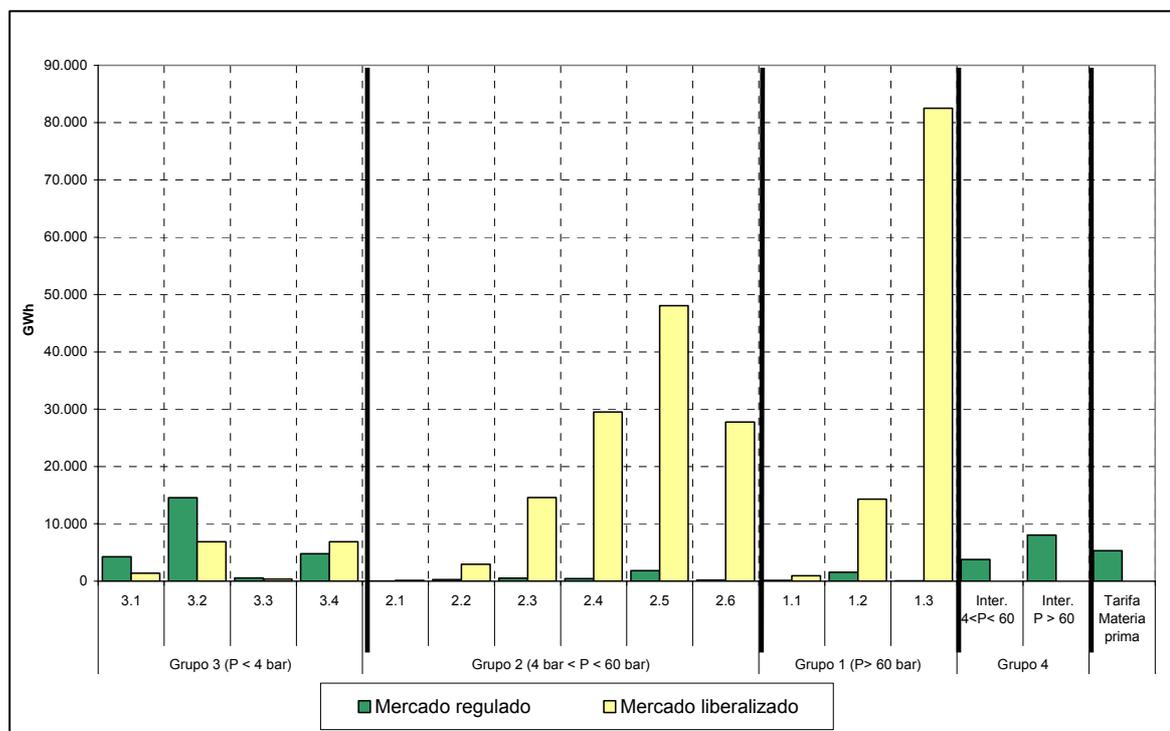
Fuente: CNE (SIFCO)

Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 30 de noviembre de 2005

En el siguiente gráfico se presenta la distribución de los consumos en el mercado regulado y en el mercado liberalizado según las diferentes tarifas de venta y peajes de conducción, esto es, por niveles de presión y tramos de consumo anual.

Los porcentajes de participación en el mercado por Grupos tarifarios han sido muy diferentes en el caso de los consumidores acogidos a tarifas del Grupo 1 (el 98%) y en el de consumidores acogidos a tarifas del Grupo 3 (39%). Dentro del Grupo 2 la participación de los consumidores en el mercado liberalizado ha sido del 97% en términos de consumo. Se observa para el Grupo 2, que las tarifas para clientes de mayor consumo anual han registrado mayores porcentajes de participación en el mercado, en particular, la tarifa 2.4 (consumo superior a 30.000.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000.000 de kWh/año) y 2.6 (consumo superior a 500.000.000 kWh/año) han alcanzado un 99% de participación en el mercado y la tarifa 2.5 (consumo superior a 100.000.000 kWh/año e inferior e igual a 500.000.000 kWh/año) un 96%.

**Gráfico 2. Consumo registrado en los mercados regulado y liberalizado. Enero/05 –Noviembre/05**

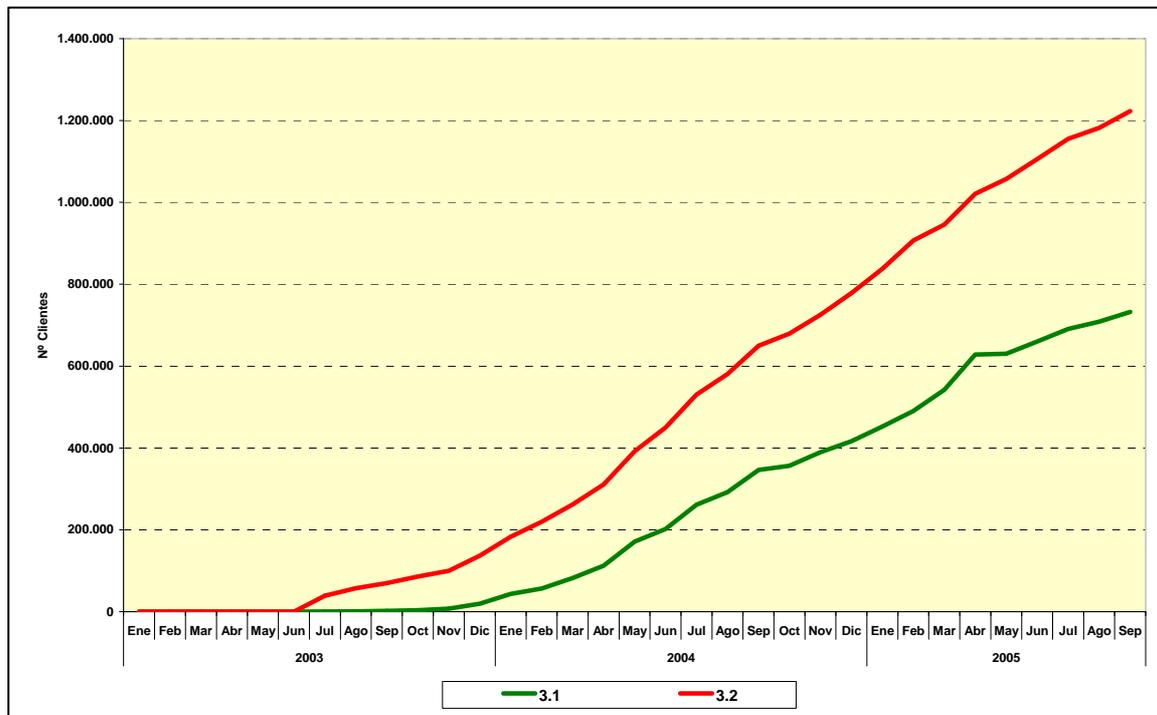


Fuente: CNE (SIFCO)

Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 30 de noviembre de 2005

En el siguiente gráfico se observa la evolución creciente de la participación en el mercado liberalizado del número de clientes acogidos a peajes 3.1 y 3.2, esto es, peajes a los que se acogen, si bien no en exclusiva, clientes domésticos. A finales de septiembre de 2005 el número de clientes (acogidos a peajes 3.1 y 3.2) se situaba en 1.955.357 suministros.

**Gráfico 3. Evolución de la participación de clientes domésticos en el mercado liberalizado hasta Septiembre de 2005**



Fuente: Información CNE Resolución 15/07/2002

### **3.2 Escenario de previsión de mercados para 2006**

En la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes se incluye la previsión de la demanda de gas natural para 2006 por grupos tarifarios, distribuida entre clientes en el mercado regulado y liberalizado. De acuerdo con dicho escenario de previsión, la demanda de gas natural en 2006 asciende a 445.043<sup>2</sup> GWh, un 15,4% superior que la previsión, incluida en la Memoria, para el cierre de 2005. Asimismo, la participación en el mercado liberalizado prevista para 2006 es del 84,5% (376.256 GWh).

<sup>2</sup> Se incluye demanda de GESA GAS

**Cuadro 2. Escenario de previsión de demanda de gas natural: cierre de 2005 y 2006 según Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes (MWh)**

Previsiones de demanda 2005 y 2006					
	Previsión Cierre 2005	Previsión 2006	% Δ	Participación Cierre 2005	Participación 2006
<i>Mercado Regulado (1)</i>	62.525.902	68.787.792	10,0%	16,22%	15,5%
<i>Mercado Liberalizado (2)</i>	323.078.860	376.255.824	16,5%	83,78%	84,5%
<b>Total</b>	<b>385.604.761</b>	<b>445.043.617</b>	<b>15,4%</b>		

Fuente: MITC-Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

(1) Se incluye demanda de GESA gas.

(2) Incluye GNL directo a cliente final.

Dicho escenario procede de la información remitida por el GTS a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a partir de la agregación de las previsiones aportadas por las empresas distribuidoras y transportistas. Según el artículo 26 de la Orden ECO/31/2004, modificado en la Orden ITC/3655/2005, el GTS es el encargado de comunicar, antes del día 1 de noviembre de cada año, a la Dirección General de Política Energética y Minas, los datos (consumo, número de clientes suministrados, la capacidad contratada, por niveles de presión, tipo de suministro y rango de volumen, desagregados para el mercado regulado y para el mercado liberalizado) necesarios para previsión de la demanda de cierre de 2005 y de 2006 recibidos de las empresas, debidamente integrados para el conjunto del sector. Para ello, se establece que cada año, todas las empresas o agrupaciones de empresas sometidas al proceso de liquidaciones deberán remitir al Gestor Técnico de Sistema antes del día 15 de octubre de cada año, los datos relativos a la previsión de demanda de cierre del ejercicio así como las del año siguiente, especificando, entre otros, el consumo y número de clientes suministrados, la capacidad contratada, las ventas y clientes incorporados, todo ello por nivel de presión, tipo de suministro y rango de volumen, desagregados para el mercado regulado y para el mercado liberalizado.

A finales de 2005, esta Comisión coordinó con el GTS la petición de información a solicitar, a las distintas empresas transportistas y distribuidoras, sobre el número de

clientes, los caudales y los consumos, previstos para el cierre de 2005 y para 2006, desagregados por tarifa de venta y peaje de transporte y distribución. Dicha información fue recibida con todo el detalle solicitado por esta Comisión, si bien, se han realizado modificaciones en la información remitida por las empresas debido a inconsistencias y erratas detectadas en la misma.

Cabe señalar que los datos de consumo y número de clientes, desglosado por tarifas de venta, peajes y cánones, recibidos de las empresas por esta Comisión, son coincidentes con el escenario aportado por el GTS al MITC. Es decir, no se incluye la mejor previsión de demanda del GTS para 2006, sino la suma de las previsiones de las empresas.

Esta Comisión solicitó información a ENAGAS sobre sus previsiones, como Gestor Técnico del Sistema, de la demanda para el cierre 2005 y 2006. Dicha información, coincide, en el presente ejercicio, con la agregación de las previsiones aportadas por las empresas distribuidoras y transportistas.

No obstante, tal y como se señala en la Memoria que acompaña a las Órdenes de retribución, tarifas y peajes y cánones, el escenario de facturación previsto para 2006 se ha calculado tomando como punto de partida los datos agregados de las empresas, si bien, se ha estimado el paso de consumo del mercado regulado al liberalizado de acuerdo con las medidas de supresión de tarifas que se proponen en la Orden de tarifas.

Otro aspecto relevante a señalar es la diferencia en la información recibida en la CNE respecto a la previsión de consumo anual de los ciclos combinados. Al contrastar la previsión de generación de electricidad de los ciclos combinados, según el escenario central de demanda de barras de central proporcionado a esta Comisión por REE, como Operador del Sistema eléctrico, y suponiendo un rendimiento eléctrico del 50%<sup>3</sup> en estas centrales de producción, se observa que la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados de las empresas gasistas, agregada por el GTS es muy superior a la incluida en el escenario remitido por el OS (REE).

---

<sup>3</sup> Según información de las empresas titulares de instalaciones de ciclos combinados aportada a esta Comisión.

Asimismo, cabe señalar que la previsión de generación eléctrica de ciclos combinados para 2006 implícita en la demanda de gas natural de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, supera la previsión incluida en la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2006.

**Cuadro 3. Previsión para 2006 del gas natural demandado por los ciclos combinados según distintos agentes**

Previsión Inicial 2006		
<b>Previsión REE (Octubre 2005)</b>		
Escenario de Demanda	Producción eléctrica (GWh) (1)	Demanda de Gas (GWh)
Central	56.100	112.200
Información que acompañaba a la Propuesta de RD de Tarifa eléctrica para 2006		103.422
		51.711
<b>Previsión Memoria que acompaña a propuesta de Órdenes</b>		
Demanda de gas según escenario de las empresas gasistas	75.767	151.535

Fuentes: REE, ENAGAS, empresas gasistas, MITC (información que acompaña a propuesta RD de Tarifa eléctrica 2006 y Memoria que acompaña a propuestas de Órdenes) y CNE

(1) Rendimiento eléctrico del 50%

Si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión susceptible a cambios entre las variables reales y estimadas, se hace necesario que exista coherencia entre las previsiones sobre generación eléctrica y demanda de gas natural de las instalaciones de ciclo combinado, aportadas por el OS y el GTS para realizar los ejercicios tarifarios, debido a que es una información relevante tanto para la elaboración de la tarifa media o de referencia eléctrica, como para la de las tarifas, peajes y cánones de gas natural, que, por primera vez, coincidirá la publicación de sus valores, en el mismo momento de tiempo (1 de enero de 2006). Esta Comisión podría participar en la coordinación con el GTS y OS para establecer criterios en las variables solicitadas y las características de las mismas, en la contrastación y coherencia de los datos recibidos por los distintos agentes.

## **4 DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA**

### ***4.1 Introducción de peajes de duración inferior a 12 meses***

La propuesta de Orden de la que esta Comisión emite su informe preceptivo, en su artículo 11, determina, los peajes aplicables a los contratos de duración inferior a 365 días.

De acuerdo con la propuesta, dichos peajes se calculan a partir de los valores de peajes, incluidos en el Anexo de dicha Orden, aplicados exclusivamente a contratos de duración igual o superior a 365 días.

Para el cálculo de los peajes aplicables a contratos de duración inferior a 365 días, se propone multiplicar el término de reserva de capacidad, el término de peaje de regasificación y el término fijo del peaje de conducción por los siguientes coeficientes:

- a) Contratos de duración inferior a 30 días: Se aplicará el resultado de multiplicar el número de días de duración del contrato por los coeficientes correspondientes a los peajes diarios establecidos en el Anexo de la propuesta de Orden (columna 1 del Cuadro 4).
- b) Contratos que coincidan con uno o varios meses naturales: Cada mes se aplicará el coeficiente correspondiente a los peajes mensuales propuestos en el Anexo de la propuesta de Orden (columna 2 del Cuadro 4).
- c) Contratos de duración superior a 30 días que no coincidan con meses naturales: Para los meses completos se aplicará lo establecido en el párrafo b) y para el resto de días lo establecido en el apartado a).

d) Contratos estacionales. Se aplicarán exclusivamente a los contratos de la siguiente duración:

- 1.- Del 1 de noviembre al 31 de marzo: Coeficiente: 1,720
- 2.- Del 1 de abril al 31 de julio: Coeficiente: 1,011
- 3.- Del 1 de agosto al 30 de agosto: Coeficiente: 0,887
- 4.- Del 1 de septiembre al 30 de octubre: Coeficiente: 1,035

**Cuadro 4. Coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración inferior a 365 días**

	<b>Peaje diario (1)</b>	<b>Peaje mensual (2)</b>
enero	0,086	1,720
febrero	0,086	1,720
marzo	0,086	1,720
abril	0,055	1,098
mayo	0,049	0,972
junio	0,049	0,973
julio	0,049	0,973
agosto	0,044	0,887
septiembre	0,049	0,983
octubre	0,056	1,115
noviembre	0,086	1,720
diciembre	0,086	1,720

Asimismo, se propone que La Comisión Nacional de Energía pueda elaborar un formato normalizado para este tipo de contratos.

## **4.2 Introducción del peaje interrumpible**

En el artículo 12 de la propuesta de Orden ITC/2005, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2006, se determina, por primera vez, la introducción de peajes interrumpibles. Según esta modalidad de contrato, el cliente interrumpirá su consumo de gas ante solicitudes del Gestor Técnico del Sistema en las condiciones que se establecen en dicho artículo.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en la propuesta de Orden, para contratar esta modalidad de servicio de acceso, será necesaria la firma de un convenio entre el cliente, el comercializador en su caso y el Gestor Técnico del Sistema Gasista. En el caso de que el cliente sea un generador eléctrico, deberá firmar igualmente el Operador del Sistema Eléctrico.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista remitirá copia del Convenio a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la correspondiente empresa distribuidora.

Se establece que la duración mínima de este contrato será de 12 meses y máxima de 48 meses prorrogables en función de la evolución del mercado y las necesidades zonales.

En cuanto a las condiciones para poder acogerse a este tipo de contrato, se establecen los siguientes criterios.

1. Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día
2. Presión de suministro superior a 4 bar.
3. Telemedida operativa.
4. Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.

Asimismo, se determina que el Gestor Técnico del Sistema, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, publicará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día.

En relación a los criterios para la ejecución de las interrupciones, cabe destacar que, la solicitud de interrupción solamente podrá realizarse por parte del Gestor Técnico del Sistema y requerirá comunicación previa al Secretario General de la Energía. Dicha solicitud implicará la solicitud de declaración de Situación de Operación Excepcional Nivel 1.

Por último, la propuesta de Orden incluye en su Anexo los peajes aplicables en esta modalidad de servicio de acceso a las instalaciones de transporte y distribución.

A continuación se muestran los valores publicados, así como las variaciones respecto a los peajes firmes establecidos en la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe. Cabe señalar que el término de capacidad no varía respecto a los peajes firmes de la propuesta de Orden, el término fijo es nulo y el término variable aplicable a cada tipo de peaje es superior entre un 1,2% y 47% respecto a los valores de los peajes firmes de la propuesta de Orden.

**Cuadro 5. Peajes interrumpibles de la propuesta de Orden**

	Peaje T&D Interrumpible				% variación respecto a peajes firmes de la propuesta de Orden			
	Reserva Capacidad (€/kWh/día /mes)	Término Fijo (€/kWh/día /mes)	Término variable (€/kWh)		Reserva Capacidad	Término Fijo	Término variable	
			Tipo A	Tipo B			Tipo A	Tipo B
<b>Peaje 1 Interrumpible (P &gt; 60 bar)</b>								
1.1 Int	0,006625		0,000760	0,000524	0,0%	-100%	47%	1,4%
1.2 Int	0,006625		0,000612	0,000422	0,0%	-100%	47%	1,2%
1.3 Int	0,006625		0,000551	0,000380	0,0%	-100%	47%	1,3%
<b>Peaje 2 Interrumpible (4 bar &lt; P &lt; 60 bar)</b>								
2.3 Int	0,006625		0,001121	0,000773	0,0%	-100%	47%	1,3%
2.4 Int	0,006625		0,001005	0,000693	0,0%	-100%	47%	1,3%
2.5 Int	0,006625		0,000880	0,000607	0,0%	-100%	47%	1,3%
2.6 Int	0,006625		0,000764	0,000527	0,0%	-100%	47%	1,3%

Fuente: MITC – propuesta de Orden de peajes y cánones

### 4.3 Introducción del peaje de tránsito internacional

La propuesta de Orden ITC/2005, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2006, en su artículo 13, determina el peaje de tránsito internacional, aplicable al servicio de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional y con origen en otra conexión internacional, una conexión con un yacimiento o una planta de regasificación.

Los peajes aplicables al tránsito internacional se determinan en el punto sexto del Anexo de la propuesta de Orden, estableciéndose que se aplicará el peaje de transporte y distribución correspondiente a la presión y volumen de consumo, multiplicando los

términos fijo y variable, incluyendo el de reserva de capacidad, por el coeficiente del Cuadro 6 que corresponda en función del punto de entrada y el de salida.

**Cuadro 6. Coeficientes en función del punto de entrada y de salida**

		PUNTO DE SALIDA		
		PORTUGAL-EXTREMADURA	PORTUGAL-GALICIA	LARRAU
PUNTO DE ENTRADA	CARTAGENA	1,000	1,000	1,000
	HUELVA	0,620	1,000	1,000
	SAGUNTO	1,000	1,000	0,833
	BILBAO	1,000	1,000	0,515
	BARCELONA	1,000	1,000	0,773
	MAGREB	0,716	1,000	1,000
	PORTUGAL-EXTREMADURA			1,000
	PORTUGAL-GALICIA			1,000
	LARRAU	1,000	1,000	

Asimismo, se determina que el contrato de acceso deberá indicar expresamente el punto de entrada, el de salida y el caudal contratado de salida, que coincidirá con el de entrada en el caso de que ésta se realice por gasoducto y con el caudal de regasificación en el caso de que la entrada se realice mediante una planta de regasificación.

La prestación de este servicio necesitará la aprobación previa del Gestor Técnico del Sistema, que lo condicionará a la seguridad de suministro de los consumidores, a la eficiencia del sistema gasista nacional y a las restricciones técnicas zonales de los lugares donde se lleve a cabo la entrada o la salida.

La denegación por parte del Gestor Técnico del Sistema habrá de ser motivada y comunicada a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

No obstante, en la propuesta de Orden se determina que durante el invierno, a estos contratos le serán aplicables las restricciones establecidas en el Plan Invernal en vigor,

aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, tal como se recoge en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Las condiciones de ejecución del contrato de tránsito habrán de ser compatibles con la operación del sistema gasista.

La duración máxima de este tipo de contrato será de dos años, prorrogables en función de la disponibilidad de capacidad del sistema gasista español.

En este peaje se incluye únicamente el almacenamiento operativo necesario para realizar la operación.

Al uso de las instalaciones de regasificación asociado a operaciones de tránsito internacional se le aplicará el peaje establecido en el Anexo de la Orden de peajes. Estas operaciones necesitarán igualmente aprobación previa por parte del Gestor Técnico del Sistema y solo incluirán el almacenamiento operativo de GNL necesario para realizar la operación.

#### ***4.4 Peajes aplicados a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican los peajes del grupo 2***

En el artículo 9 de la Orden ITC/103/2005, se establecía que los consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año podrán solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar y, en el caso de que dicha solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes de dicha presión en su zona, el consumidor podrá solicitar la aplicación de los peajes y cánones correspondientes a consumidores conectados a gasoductos a presión entre 4 y 60 bar (peajes del grupo 2) correspondientes a su consumo.

No obstante, ya se recogía en el artículo 9 de la Orden ITC/103/2005, la intención de comenzar a aplicar un peaje de adaptación de los peajes del grupo 2 al grupo 3 de manera progresiva hasta el año 2010.

En línea con lo señalado anteriormente, la propuesta de Orden de peajes incorpora unos peajes de transporte y distribución (términos de conducción), denominados “2.bis” aplicables a este tipo de clientes, que incorporan un incremento del 5% de la diferencia existente entre los peajes medios del grupo 2 y del grupo 3. En base a la aplicación de estas diferencias, se incluyen en el punto 2.4 del Anexo de la propuesta de Orden los términos del peaje de transporte y distribución aplicables a dichos clientes. Los valores propuestos son los que se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro 7. términos del peaje de transporte y distribución propuestos del peaje 2 bis**

	<b>Término fijo</b> $T_{fij}$ €/kwh/día/mes	<b>Término variable</b> $T_{vij}$ €/kwh
<b>Peaje 2 bis (4 bar &lt; P &lt;= 60 bar)</b>		
2.1	0,164183	0,001254
2.2	0,044563	0,001001
2.3	0,030968	0,000860
2.4	0,029816	0,000810
2.5	0,028046	0,000726
2.6	0,025799	0,000630

#### **4.5 Peaje de trasvase de GNL a buque**

La Orden ITC/103/2005 determinó, por primera vez, en su Disposición transitoria única la aplicación de un peaje de trasvase de GNL a buques. Asimismo, se estableció que en el plazo de nueve meses, a partir de la entrada en vigor de dicha Orden, la Comisión Nacional de Energía debería presentar a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de peaje para los servicios de trasvase de GNL a buque.

De acuerdo con lo establecido en dicha Orden, esta Comisión remitió el 9 de diciembre de 2005 una propuesta de metodología para elaborar el peaje solicitado, que ha sido tenida en cuenta en el peaje de la propuesta de Orden.

En particular, a los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación se le aplicará el siguiente peaje:

Término fijo: 105.274 €/operación

Término variable: 0,05109 €/kWh

Con un precio mínimo por operación de 50.000 €.

Si bien esta Comisión considera que, por una parte, en el término variable hay una errata y debería ser 0,0005109 €/kWh y debería eliminarse el precio mínimo por operación de 50.000 €.

Para el trasvase de buque a buque, sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se aplicará un peaje del 80% del valor anterior. Las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, como asimismo la entrega del gas necesario para la operación.

Estos servicios solo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

#### **4.6 Telemedida**

La propuesta de Orden ITC/2005, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, en su artículo 10, ha actualizado e impulsado la normativa que afectaba a la instalación de aparatos de telemedida, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre. No obstante, en la propuesta se incluye un apartado no considerado en dicha Orden. En particular, la propuesta de Orden incluye en su apartado 7:

7. *“Las empresas distribuidoras que tengan conectados a sus instalaciones algún consumidor obligado a disponer de equipos de telemedida de acuerdo con la normativa vigente, deberán remitir, antes del día 31 de enero de 2006, a la*

*Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y comercio, los protocolos de comunicación utilizados en su empresa para la lectura de los equipos de teled medida.”*

#### **4.7 Variaciones en los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004**

La propuesta de Orden ITC/2005, por la que se establecen los peajes y los cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para 2006, establece en su Anexo, los nuevos precios máximos antes de impuestos de los peajes y cánones de los servicios básicos para 2006. A diferencia de años anteriores, los nuevos peajes no son resultado de aplicar variaciones homogéneas en todos los peajes y cánones vigentes. En particular, el canon de almacenamiento de GNL aumenta un 10%, el peaje de regasificación registra una variación nula y los términos de facturación del peaje de transporte y distribución y el canon de almacenamiento subterráneo disminuye un 1,3% respecto a los vigentes, según la Orden ECO/32/2004. En el Cuadro 8 se muestran las variaciones propuestas para cada uno de los peajes y cánones establecidos.

Asimismo, de acuerdo con las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden de peajes, se incorporan en dicho Anexo, los valores aplicables a los clientes a los que hace referencia el artículo 9 de la propuesta de Orden (véase punto 6.4), el peaje de trasvase de GNL a buque (véase punto 6.6), el peaje de tránsito internacional (véase punto 6.2), el precio del peaje de transporte y distribución interrumpible (véase punto 6.3) y el precio del peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a 12 meses (véase punto 6.1).

**Cuadro 8. Variaciones propuestas de peajes y cánones (2006/2005)**

<b>PEAJE DE REGASIFICACIÓN</b>						
	Orden ECO/32/2004 (1)	Propuesta OM 2006	% variación propuesta OM 2006 sobre 2005			
Tfr (€/kWh/día/mes) =	0,014662	0,014662	0,00%			
Tvr (€/kWh) =	0,000087	0,000087	0,00%			
<b>PEAJE DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN</b>						
1. Término Reserva de Capacidad (€/kWh/día/mes)	0,006712	0,006625	-1,30%			
2. Término de Conducción						
	2005		propuesta 2006		% variación propuesta OM 2006 sobre 2005	
	Término fijo T <sub>rij</sub> €/kWh/día/mes	Término variable Tv <sub>ij</sub> €/kWh	Término fijo T <sub>rij</sub> €/kWh/día/mes	Término variable Tv <sub>ij</sub> €/kWh	Término fijo T <sub>rij</sub>	Término variable Tv <sub>ij</sub>
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>						
1.1	0,021389	0,000524	0,021111	0,000517	-1,30%	-1,30%
1.2	0,019108	0,000422	0,018860	0,000417	-1,30%	-1,30%
1.3	0,017777	0,000380	0,017546	0,000375	-1,30%	-1,30%
<b>Peaje 2 (4 bar&lt;P&lt;= 60 bar)</b>						
2.1	0,156614	0,001197	0,154578	0,001181	-1,30%	-1,30%
2.2	0,042509	0,000954	0,041956	0,000942	-1,30%	-1,30%
2.3	0,027833	0,000773	0,027471	0,000763	-1,30%	-1,30%
2.4	0,025506	0,000693	0,025174	0,000684	-1,30%	-1,30%
2.5	0,023447	0,000607	0,023142	0,000599	-1,30%	-1,30%
2.6	0,021568	0,000527	0,021288	0,000520	-1,30%	-1,30%
	Término fijo T <sub>rij</sub> €/consumidor/mes	Término variable Tv <sub>ij</sub> €/kWh	Término fijo T <sub>rij</sub> €/consumidor/mes	Término variable Tv <sub>ij</sub> €/kWh	Término fijo T <sub>rij</sub>	Término variable Tv <sub>ij</sub>
<b>Peaje 3 (P&lt;= 4 bar)</b>						
3.1	2,17	0,024530	2,14	0,024211	-1,30%	-1,30%
3.2	4,85	0,018178	4,79	0,017942	-1,30%	-1,30%
3.3	37,57	0,010066	37,08	0,009935	-1,30%	-1,30%
3.4	56,07	0,007916	55,34	0,007813	-1,30%	-1,30%
<b>CANON DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO</b>						
Tf (€/kWh/mes) =	0,000191	0,000189	-1,30%			
Tv (€/kWh) =	0,000176	0,000174	-1,30%			
<b>CANON DE ALMACENAMIENTO GNL</b>						
Tv (€/m3 de GNL/día) =	0,078975	0,086873	10,00%			

(1) peajes aplicados en 2004 y 2005.

#### **4.8 Cuota a aplicar sobre la facturación de los peajes y cánones destinada a la retribución del Gestor técnico del Sistema**

La propuesta de Orden ITC/2006, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, en su artículo 4, determina que la cuota a aplicar sobre la facturación de los peajes y los cánones, destinada a la retribución del Gestor técnico del sistema para 2006, será del 0,37%. Como se observa en

el cuadro siguiente, dicha cuota supone una reducción del 30,19% respecto a la establecida en la Orden ITC/103/2005.

**Cuadro 9. Cuotas a aplicar sobre facturación de tarifas de venta a mercado regulado y sobre facturación de peajes y cánones a mercado liberalizado para financiar la retribución del GTS**

	2002	2003	2004	2005	2006
- Mercado regulado	0,30%	0,28%	0,30%	0,25%	0,18%
- Mercado liberalizado	0,63%	0,59%	0,62%	0,53%	0,37%

	% de variación respecto al año anterior				
	2002	2003	2004	2005	2006
- Mercado regulado		-6,67%	7,14%	-16,67%	-28,00%
- Mercado liberalizado		-6,35%	5,08%	-14,52%	-30,19%

Fuentes: Órdenes Ministeriales y propuestas de Órdenes de 2006.

De acuerdo con información incluida en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes de las que esta Comisión debe emitir informe preceptivo, las cuotas para la retribución del GTS incluidas, tanto en la propuesta de Orden de peajes (0,37%) aplicada sobre la facturación de peajes y cánones, como en la propuesta de Orden de tarifas de venta (0,18%) aplicada sobre la facturación de las tarifas de venta de gas natural, permitirán, de acuerdo con el escenario de previsión de ingresos del MITC para 2006, retribuir al GTS por un importe de 10.219 miles de €, lo que supone asignar en 2006 la misma retribución al GTS que la que fuera asignada en 2005 y 2004.

**Cuadro 10. Senda retributiva asignada al GTS**

Año	Ingresos asignados a la retribución del GTS	% de variación respecto al año anterior
2002	8.955	
2003	9.905	10,6%
2004	10.219	3,2%
2005	10.219	0,0%
2006	10.219	0,0%

Fuente: Memorias que acompañan a las propuestas de Órdenes.

## 5 COMENTARIOS GENERALES

### 5.1 *Modificaciones normativas en rango Orden*

En la exposición de motivos de la propuesta de Orden se señala que, de acuerdo con el artículo 25 del Real Decreto 949/2001, en su apartado segundo, el Ministro de Economía podrá modificar la estructura de tarifas, peajes y cánones si razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo del ámbito comunitario lo hace aconsejable. En particular, cabe señalar que la propuesta de Orden introduce, por primera vez, el peaje de tránsito internacional, el peaje interrumpible, la aplicación de coeficientes sobre los términos fijos de los peajes de regasificación y transporte y distribución en contratos inferiores al año, la aplicación de valores de peajes distintos a los actuales a clientes industriales suministrados a menos de 4 bar, a los que se les aplican los peajes del grupo 2.

Por su parte, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, estableció un sistema económico integrado para el sector de gas natural, definiendo, específicamente, los peajes y cánones de los servicios básicos.

Asimismo, la Orden ITC/103/2005 introdujo el peaje de transvase de GNL a buque, puesta en frío de buques y trasvase de buque a buque. La propuesta de Orden establece los nuevos valores de dichos peajes.

Ninguno de los peajes comentados anteriormente, están incluidos específicamente en la estructura de peajes que establece el RD 949/2001. Se considera que sería conveniente que dichos cambios fueran introducidos en norma de rango superior a la de Orden ITC.

En consecuencia, se considera que la introducción de los nuevos peajes contenidos en la Propuesta de Orden, habría de llevarse a cabo, preferiblemente, a través de una modificación del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, en la que debería constar la definición precisa de cada uno de los servicios incluidos en los peajes, los derechos inherentes a los mismos, así como los parámetros específicos para su determinación.

## 5.2 Valoración de los peajes y cánones de la propuesta de Orden

Las variaciones propuestas en los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004<sup>4</sup> son el resultado de comparar, según lo indicado en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, por una parte, los ingresos resultantes de la aplicación de los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004 a todos los clientes, tanto del mercado regulado como del liberalizado y, por otra parte, las retribuciones de actividades a recuperar por los diferentes peajes y cánones de gas natural definidas en el artículo 26 del RD 949/2001.

Al comparar las cifras de ingresos y costes previstos, se observa que, los ingresos superan a los costes, y que, por tanto cabría reducir el ingreso medio, obtenido con los peajes de la Orden ECO/32/2004, un 0,39%.

**Cuadro 11. Costes de acceso necesarios para 2006 e Ingresos obtenidos al aplicar los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004 a todos los consumidores (Millones de euros)**

<i>Ingresos por peajes y cánones a precios de la Orden ECO/32/2004 (A)</i>	<b>2.162,62</b>
<i>Costes de acceso de la propuesta de Orden (B) (1)</i>	<b>2.154,14</b>
<b>Reducción promedio (A)/(B)</b>	<b>-0,39%</b>

Fuentes: MITC y CNE

Nota:

(1) Se incluye la diferencia de 19.057 € respecto al escandallo de costes de acceso de la Memoria, derivada de la inconsistencia entre la información relativa a nuevas instalaciones de almacenamiento, regasificación y transporte (284.439.292 €) y el coste imputado por el mismo concepto en el escandallo de costes de acceso (284.420.235 €).

Cabe señalar que, como se expone en la propia Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, no se ha tenido en cuenta el efecto que, sobre los ingresos por acceso, tendrá el establecimiento de los nuevos peajes. En concreto, si bien no se aportan los cálculos

<sup>4</sup> La Orden ITC/103/2005 mantiene los precios de los peajes y cánones establecidos en la Orden ECO/32/2004.

correspondientes, en la información que acompaña a las propuestas de Órdenes, se indica que el aumento de la recaudación por la aplicación de los peajes de tránsito, peajes a corto plazo y peajes del grupo 2 bis compensará la disminución de la recaudación derivada de la aplicación de los nuevos peajes interrumpibles. Asimismo, no se incorpora el efecto sobre la recaudación del peaje de trasvase de GNL a buque. Todos estos efectos no son incluidos en el ejercicio de previsión de 2006 ante la dificultad de estimar las operaciones que afectarán a los nuevos peajes, debido a que la prestación de dichos servicios son, a día de hoy, de difícil previsión.

La propuesta de Orden de peajes y cánones establece una reducción lineal en el término de conducción de los peajes de T&D del 1,3%, con la excepción de los nuevos peajes del grupo 2.bis, un aumento del 10% del canon de almacenamiento de GNL y el mantenimiento del peaje de regasificación respecto a los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004.

Cabe señalar que, tal y como ha indicado esta Comisión, en informes tarifarios anteriores, se considera que los peajes de transporte y distribución deben trasladar los costes reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valora positivamente la introducción de los peajes “2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros.

En el escenario de previsión de ingresos de la CNE, se ha obtenido la facturación por peajes y cánones, de clientes en el mercado regulado y en el mercado liberalizado, sin tener en cuenta, las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden de peajes, con la excepción de los peajes del Grupo 2.bis y de la eliminación durante 2006 de algunas tarifas de venta. Se ha calculado *a posteriori* el efecto de algunas de las modificaciones sobre los ingresos totales de acceso (véase Anexo I).

Para valorar la suficiencia de los peajes y cánones propuestos en el escenario de previsión de la CNE se ha tomado como referencia el escandallo de costes de acceso de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes. Es importante señalar que se han detectado una serie de inconsistencias en los costes correspondientes a nuevas instalaciones, GTS y CNE, contenidos en la Memoria que acompaña a las propuestas de

Órdenes, por lo que se ha tomado como referencia el escandallo de costes de acceso de la Memoria que acompaña a la propuesta de Órdenes corrigiendo el valor de las nuevas instalaciones de almacenamiento, regasificación y transporte.

En el siguiente cuadro se recoge el escandallo de costes que se emplea para valorar la suficiencia de ingresos con los peajes y cánones de la propuesta de Orden, según el escenario de previsión de la CNE.

**Cuadro 12. Costes de acceso 2006 a cubrir mediante peajes y cánones de la propuesta de Orden**

Concepto de Coste	Miles €	% s/total acceso
<b>Regasificación</b>	<b>297.791</b>	<b>13,8%</b>
Actualización 2005	99.490	4,6%
Nuevas instalaciones	116.971	5,4%
Variable	81.330	3,8%
<b>Almacenamiento</b>	<b>71.202</b>	<b>3,3%</b>
Actualización 2005	68.227	3,2%
Nuevas instalaciones	2.975	0,1%
<b>Transporte</b>	<b>592.027</b>	<b>27,5%</b>
Actualización 2005	427.534	19,8%
Nuevas instalaciones	164.493	7,6%
<b>Distribución</b>	<b>1.271.441</b>	<b>59,0%</b>
<b>Retribución específica 04/05</b>	<b>66.000</b>	<b>3,1%</b>
<b>Desvios 2002-2004</b>	<b>-159.788</b>	<b>-7,4%</b>
<b>Retribución Gas Talón</b>	<b>2.000</b>	<b>0,1%</b>
<b>GTS (2)</b>	<b>10.200</b>	<b>0,5%</b>
<b>CNE (2)</b>	<b>3.270</b>	<b>0,2%</b>
<b>Total Acceso</b>	<b>2.154.143</b>	<b>100,0%</b>

	<b>Nuevas instalaciones (A) previstas para 2006</b>	
→	Almacenamiento	2.975.106
→	Regasificación	116.971.389
→	Transporte	164.492.797
	<b>Total</b>	<b>284.439.292</b>
		
	<b>Nuevas instalaciones en el escandallo costes de acceso (B)</b>	<b>284.420.235</b>
	<b>Diferencia (A) - (B)</b>	<b>19.057</b>

Fuente: MITC – Memoria que acompaña a la propuesta de Órdenes

En el siguiente cuadro se resume la previsión de ingresos por peajes y cánones de la propuesta de Orden según el escenario de la CNE, explicado en detalle en el Anexo I del presente informe. Se tiene en cuenta que todos los consumidores, ya sean en el mercado regulado o en el mercado liberalizado, pagan los peajes y cánones de la propuesta de Orden.

**Cuadro 13. Previsión de Ingresos por Peajes y Cánones. Facturación a todo el Sistema a peajes y cánones de la propuesta de Orden. Año 2006.**

	Total	Regulado	Liberalizado
<b>Ingresos por Peajes y Cánones</b>	<b>2.227.632</b>	<b>910.749</b>	<b>1.316.883</b>
<i>Regasificación</i>	271.619	39.888	231.731
<i>Almacenamiento</i>	38.480	15.994	22.486
Subterráneo	34.052	15.526	18.525
GNL	4.428	468	3.960
<i>Regasificación + Almacenamiento</i>	310.099	55.882	254.217
<i>Transporte y Distribución</i>	1.917.533	854.867	1.062.666
Reserva capacidad	106.539	16.534	90.005
Conducción	1.810.994	838.333	972.661
<b>Ingresos por Acceso (Miles de €)</b>	<b>2.227.632</b>	<b>910.749</b>	<b>1.316.883</b>
<b>GWh</b>	<b>435.616</b>	<b>68.788</b>	<b>366.828</b>
<b>Costes de acceso (Miles de €)</b>	<b>2.154.143</b>	<b>862.881</b>	<b>1.291.262</b>
<b>Diferencia Ingresos - Costes</b>	<b>73.488</b>	<b>47.868</b>	<b>25.621</b>
<b>% variación</b>	<b>-3,30%</b>	<b>-5,26%</b>	<b>-1,95%</b>
<b>Costes de acceso de propuesta Orden de Retribución (Miles de €)</b>	<b>2.154.143</b>	<b>862.881</b>	<b>1.291.262</b>
<b>Diferencia Ingresos - Costes</b>	<b>73.488</b>	<b>47.868</b>	<b>25.621</b>
<b>% variación</b>	<b>-3,30%</b>	<b>-5,26%</b>	<b>-1,95%</b>

Fuentes: Empresas transportistas y distribuidoras, GTS, MITC y CNE

Según este escenario de previsión de la CNE, los ingresos por los peajes y cánones de la propuesta que deben pagar todos los consumidores, serían suficientes para cubrir los costes de acceso y además, cabría una rebaja del 3,30% respecto al escandallo de costes de acceso de la propuesta de Orden, suponiendo que las modificaciones normativas introducidas en las propuesta de Órdenes de tarifas de venta y peajes y cánones tuvieran un efecto neutro sobre los ingresos del sistema.

No obstante, en el escenario CNE se ha facturado a todos los consumidores del sistema, también a las centrales térmicas, clientes interrumpibles y clientes a tarifa de materia

prima, por todos los peajes y cánones (firmes) que les correspondería, en función de su nivel de presión y rango de consumo, debido a que se considera que todos los clientes deben pagar por los costes en que su suministro hace incurrir al sistema.

Asimismo, cabe señalar el efecto incierto derivado de la introducción de los peajes interrumpibles, no computado en el escenario CNE, y que podría suponer una reducción de los ingresos por peajes de T&D.

Por todo lo indicado y siguiendo criterios de prudencia tarifaria, esta Comisión valora positivamente la introducción de variaciones aplicadas individualmente en los peajes y cánones, cuyo efecto medio es inferior al resultante del escenario de esta Comisión, facturando a todos los clientes en el mercado liberalizado. En consecuencia, se concluye no aplicar reducciones de peajes superiores a las incluidas en la propuesta de Orden.

### ***5.3 Aditividad de costes para establecer tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural***

Los peajes y cánones de gas natural se aplican a todos los suministros, bien en el mercado regulado, como parte de su tarifa de venta, bien en mercado liberalizado, de forma coherente (aplicando los mismos peajes y cánones a clientes de características similares que están en ambos mercados) y para garantizar la suficiencia de costes. Es decir, se analiza la variación global necesaria aplicar a los peajes que están vigentes, para cubrir los costes de acceso previstos para 2006, según las variables de facturación previstas para 2006 por el MITC.

A diferencia de años anteriores, en el ejercicio 2006 no se establecen variaciones homogéneas para todos los peajes y cánones. De esta forma, es posible establecer cierta coherencia entre la evolución de los diferentes costes de acceso y la forma en que dichos costes son trasladados a cada uno de los peajes y cánones. Desde esta Comisión, y en línea con lo indicado en el informe 1/2005, se valora positivamente que no se realice un reparto homogéneo de los costes de acceso entre todos los suministros, sino que las variaciones de los distintos peajes y cánones reflejen las variaciones de los distintos costes regulatorios.

Se observa, tal y como se señala en el informe de esta Comisión sobre propuesta de Orden de tarifas de venta de gas natural para 2006, que algunas tarifas no cubren de forma aditiva todos los costes medios de suministro. El caso más claro es el de la tarifa de venta de la materia prima, cuyo valor es inferior al propio Cmp.

Por otra parte, respecto a la correspondencia entre peajes y retribución de la actividad que cada peaje / cánon debe cubrir, se constata una diferencia entre la retribución asignada inicialmente a la actividad de regasificación (298 millones de €) y los ingresos previstos inicialmente con cargo al peaje de regasificación (272 millones de €), lo que induce a pensar que se está produciendo un desvío de recursos de peajes de transporte y distribución para financiar la actividad de regasificación, lo que mitiga, en parte, el mayor coste de entrada existente por planta que por gasoducto.

Análogamente, se observa una insuficiencia de ingresos, valorada en 37 millones de € según el escenario de elegibilidad plena de la CNE para cubrir el coste de almacenamiento subterráneo (71 millones de €).

**Cuadro 14. Costes e ingresos de regasificación y almacenamiento**

	Costes (Miles €)	Ingresos Propuesta OM (Miles €)	Diferencia
Regasificación	297.791	271.619	26.172
Almacenamiento	71.202	34.052	37.151



No obstante, cabe señalar, que la diferenciación de variaciones de los peajes y cánones que introduce la propuesta contribuye a reducir la inconsistencia entre el precio (peaje / cánon) y el coste de la actividad que debe cubrirse.

Si bien se valora la coherencia entre la evolución de costes de acceso y las variaciones de peajes y cánones incluidas en las propuestas de Órdenes, máxime este año en que se diferencian las variaciones de los peajes y cánones acorde con la diferenciación en las

variaciones de costes, no se dispone de información relativa a los criterios de asignación de cada coste para establecer las tarifas de venta, peajes y cánones, que expliquen las variaciones tarifarias que se proponen para 2006.

Esta Comisión considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una Metodología que haga explícitos los criterios de asignación de costes para establecer tarifas, peajes y cánones de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, que se correspondan con los objetivos señalados por el RD 949/2001.

A este respecto cabe señalar que esta Comisión tiene el encargo del Gobierno para realizar un estudio sobre los costes de la red básica de gas imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para la realización de este trabajo se elaborará una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores.

## **6 COMENTARIOS PARTICULARES A LA PROPUESTA**

### ***6.1 Creación de peajes de duración inferior a 12 meses***

El sistema vigente de contratación de acceso en España, permite la contratación de capacidad por periodos de tiempo inferiores al año. Sin embargo, los términos fijos de los peajes y cánones que se aplican actualmente han sido calculados para su aplicación en contratos anuales, de acuerdo con las retribuciones anuales que dichos peajes y cánones deben cubrir. Esta inconsistencia puede suponer, que la proliferación de contratos de duración inferior a 12 meses, sin contrapartida, pueda suponer una recaudación inferior a la reconocida del Sistema.

En una situación como la actual, en la que hay exceso de capacidad de entrada y únicamente limitaciones puntuales y transitorias en la capacidad de salida, existen incentivos para que los agentes realicen contratos en los que ajusten la capacidad contratada a las necesidades de modulación estacional. Por tanto, como se señalaba

anteriormente, esta situación puede conducir a una disminución significativa de recaudación por el término fijo de los peajes y cánones.

Asimismo, cabe señalar que el Reglamento 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural (DOUE 3/11/05) establece, en su artículo 4, la necesidad de que los Gestores de Redes

*“...ofrecerán a los usuarios de la red servicios a largo y acorto plazo.*

*Los contratos de transporte firmados sin fecha de comienzo fija, o de duración inferior al contrato de transporte normalizado de duración anual, no podrán dar lugar a tarifas arbitrariamente superiores o inferiores que no correspondan con el valor de mercado del servicio, de conformidad con los principios establecidos en el artículo 3, apartado 1.”*

En consecuencia, se considera adecuada la incorporación en la propuesta de Orden de unos coeficientes a aplicar en los términos fijos de los peajes de transporte y distribución y regasificación por los contratos de capacidad de duración inferior a 12 meses. De esta forma, tal y como se recoge en la Memoria que acompaña las Órdenes, se satisface la necesidad de los comercializadores que van a realizar operaciones puntuales o cuya continuidad está marcada por la incertidumbre. Al mismo tiempo permitirá dar diferentes señales de precio sobre el uso de las infraestructuras, en función de su grado de saturación, incentivando su uso en las épocas de menor utilización.

En el diseño de peajes estacionales, se deberá considerar que los costes de la capacidad empleada en todos los periodos (temporadas, meses, días,...) sean repercutidos sobre todos los peajes, mientras que los costes de capacidad que sólo son empleados en ciertos periodos (por ejemplo, el mayor coste asociado a los meses de punta máxima) deberían recaer sobre los peajes específicos de esos periodos. Por tanto, antes de fijar los porcentajes a aplicar sobre los términos fijos de los peajes se deberá realizar una asignación de costes de capacidad por meses.

En la Memoria que acompaña las Órdenes se describe de forma detallada la metodología de cálculo empleada para establecer los peajes de duración inferior a 1 año. Esta Comisión valora de forma positiva la transparencia en la información aportada por el MITC y está de acuerdo, en líneas generales, con la forma de cálculo de los mismos. No obstante, se proponen las siguientes modificaciones en relación a los coeficientes a aplicar en los términos fijos de los peajes.

Según se indica en la propuesta de Orden de peajes y cánones, los coeficientes propuestos se aplican sobre el término fijo del caudal de los peajes correspondientes, a los servicios de acceso a las instalaciones gasistas. En el siguiente cuadro se muestran los coeficientes propuestos por el MITC, y los recargos / descuentos que supondría imputar sobre el término fijo (se ha utilizado el término de reserva de capacidad), en contratos inferiores al año de los aplicados con carácter general, a contratos de duración anual.

Se observa que en la propuesta del MITC, se imputa un descuento sobre los peajes estacionales, respecto al peaje mensual establecido, durante los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre<sup>5</sup>. Al aplicar el coeficiente propuesto sobre el término de caudal de la reserva de capacidad se alcanza un descuento de hasta el 11% en el mes de agosto. Asimismo, se proponen recargos en el resto de meses, siendo el recargo máximo de un 72% en los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo.

---

<sup>5</sup> En el análisis se ha corregido una errata de la propuesta de Orden, en la que los coeficientes de abril y octubre eran erróneos. El dato correcto es abril = 1,115 y octubre = 1,098..

**Cuadro 15. Coeficientes propuestos por el MITC, propuesta CNE y recargos / descuentos que se imputarían sobre el término fijo en contratos inferiores al año.**

	PROPUESTA MITC (1)		PROPUESTA CNE	
	Coeficiente a aplicar sobre el peaje mensual	Recargos sobre el término de caudal de Reserva de Capacidad	Coeficiente a aplicar sobre el peaje mensual	Recargos sobre el término de caudal de Reserva de Capacidad
Enero	1,720	72%	1,411	41%
Febrero	1,720	72%	1,411	41%
Marzo	1,720	72%	1,411	41%
Abril	1,115	11%	1,147	15%
Mayo	0,983	-2%	1,000	0%
Junio	0,973	-3%	1,000	0%
Julio	0,973	-3%	1,000	0%
Agosto	0,887	-11%	0,913	-9%
Septiembre	0,972	-3%	1,000	0%
Octubre	1,098	10%	1,131	13%
Noviembre	1,720	72%	1,411	41%
Diciembre	1,720	72%	1,411	41%

(1) Se observan inconsistencia entre los coeficientes mensuales publicados en la pag. 68 y la pag. 71 de la Memoria que acompaña las Órdenes. Los datos correctos, según los cálculos detallados por el MITC corresponden a la página 68.

Fuentes: MITC y CNE.

Esta Comisión considera que, la metodología de cálculo basada en el reparto de costes fijos en función de la capacidad máxima diaria mensual y la máxima anual es adecuada, así como la señal que proporcionan estos recargos / descuentos sobre el término fijo de los peajes. No obstante, se considera que se debería optar por unos coeficientes que supusieran recargos/descuentos más moderados que los propuestos por el MITC, debido a que los coeficientes de la propuesta son obtenidos a partir de los datos de un solo año (2004), lo que puede introducir cierto sesgo en los coeficientes estimados, a que es el primer año de aplicación de estos nuevos coeficientes sobre los peajes y a que no existe información suficiente para evaluar el impacto de la introducción de estos nuevos peajes sobre la recaudación y funcionamiento del sistema. Asimismo, dado que el reparto de costes, para calcular dichos coeficientes, se realiza a partir de datos diarios de demanda en las infraestructuras de transporte por gasoducto, se considera que se debería reflexionar sobre la aplicación de los mismos al término fijo del peaje de regasificación, por considerar que la punta de las infraestructuras de transporte por gasoducto no tiene por qué coincidir con la punta aplicable a otras infraestructuras de transporte o de distribución.

Asimismo, faltaría proponer los coeficientes a aplicar sobre el término fijo de almacenamiento subterráneo, teniendo en cuenta, de nuevo, que el criterio utilizado para calcular los coeficientes propuestos (demanda en las infraestructuras de transporte por gasoducto) no tiene por qué corresponder con la capacidad de inyección y extracción de los almacenamientos. Por ello, cabría establecer criterios para calcular estos coeficientes diferentes a los considerados en la propuesta (aplicados a los términos fijos del peaje de transporte y distribución y al término fijo de regasificación).

En relación a los coeficientes establecidos en la propuesta, se considera que algunas de las hipótesis utilizadas para el cálculo de dichos coeficientes no están debidamente justificadas. En particular, no se aporta justificación relativa al sobrecoste de un 30% impuesto sobre la recaudación por los nuevos recargos sobre los peajes. Según se recoge en la Memoria, dicho porcentaje sobre la recaudación se impone para compensar la pérdida de recaudación derivada de la sustitución de contratos a largo por contratos a corto en el caso de clientes de alta variabilidad en el consumo. No obstante, tal y como se señala anteriormente, actualmente no se dispone de la información necesaria para valorar dicho efecto y por tanto, el dato de un 30% de recargo sobre la recaudación.

Los datos de la propuesta de la CNE, se obtienen de aplicar una metodología similar a la del MITC, con las siguientes consideraciones:

- La demanda diaria máxima imputada para los meses de noviembre a marzo de 2004 es la mínima de dichas capacidades máximas (1.136 GWh/día), en lugar de la utilizada por el MITC (1.279 GWh/día). De esta forma se consigue reducir las diferencias relativas entre los meses de máxima y mínima capacidad.
- No se imputa ningún sobrecoste aleatorio a la recaudación, si bien, se realiza un ajuste para que en los meses de mayo, junio, julio y septiembre no se pague un peaje inferior al mensual que actualmente se aplica en los contratos de duración superior al año.

- A partir de estos resultados, se calculan los coeficientes a aplicar para el resto de meses, de acuerdo a la relación entre las ponderaciones obtenidas del reparto de costes fijos mensuales. De esta forma se imputaría un descuento, únicamente en el mes de agosto, respecto al peaje mensual aplicado a los contratos de duración superior a un año. Es importante señalar que esta hipótesis supondría una mayor recaudación del sistema, concretamente un 19%, cifra inferior al 30% incluido en la propuesta de Orden.

En el siguiente cuadro se muestra de forma detallada los cálculos realizados por esta Comisión.

**Cuadro 16. Propuesta CNE. Coeficientes a aplicar sobre términos fijos de peajes**

Meses	% Capacidad punta	reparto de capacidad	Ajuste CNE	Coeficiente a aplicar en el peaje mensual	Descuentos / Recargos en Reserva de Capacidad
agosto	76,8%	6,4%	7,6%	0,913	-8,7%
septiembre	83,5%	7,0%	8,33%	1,000	0,0%
junio	83,6%	7,0%	8,33%	1,000	0,0%
julio	83,6%	7,0%	8,33%	1,000	0,0%
mayo	84,2%	7,1%	8,33%	1,000	0,0%
octubre	90,1%	7,9%	9,4%	1,131	13,1%
abril	90,8%	8,0%	9,6%	1,147	14,7%
enero	100,0%	9,9%	11,8%	1,411	41,1%
febrero	100,0%	9,9%	11,8%	1,411	41,1%
marzo	100,0%	9,9%	11,8%	1,411	41,1%
noviembre	100,0%	9,9%	11,8%	1,411	41,1%
diciembre	100,0%	9,9%	11,8%	1,411	41,1%
		100,0%	119%		

Fuente: CNE

Por otra parte, debido a que el Reglamento establece la obligación de que los peajes a corto plazo alcancen plazos de un día, en la propuesta de Orden se establece que los peajes diarios se calculen a partir de los coeficientes mensuales, de forma que el coeficiente a aplicar a los peajes diarios sea el resultado de dividir los coeficientes a aplicar a los peajes mensuales entre un número de días laborables estándar del mes (20 días), lo que se considera adecuado.

**Cuadro 17. Propuesta CNE coeficientes mensual y diarios aplicables a los contratos de acceso de duración inferior a 12 meses**

	Propuesta CNE	
	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)
<b>Enero</b>	0,071	1,411
<b>Febrero</b>	0,071	1,411
<b>Marzo</b>	0,071	1,411
<b>Abril</b>	0,057	1,147
<b>Mayo</b>	0,050	1,000
<b>Junio</b>	0,050	1,000
<b>Julio</b>	0,050	1,000
<b>Agosto</b>	0,046	0,913
<b>Septiembre</b>	0,050	1,000
<b>Octubre</b>	0,057	1,131
<b>Noviembre</b>	0,071	1,411
<b>Diciembre</b>	0,071	1,411

Fuente: CNE

En relación a la agrupación de meses por temporadas, esta Comisión, propone la supresión del apartado d) del artículo 11 de la propuesta de Orden de peajes y cánones. Se considera necesario analizar con más detalle el impacto del establecimiento de contratos estacionales, valorando adecuadamente, los meses que deben ser agrupados en cada una de las temporadas, de forma que los coeficientes de cada una de ellas sean coherentes con los coeficientes mensuales establecidos. Asimismo, quedaría pendiente establecer las condiciones y criterios de aplicación de los contratos estacionales.

Por último, esta Comisión está de acuerdo con la propuesta del MITC en relación a que sea la Comisión Nacional de Energía la encargada de proponer modelos normalizados de contrato para estas modalidades de acceso a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación o modificación.

No obstante, se considera que la propuesta a incluir finalmente en la Orden ITC/2005 de peajes deberá tener carácter transitorio. A medida que evolucione este tipo de contratos y que se disponga de información para analizar de forma más detallada los análisis anteriormente descritos, se considera necesario que se realice un seguimiento de los mismos y se continúe trabajando en la mejora de la metodología de cálculo de estos peajes.

En línea con lo indicado por algunos miembros del Consejo Consultivo, se propone que se incluya en la propuesta de Orden, que aquellos clientes con contratos de duración inferior a un año, vigentes con anterioridad a la aprobación de la Orden propuesta, tengan la posibilidad de poder acogerse a contratos anuales.

## **6.2 Introducción del peaje de tránsito internacional**

Esta Comisión considera adecuada la incorporación de los peajes de tránsito en la propuesta de Orden dada la necesidad de dar respuesta al tratamiento del tránsito internacional que se ha planteado en España, de acuerdo con las solicitudes<sup>6</sup> y consultas<sup>7</sup> realizadas por diversos comercializadores, utilizando los puntos de entrada diseñados para suministrar gas al sistema español y nominando como punto de salida una conexión internacional.

De acuerdo con lo que se indica en la Memoria que acompaña las propuestas de Órdenes, se ha optado por un peaje de transporte basado en la distancia entre los puntos de entrada y de salida y teniendo en consideración que las combinaciones entrada/salida son limitadas. Esta Comisión está de acuerdo con la justificación aportada por el MITC, relativa a que el establecimiento de un peaje de tránsito postal implica suponer que no existen diferencias entre todas las plantas de regasificación. En este caso, el criterio de elección que seguirían los agentes que quisieran realizar este tipo de operaciones sería el de minimizar el coste del flete de los buques de GNL. Según lo indicado por el Ministerio, esto produciría a medio/largo plazo una sobreutilización de las plantas situadas en el sur de la península con la consecuencia de generar unos flujos internos que podrían saturar las infraestructuras existentes.

---

<sup>6</sup> La primera solicitud en este sentido, realizada por Iberdrola en el mes de marzo para extraer gas 3 GWh/día por Larrau durante el mes de Abril, ante la ausencia de un peaje de tránsito, ha sido provisionalmente tratada acordando un contrato de Término de Conducción que se factura aplicando el peaje de Término de Conducción 1.3, en tanto se adopta una decisión definitiva tras el consiguiente análisis.

<sup>7</sup> Tanto BP como CEPSA han realizado consultas a la CNE sobre el tratamiento del tránsito en el sistema español. La Comisión ha publicado escritos de contestación a este tipo de consultas el 14 de abril de 2005 y el 30 de junio de 2005.

De nuevo, se valora positivamente el detalle de la información aportada en la Memoria que acompaña las propuestas de Orden, en relación a los datos y criterios utilizados para el cálculo de los peajes de tránsito internacional. No obstante, faltaría justificar la utilización de la distancia de 800 Km para el cálculo de dichos peajes, en la Memoria que acompaña las propuestas de Órdenes.

Por último, se observa que en la matriz de entradas-salida, no se ha incluido la salida por Irún. Por tanto, se propone la incorporación, en la matriz de coeficientes a incluir en el Anexo de la Orden ITC/2005 de peajes, de la salida por Irún. Para el tránsito Bilbao-Irún, a pesar de que los km entre entrada/salida son inferiores a los km de distancia entre Bilbao-Larrau, se propone igualar el coeficiente al de dicho tránsito, debido a la saturación que presenta actualmente dicho tramo. En el siguiente cuadro se muestra la propuesta de la CNE.

**Cuadro 18. Peajes de tránsito: Coeficientes a aplicar al peaje de transporte y distribución. Propuesta CNE**

		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	0,515
	BARCELONA	1,000	1,000	0,773	1,000
	MAGREB	0,716	1,000	1,000	1,000
	PORTUGAL-EXTREMADURA			1,000	1,000
	PORTUGAL-GALICIA			1,000	1,000
	LARRAU	1,000	1,000		
	IRÚN	1,000	1,000		

Fuentes: MITC y CNE

Al igual que en el caso de un tránsito con entrada en Bilbao y salida por Larrau, los descuentos a aplicar en el tránsito Bilbao-Irún oscilan entre un 40% y un 25%.

**Cuadro 19. Descuento en el peaje de T&D en el caso del tránsito Bilbao-Irún**

		Consumidor Tipo		Facturación Peaje de Transporte y Distribución					
Peaje		Consumo (kWh)	Factor de Carga	Reserva Capacidad (€)	Fact. Tf capacidad (€)	Fact. Tv (€)	Fact. Total (€)	Precio Medio (€/kWh)	Descuento
1.1	C ≤ 200 GWh/año	100.000.000	80%	27.584	45.269	52.400	125.252	0,00125	-25%
1.2	200 GWh/año < C ≤ 1.000 GWh/año	600.000.000	80%	165.501	242.645	253.200	661.347	0,00110	-26%
1.3	4.3 (C > 1.000 GWh/año)	1.000.000.000	90%	245.187	333.682	380.000	958.870	0,00096	-25%
2.1	C < 500.000	250.000	70%	79	947	299	1.325	0,00530	-40%
2.2	500.000 < C < 5.000.000	2.000.000	75%	588	1.919	1.908	4.416	0,00221	-29%
2.3	5.000.000 < C < 30.000.000	15.000.000	75%	4.413	9.425	11.595	25.433	0,00170	-26%
2.4	30.000.000 < C < 100.000.000	60.000.000	75%	17.653	34.548	41.580	93.782	0,00156	-26%
2.5	100.000.000 < C < 500.000.000	300.000.000	80%	82.751	148.872	182.100	413.723	0,00138	-25%
2.6	C > 500.000.000	750.000.000	80%	206.877	342.355	395.250	944.482	0,00126	-25%

Fuentes: CNE

Si bien se considera muy necesaria la incorporación del peaje de tránsito internacional, en el marco tarifario vigente, esta Comisión opina que debe analizarse el efecto de aplicar un peaje de entrada – salida basado meramente en la distancia.

En este sentido, se considera que uno de los temas a analizar por esta Comisión será el peaje de tránsito internacional incluido en la propuesta de Orden, de acuerdo con el mandato trigésimo primero del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, en el que se dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema de gas natural imputables a cada tipo de tarifa y peaje durante 2006.

Por último, se propone que se indique explícitamente en la propuesta de Orden de peajes y cánones, que los coeficientes aplicables a contratos de duración inferior a un año no son de aplicación a los peajes de tránsito.

### **6.3 Introducción del peaje interrumpible**

En el artículo 12 de la presente propuesta de Orden se establece una nueva modalidad de peajes, de carácter interrumpible, aplicables a aquellos clientes cuyo consumo anual supere los 10 GWh y estén conectados a redes de presión de suministro superior a 4 bar, en las condiciones que se establecen en el citado artículo.

Como esta Comisión ha puesto de manifiesto en diversos informes, se considera adecuada la incorporación de un peaje de carácter interrumpible como mecanismo para dotar al sistema de mayor flexibilidad y seguridad, siempre que la necesidad esté debidamente justificada.

Introducir un mecanismo de interrumpibilidad con clientes en el mercado liberalizado se hace aún más necesario teniendo en cuenta la eliminación de tarifas interrumpibles a partir del 1 de julio de 2006, de acuerdo con lo indicado en la disposición adicional única de la propuesta de Orden por la que se establecen las tarifas de gas natural.

No obstante, esta Comisión realiza las siguientes consideraciones:

- Sobre las condiciones para acogerse a este peaje

Sería más adecuado que el Gestor Técnico propusiera las zonas y volumen máximo de gas interrumpible, y previo informe de la CNE, se aprobaran los mismos por la DGPyM.

De esta manera, se daría la transparencia al proceso para recibir las solicitudes para acogerse a este peaje, así como la fijación del volumen máximo, del que no se da ninguna estimación. Si este volumen de gas a interrumpir fuera reducido, y las solicitudes de acogerse a este peaje superaran la oferta, habría que establecer el criterio de asignación.

Por otra parte, la duración de los contratos interrumpibles se establece en un mínimo de 12 meses, y un máximo de 48 meses, prorrogables en función de las necesidades. Esta duración contractual (hasta 4 años) no es coherente con la aprobación de un plan anual con las zonas con posibilidad de congestión y volumen máximo (anual) de gas interrumpible. Podría ser conveniente que la duración de estos contratos fuera anual, y en cualquier caso, no prorrogable, para dar igualdad de trato en el caso de que haya nuevos solicitantes de este peaje.

Otro asunto que se podría plantear es el caso de un consumidor con un contrato de acceso a largo plazo. En caso de que dicho cliente deseara acogerse a un peaje interrumpible, parece más conveniente que, en primer lugar, se realice la asignación del

volumen de gas a interrumpir entre las solicitudes recibidas, y posteriormente, y manteniendo el contrato de acceso a largo plazo vigente en toda su duración contractual, se recoja en una adenda al contrato la aplicación, por el periodo que corresponda, del peaje de transporte y distribución interrumpible. Dicha adenda debería incorporar la firma del titular de las infraestructuras a las que está conectado el cliente, ya que es dicho titular quien debe facturar el peaje interrumpible.

Para recoger estos aspectos, se propone la siguiente redacción alternativa:

*“El Gestor Técnico del Sistema, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, propondrá anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día. La DGPYM aprobará dicho plan, en el que se indicará el procedimiento y criterios de solicitud de peaje interrumpible.*

*Para la aplicación del peaje interrumpible, será necesario:*

- a) que las solicitudes sean aceptadas por el Gestor Técnico del Sistema.*
- b) que se incorpore al contrato de acceso una adenda, firmada por el comercializador, el cliente y el titular de la red al que se encuentra conectado el punto de consumo, aceptando las condiciones de interrumpibilidad, y fijando el periodo temporal de aplicación del peaje interrumpible para dicho consumidor. Se dará traslado de dichas adendas al GTS, a la CNE y a la DGPYM.”*

En la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifica la necesidad de dicho peaje por problemas de congestión en la red durante la temporada de invierno en determinadas zonas, condicionando su aplicación a que el Gestor Técnico del Sistema, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, publique anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona.

Por último, en opinión de esta Comisión, es necesario valorar el beneficio que supone para el sistema la existencia de este tipo de peajes y establecer un mecanismo para calcular los correspondientes términos de los peajes interrumpibles. Asimismo, se hace

necesario establecer un término fijo por caudal contratado en los peajes interrumpibles de gas natural. Cabe señalar que en caso contrario, tal y como se expone en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los clientes acogidos a peajes interrumpible estarían exentos de abonar penalizaciones por exceso/defecto del caudal medido sobre el contratado, lo que supondría ahorros adicionales. Sin embargo, en la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, no se justifica la determinación de los 2 tipos de interrumpibilidades A y B, ni los descuentos, ni las penalizaciones incluidas en la propuesta de Orden.

Cabe señalar que, se diseñan los peajes interrumpibles manteniendo el término de reserva de capacidad, suprimiendo el término fijo por capacidad e incrementando un 47% el término variable de los actuales peajes de transporte y distribución en la interrumpibilidad Tipo A y un 1,3% en la interrumpibilidad Tipo B, hasta lograr las rebajas sobre el precio medio calculado para el cliente tipo. Por lo tanto, es importante señalar que, como se indica en la propia Memoria, *“el descuento definitivo que obtendrán los clientes dependerá tanto de su factor de carga como del precio del gas que el comercializador sea capaz de lograr”*.

Para valorar mínimamente el impacto que sobre los ingresos del sistema tiene el nuevo peaje interrumpible se ha procedido a facturar a aquellos clientes que están acogidos actualmente a la tarifa interrumpible en el mercado regulado, de los que se tiene información individualizada<sup>8</sup> a los peajes de transporte y distribución firme e interrumpibles Tipo A y Tipo B, distinguiendo entre aquellos que están en mercado regulado e individualizado.

Se tiene información de 34 clientes acogidos a tarifa de venta interrumpible. El efecto que sobre los ingresos de peaje de transporte y distribución tendría la supresión de estas tarifas con efecto desde el 1 de enero de 2006 sería un aumento de 17.619 miles de € en el caso de que no existieran peajes de carácter interrumpible.

---

<sup>8</sup> Se ha solicitado a las empresas transportistas y distribuidoras información desagregada sobre clientes interrumpibles, centrales térmicas y ciclos combinados.

**Cuadro 20. Facturación por término de conducción a los peajes de la propuesta Orden a clientes interrumpibles**

Tarifas de Venta					Peaje T&D Firme				
Tarifa	Nº clientes	Consumo (GWh)	Miles €	c€/kWh	Peaje Firme	Nº clientes	Consumo (GWh)	Miles €	c€/kWh
<b>Grupo 4 Interrumpible</b>					<b>Grupo 1</b>				
4.2	9	6.583	147.463	2,240	1.1	3	173	284	0,164
					1.2	4	1.705	2.469	0,145
					1.3	2	4.705	6.351	0,135
4.1	25	4.890	112.439	2,300	<b>Grupo 2</b>				
					2.1	3	0	2	0,787
					2.2	4	7	19	0,294
					2.3	5	100	215	0,215
					2.4	4	196	388	0,198
					2.5	6	1.996	3.610	0,181
					2.6	3	2.591	4.281	0,165
<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>11.473</b>	<b>259.902</b>	<b>2,265</b>	<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>11.473</b>	<b>17.619</b>	<b>0,154</b>

Fuentes: CNE

Nota: para facturar a estos clientes por el término fijo de caudal se ha supuesto un factor de carga del 80%.

De los 34 clientes acogidos a tarifa de venta interrumpible, 24 tienen un consumo superior a 10 GWh/año, por lo que se supone podrían acogerse al peaje interrumpible. Por tanto, la aplicación de un peaje de T&D de carácter interrumpible implica, que se reduzca los ingresos por acceso de este colectivo en 7.016 miles de € en el caso del peaje interrumpible tipo A y 9.435 miles de € en caso del peaje interrumpible tipo B, si bien el efecto que sobre los ingresos de acceso tendría la aplicación de peajes interrumpibles se vería suavizado de tener en cuenta los diferentes calendarios de supresión de las tarifas de venta correspondientes.

#### **6.4 Modificación de los peajes aplicados a los clientes industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplican los peajes del grupo 2**

Esta Comisión, tal y como se ha indicado en informes tarifarios anteriores, considera que los peajes de transporte y distribución deben trasladar los coste reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valora positivamente la introducción de los peajes “2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros.

Estos nuevos peajes de transporte y distribución, se calculan incorporando al peaje de transporte y distribución (términos de conducción) del grupo 2, el 5% de la diferencia existente entre los peajes medios del grupo 2 y los del grupo 3, calculados teniendo en cuenta la estructura de consumo del mercado liberalizado prevista para 2006. Resultando unos incrementos de entre el 6,21% y el 21,19% sobre los peajes vigentes del grupo 2.

**Cuadro 21. Peajes aplicables a los consumidores industriales acogidos al Art. 9 ECO/32/2004. Tasa de variación sobre los aplicables al grupo 2**

Peaje	Volumen	Peajes aplicables Grupo 2 (A)		Peajes aplicables Grupo 2 bis (B)		Tasa de variación de (B) sobre (A)	
		Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable
		kWh/día/mes	€/kWh	kWh/día/mes	€/kWh	%	%
2.1	C < 500.000	0,154578	0,001181	0,164183	0,001254	6,21%	6,21%
2.2	500.000 < C < 5.000.000	0,041956	0,000942	0,044563	0,001001	6,21%	6,21%
2.3	5.000.000 < C < 30.000.000	0,027471	0,000763	0,030968	0,000860	12,73%	12,73%
2.4	30.000.000 < C < 100.000.000	0,025174	0,000684	0,029816	0,000810	18,44%	18,44%
2.5	100.000.000 < C < 500.000.000	0,023142	0,000599	0,028046	0,000726	21,19%	21,19%
2.6	C > 500.000.000	0,021288	0,000520	0,025799	0,000630	21,19%	21,19%

Fuente: Propuesta de Orden

Sin embargo, en la Memoria que acompaña a la misma, no se aporta información sobre el método de cálculo seguido ni sobre los supuestos realizados para establecer que en el año 2006, el porcentaje a aplicar es un 5%, ni el procedimiento aplicable desde el año 2007 hasta el año 2010.

Según la información aportada por las empresas para 2006, el efecto de la aplicación del artículo 9 de la Propuesta de Orden se ha estimado por esta Comisión en torno a 41.134 millones de € menos para el sistema, o análogamente el reparto de dicha cantidad en peajes del resto de clientes, en un escenario de elegibilidad plena.

No obstante, el efecto del establecimiento de los peajes de transporte y distribución denominados "2.bis", se estima en unos ingresos adicionales para el sistema de 2.257 Miles de €, a si dicho peaje 2.bis no fuera incluido en la propuesta de Orden.

**Cuadro 22. Efectos de la aplicación del artículo 9 de la Propuesta de Orden**

	Clientes			Facturación (Miles de €)			Efectos	
	Nº	Capacidad contratada Qd (kWh/día)	Volumen MWh	En Grupo 2 (A)	En Grupo 2 Bis (B)	En Peaje 3.4 (C)	Artículo 9 Propuesta de Orden (C) - (B)	Aplicación Peaje Grupo 2 bis (B) - (A)
<b>Cientes en Mercado Regulado</b>	<b>163</b>	<b>4.024.928</b>	<b>1.122.668</b>	<b>2.371</b>	<b>2.676</b>	<b>8.879</b>	<b>-6.203</b>	<b>306</b>
2.1 C ≤ 500.000	47	86.151	16.235	179	190	158	32	11
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	74	702.971	159.778	504	536	1.297	-761	31
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	37	1.690.185	550.376	977	1.101	4.324	-3.223	124
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	5	699.999	312.279	425	503	2.443	-1.940	78
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	1	845.623	84.000	285	346	657	-311	60
2.6 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Cientes en Mercado Liberalizado</b>	<b>1.180</b>	<b>28.986.968</b>	<b>6.706.352</b>	<b>16.298</b>	<b>18.249</b>	<b>53.180</b>	<b>-34.931</b>	<b>1.952</b>
2.1 C ≤ 500.000	224	485.593	72.793	987	1.048	717	331	61
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	596	6.211.239	1.173.375	4.233	4.495	9.563	-5.068	263
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	321	15.254.163	3.397.349	7.621	8.591	26.756	-18.166	970
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	38	5.499.054	1.579.278	2.741	3.247	12.364	-9.117	506
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	3	1.536.919	483.557	716	868	3.780	-2.912	152
2.6 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.343</b>	<b>33.011.896</b>	<b>7.829.020</b>	<b>18.669</b>	<b>20.926</b>	<b>62.060</b>	<b>-41.134</b>	<b>2.257</b>

Fuentes: Propuesta de Orden, empresas distribuidoras, GTS y CNE

## 6.5 Telemedida

El artículo 10 de la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas aglutina lo establecido en el artículo 10 de la Orden ITC/103/2005 y en el artículo segundo de la Orden ITC/3655/2005.

No obstante, este artículo añade un nuevo apartado (apartado 7) no considerado en ninguna de las dos Órdenes anteriores.

Como se ha señalado en el epígrafe 4.6 de este informe, así como en el informe 16/2005 sobre la propuesta de Orden por la que se adaptan las Órdenes Ministeriales relativas al régimen económico del sector de gas natural al Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, realizado por esta Comisión, se valoran positivamente dichas modificaciones.

No obstante, cabe señalar que en los apartados 3, 4 y 6 de este artículo se hace referencia a los consumidores acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6 y al peaje 3.4, que teniendo la obligación de instalar equipos de telemetria no los hayan

instalado en el plazo máximo a que se refiere el apartado primero de dicho artículo, si bien en dicho apartado primero no se establece cuál es dicho plazo.

El apartado uno del artículo segundo de la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre, modifica la redacción del apartado 1 del artículo 10 de la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, manteniendo, a los efectos que aquí interesan, el texto siguiente: *“En el plazo máximo de nueve meses a partir de la entrada en vigor de la presente Orden,...”*. Dado que la Orden ITC/103/2005, entró en vigor el día 1 de febrero de 2005, el plazo ya habría concluido.

En consecuencia, si en la Propuesta de Orden quiere establecerse un plazo para la instalación de los equipos de teled medida, habrá de incluirse, expresamente en el artículo 10 de la misma. En caso contrario, se entenderá que, con la actual redacción, todos los consumidores a los que se refiere dicho precepto, ya deberán disponer de los indicados equipos a la entrada en vigor de la Propuesta de Orden.

## **6.6 Peajes de trasvase de GNL a buque**

En la disposición transitoria única de la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, se solicita a esta Comisión, en el plazo de nueve meses desde la publicación de la Orden, una propuesta de peaje por los servicios de carga de GNL a buques desde plantas de regasificación, de buque a buque y de puesta en frío de buques.

Con fecha 9 de diciembre se remitió a la DGPEM, informe sobre propuesta de dichos peajes en la que se incluye una metodología para su cálculo.

Dicha metodología se basa en calcular, a partir de información solicitada a las empresas titulares de plantas de regasificación en funcionamiento en 2005, el coste por la prestación del servicio en la planta, teniendo en cuenta factores de uso de las instalaciones de la planta para realizar los distintos servicios, así como los costes de explotación asociados. El carácter subsidiario de dichos servicios no implica que deban

quedar exentos de pagar todos los costes por el uso de la planta para su realización. En particular, el peaje de trasvase de GNL a buque incluiría los siguientes conceptos de coste:

- Coste de la descarga de GNL desde el buque al tanque, calculado a partir de la retribución correspondiente de las infraestructuras terrestre-marítimas y tanques, así como costes de explotación asociados a las mismas.
- Coste del uso de las infraestructuras específicas para realizar la operación de trasvase del GNL desde el tanque al buque, de acuerdo con la información proporcionada por las titulares de las plantas: infraestructura terrestre-marítima y bombas primarias y tubería de tanques, más todos los costes de explotación asociados.
- Sobrecoste de explotación, de acuerdo con la información proporcionada por las empresas titulares de las plantas, debido a los mayores costes de explotación a los de una operación de descarga, mayor duración de la operación y mayores consumos derivados de esta operación, realizada en la planta en condiciones no óptimas.

Cabe señalar, por una parte, que las plantas de regasificación han sido diseñadas para proporcionar de forma integrada y eficiente los servicios de su operación normal (descarga, almacenamiento, vaporización y carga en cisterna) y que, por tanto, no es inmediato y directo el desglose de usos de las instalaciones en los distintos servicios normales de la planta. Por otra parte, el servicio de trasvase de GNL desde la planta a buque, puesta en frío y trasvase de GNL de buque a buque, son servicios realizados en condiciones no óptimas, por lo que su realización conlleva costes superiores a los de las operaciones normales de la planta, debido a la mayor duración de la operación, mayores coste de personal, de consumos energéticos y modificaciones en el procedimiento de operación de la planta.

Se calcula para 2005 un peaje binómico a efectos de racionalizar el número y tamaño de dichas operaciones, estableciendo un término fijo por operación equivalente a 105.274 € y un término variable de 0,05109 cent €/kWh. Se considera, por tanto, que el término

variable incluido en la propuesta de Orden debería ser 0,0005109 €/kWh y que debería eliminarse el precio mínimo de 50.000 €.

Anualmente, el valor del peaje del servicio de trasvase de GNL a buque debería ser revisado según la retribución acreditada por instalación y planta. Asimismo, dicho peaje se ha calculado a partir de información que han remitido los titulares de las plantas actualmente en funcionamiento, la cual debería ser actualizada y complementada con la de nuevas plantas que entren en funcionamiento.

Según la información remitida por los agentes titulares de plantas de regasificación, se constata que aunque la prestación de los citados servicios, con las excepciones mencionadas, sea técnicamente posible, las plantas no han sido diseñadas originariamente para realizar dichos servicios, lo que lleva a que sean realizados en condiciones no óptimas. En consecuencia, en las plantas en las que dichos servicios sean posibles técnicamente, es necesario analizar la modificación de los procedimientos, las condiciones de seguridad y los costes de operación de la planta que permitan optimizar la prestación de dichos servicios.

En particular, según el principio tarifario de que los peajes deben reflejar los costes que su suministro hace incurrir al sistema, todas las inversiones específicas y adicionales vinculadas a este tipo de servicios deberán ser financiadas por quienes realicen dichas operaciones. No obstante, cabe señalar que dichas inversiones deberían ser remuneradas y recuperadas mediante la prestación de unos servicios, cuyo volumen y número son a día de hoy de difícil previsión.

A efectos de una mayor transparencia en el cálculo de los peajes y cánones correspondientes, sería necesario disponer de la retribución fija desglosada por actividades (almacenamiento, regasificación, transporte), además de diferenciar entre titulares de las plantas.

## **6.7 Retribución destinada al Gestor Técnico del Sistema**

El artículo 7 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios establece que el Gestor Técnico del Sistema es aquel transportista titular de la mayoría de las instalaciones de la red básica de gas natural y tiene la responsabilidad de la gestión técnica de la Red Básica y de las redes de transporte secundario.

Así, el artículo 10 del Real Decreto-Ley 6/2000, por el que se añade una disposición adicional vigésima a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece que la entidad “ENAGAS, Sociedad Anónima”, tendrá la consideración de Gestor Técnico del Sistema.

ENAGAS recibe ingresos de diversa naturaleza, según las actividades que realiza, entre las que cabe destacar ingresos por la actividad de regasificación, almacenamiento y transporte, ingresos por compra – venta del gas, ingresos por gestión de compra – venta del gas e ingresos por la gestión técnica del sistema.

Según la información disponible de la Memoria 2004 de dicha Compañía, el desglose del importe neto de la cifra de negocios por actividad nacional es el mostrado en el siguiente cuadro.

**Cuadro 23. Desglose del importe neto de la cifra de negocios por actividades de ENAGAS (Miles €).  
Años 2003 y 2004**

Concepto	2004	2003	% de variación 2004 s/ 2003	Distribución del importe neto de la cifra de negocios	
				2004	2003
Ventas de gas - Compras de Gas (1)	5.534	7.054	-22%	0,99%	1,34%
Prestación de servicios	554.647	517.580	7%	99,01%	98,66%
- Ingresos por actividad de regasificación	117.431	111.967	5%	20,96%	21,34%
- Ingresos por actividad de Transporte	354.965	321.942	10%	63,37%	61,37%
- Ingresos por actividad de Almacenamiento	67.308	64.995	4%	12,02%	12,39%
- Ingresos por actividad de Gestor Técnico del Sistema	10.219	9.908	3%	1,82%	1,89%
- Entronques	4.701	546	761%	0,84%	0,10%
- Otros servicios	23	8.222	-100%	0,00%	1,57%
<b>Importe neto de la cifra de negocios</b>	<b>560.181</b>	<b>524.634</b>	<b>7%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: Memoria de ENAGAS

(1) Ventas menos compras de gas.

Se observa que la retribución del GTS ha pasado de suponer un 1,89% del importe neto de la cifra de negocios de 2003, a un 1,82% en el año 2004. Los ingresos por actividades reguladas de ENAGAS han pasado de suponer un 98,66% del importe total neto de la cifra de negocios en 2003, a un 99,01% en el año 2004.

Con el objeto de evaluar adecuadamente, la previsión de la retribución solicitada por ENAGAS, como GTS, es necesario disponer de los estados contables individualizados del GTS.

En este sentido, el artículo 7, apartado cinco, del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercado de Bienes y Servicios, por el que se modifica el artículo 63 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece que el Gestor Técnico del Sistema, deberá llevar cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos imputables a la actividad de gestión técnica del sistema.

ENAGAS recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de Gestor Técnico del Sistema gasista, que son el resultado de aplicar unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas de venta, los peajes y los cánones, según el procedimiento de liquidaciones

regulado en la Orden ECO/2692/2002. Los porcentajes a aplicar para 2006 son los incluidos en sendas propuestas de Órdenes de tarifa de venta y de peajes y cánones.

De acuerdo con la información que acompaña la propuesta de Orden, la retribución asignada a ENAGAS por la actividad del Gestor Técnico del Sistema asciende a 10.219 miles de €, lo que supone un mantenimiento de la cuantía asignada en 2005.

**Cuadro 24. Inconsistencia en el cálculo de cuantía asignada al GTS para 2006 (Miles €)**

PEAJES Y CÁNONES				TARIFA DE VENTA		
Concepto	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO	Concepto	TOTAL	MERCADO REGULADO
Ingresos por peajes y cánones	2.154.339	1.291.457	862.881	Ingresos por tarifa de venta	2.151.244	2.151.244
Cuota GTS	4.778	4.778	-	Cuota GTS	3.872	3.872

RETRIBUCIÓN TOTAL					
Concepto	MERCADO LIBERALIZADO (A)	MERCADO REGULADO (B)	TOTAL (A) + (B)	Propuesta de Orden	TOTAL - Propuesta de Orden
Cuota GTS	4.778	3.872	8.651	10.219	- 1.568

Fuente: Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes

Esta Comisión solicitó al gestor técnico del sistema (GTS), con fecha 15 de septiembre de 2005, previsión de ingresos y gastos correspondientes a dicha función, para el cierre de 2005 y 2006, junto con datos que soporten la retribución solicitada. En particular, ENAGAS solicita con cargo a las tarifas, peajes y cánones de gas natural una retribución por la Gestión Técnica del Sistema de 10.595 miles de € para el año 2006, un 3,7% superior que la asignada en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes (10.219 miles de €).

Por último, se reitera lo señalado en distintos informes tarifarios de esta Comisión relativo a la inconsistencia observada en la propia información de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes. En particular se incluyen cifras distintas de retribución asignada al GTS al aplicar las cuotas de las propuestas de Órdenes (10.219 y 10.289 miles de € en la página 62 de la Memoria). Además, si se calcula la retribución del gestor técnico del

sistema aplicando la cuota por peajes y cánones a los costes de peajes y cánones que corresponden únicamente a la parte del mercado liberalizado (sin considerar la parte de mercado regulado) y la cuota por tarifa de venta a los costes totales de mercado regulado (incluyendo los costes implícitos por peajes y cánones) se obtiene que la retribución del gestor técnico del sistema es de 8.651 miles de €, inferior a los 10.219 miles de € considerados en la propuesta de Orden (véase Cuadro 24).

El siguiente cuadro muestra toda la información remitida por ENAGAS de previsión de resultados para la actividad de Gestión Técnica del Sistema para el cierre del año 2005, y propuesta de retribución de la actividad de gestión técnica del sistema para 2006.

**Cuadro 25. Previsión de cierre de resultados para la actividad de gestión técnica del sistema del año 2005 y propuesta de retribución de la actividad de gestión técnica del sistema para 2006 (Miles €)**

Concepto	Previsión de resultados. Cierre 2005	Propuesta retribución 2006	% de variación 2006 s/ 2005
<b>Gastos de explotación</b>	<b>8.053</b>	<b>8.341</b>	<b>3,6%</b>
- Personal directo	1.122	1.160	3,4%
- Gastos informaticos	3.038	3.129	3,0%
- Servicios exteriores	277	285	2,9%
- Imputación de estructura	1.562	1.643	5,2%
- Gastos comunicaciones	2.054	2.124	3,4%
<b>Otros ingresos</b>	<b>1.938</b>	<b>2.254</b>	<b>16,3%</b>
- Amortización	1.938	2.008	3,6%
- Retribución financiera		245	
<b>Total Retribución</b>	<b>9.991</b>	<b>10.595</b>	<b>6,0%</b>
<b>Total Retribución (sin retribución financiera)</b>	<b>9.991</b>	<b>10.350</b>	<b>3,6%</b>
<b>Ingresos reconocidos</b>	<b>10.219</b>		
<b>Resultado antes de intereses e impuestos</b>	<b>228</b>		

Fuente: ENAGAS

Se observa que, con los ingresos reconocidos por la actividad del gestor técnico del sistema para 2005 y la previsión de cierre del total de gastos operativos para 2005, se obtendría una previsión de cierre del resultado antes de intereses e impuestos para el año 2005 de 228 miles de €, si bien la retribución que solicitó hace un año dicha compañía ascendía a 10.540 miles de €.

El artículo segundo, punto seis del Real Decreto 942/2005, de 29 de julio, por el que se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, considera que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la CNE, establecerá, antes del 1 de enero de cada año, la retribución que percibirá el gestor técnico del sistema por el ejercicio de esta actividad.

Se hace necesario disponer de las cuentas separadas por actividades de la Compañía que permitan justificar los gastos prudentemente incurridos por dicha Compañía en su actividad de GTS y proponer una retribución adecuada. En este sentido, se hace urgente la publicación de la Propuesta de Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por la que establecen las normas de presentación de información contable para las empresas que desarrollan actividades en los mercados de gases combustibles por canalización. En consecuencia no es posible justificar la retribución solicitada por la Compañía por no disponer de información de las cuentas de la Compañía en su actividad de GTS.

Dentro de la retribución solicitada por el GTS para 2006, se incluye una partida de 245 miles de € correspondiente a la retribución financiera de sus activos, calculada aplicando un tipo de interés del 5,01%. Se desconoce el cálculo de dicha tasa de retribución, el valor al que aplica dicho tipo de interés y la naturaleza de las inversiones imputadas al GTS. En este sentido, cabe señalar que la posibilidad de incluir una retribución sobre inversiones del GTS que no estuvieran sujetas a planificación, podría suponer un incentivo a que el GTS realizara inversiones por la actividad de GTS cubiertas automáticamente con cargo a las tarifas, peajes y cánones de gas natural.

En consecuencia, ante la falta de información contable que justifique la retribución del GTS para 2005, ante la falta de criterio para establecer una tasa de retribución financiera de las inversiones a corto plazo, en los términos que solicita el GTS, esta Comisión considera adecuada la cifra de retribución para la Gestión técnica del sistema de 10.219 miles de €, incluida en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

Cabe señalar respecto a la incertidumbre actual en el importe de los gastos necesarios para desarrollar la actividad de GTS, que la retribución inicial debería ser el resultado de un análisis pormenorizado de los gastos necesarios para el desarrollo de dicha función por parte de ENAGAS, de acuerdo con información contable separada de actividades que se obtuviera de dicha Orden del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, pendiente de publicación.

Por último, en virtud del Real Decreto-Ley 6/2000, que establece que el Gestor Técnico del Sistema deberá llevar cuentas separadas que recojan los gastos e ingresos imputables a la actividad de gestión técnica del sistema, ENAGAS está obligada a la separación contable de la actividad de GTS, aunque no a la separación jurídica. Sin embargo, se considera necesario garantizar la independencia entre la actividad de transporte y de gestión técnica.

En tanto existe separación contable de actividades realizadas por la misma Compañía, aunque por el momento esta Comisión no disponga de dicha información, cabe señalar que el resultado del ejercicio del total de actividades nacionales de ENAGAS ascendió a 157.701 miles de € en 2004 (un 13% superior al de 2003), según la última información disponible de las Memorias.

## **6.8 Consideraciones de carácter jurídico**

**Primera.** El último párrafo del artículo 2 de la Propuesta de Orden, proclama el carácter de máximos de los peajes que contempla, conforme a lo establecido en el artículo 25.2 del Real decreto 949/2001.

Al respecto, sería conveniente tener presente que el artículo decimosegundo de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, modifica el artículo 94 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, suprimiendo la referencia al carácter de máximos de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros a instalaciones gasistas.

**Segunda.** El artículo 6.1 de la Propuesta de Orden se refiere al cómputo de los peajes y cánones máximos, a efectos cálculo de los ingresos liquidables, sin deducir posibles descuentos sobre los mismos que pudieran pactarse entre titulares de instalaciones y usuarios. En los mismos términos se refiere al cálculo de la tasa destinada a esta Comisión, y la cuota para la retribución del Gestor Técnico del Sistema.

En relación con lo anterior, es preciso mencionar que el artículo decimosegundo de la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, suprime el número 4 del artículo 94 de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, cuyo párrafo segundo establecía que las diferencias entre los peajes máximos aprobados y los que, en su caso, apliquen los transportistas y distribuidores por debajo de los mismos, serían soportados por éstos.

**Tercera.** Por otra parte, el párrafo segundo del artículo 6.2 de la Propuesta de Orden, se refiere al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, como el órgano con potestad de realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

De conformidad con el artículo decimotercero de la Ley 24/2005 antes citada, que da nueva redacción al punto 3 del apartado Tercero de la Disposición Adicional Undécima de Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, habrá de entenderse que es la Comisión Nacional de Energía el órgano competente para llevar a cabo nueva liquidación de las aludidas cantidades, toda vez que en virtud de la expuesta modificación legal, debe considerarse implícitamente modificado el número 3 del artículo 38 del Real Decreto 949/2001.

**Cuarta.** El artículo 13 de la Propuesta de Orden regula el nuevo peaje de tránsito internacional, estableciendo que la prestación del servicio de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional requerirá la aprobación previa del Gestor Técnico del Sistema, *“que lo condicionará a la seguridad de suministro de los consumidores, a la eficiencia del sistema gasista nacional y a las restricciones técnicas zonales de los lugares donde se lleve a cabo la entrada o la salida.”* La redacción del precepto admitiría una denegación de acceso por parte del Gestor Técnico del Sistema para la prestación de este servicio, con base en las causas anteriormente citadas, diferentes a las causas de denegación de acceso a las instalaciones gasistas contempladas en los artículos 70 y 76 de la Ley 34/1998, y en el artículo 8 del Real Decreto 949/2001.

Asimismo, y aunque el texto del artículo 13 de la Propuesta de Orden no haga mención alguna, deberá entenderse que el solicitante de acceso para tránsito internacional de gas natural, que vea denegada su petición por parte del Gestor Técnico del Sistema, podrá elevar escrito de disconformidad a esta Comisión, al amparo del artículo 5.2 del Real Decreto 949/2001.

Por otra parte, el artículo 13 de la Propuesta de Orden, se refiere también *“al uso de las instalaciones de regasificación asociado a operaciones de tránsito internacional”*, estableciendo que dichas operaciones requerirán, igualmente, aprobación previa por parte del Gestor Técnico del Sistema. Complementariamente, el apartado quinto del Anexo de la Propuesta de Orden, al detallar el peaje de trasvase de GNL a buques, afirma que *“estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema.”* Sería útil una precisa definición de lo que se entiende, a estos efectos, por *“operaciones normales del sistema”*, haciendo las oportunas referencias, en su caso, a las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Todo ello teniendo presente que la aplicación práctica de la condición mencionada, pudiera implicar denegaciones de acceso a las plantas de regasificación, con base en causas diferentes a las contempladas en la Ley 34/1998 y en el Real Decreto 949/2001, como se ha indicado anteriormente.

## 7 CONSIDERACIONES FINALES

**Primera.** A diferencia de años anteriores, la Memoria sobre las propuestas de Órdenes para el año 2006, remitida a esta Comisión, aporta de forma detallada información relativa a las hipótesis e información utilizada para el cálculo de los nuevos peajes introducidos, así como, sobre las variables de facturación distribuidas por tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural para 2006. Esta Comisión valora de forma positiva la mayor transparencia en la información aportada por el MITC, que permite analizar de forma más precisa las propuestas de Órdenes sobre las que se emite el presente informe.

**Segunda.** Entre los mandatos del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, el mandato trigésimo primero, dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema de gas natural imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para ello, elaborará una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores. Dicha tarea se realizará durante 2006 y deberá comprender, entre otros, el análisis en los peajes de interrumpibilidad, de tránsitos internacionales y estacionales incluidos en la propuesta de Orden.

**Tercera.** Los datos de consumo y número de clientes, desglosado por tarifas de venta, peajes y cánones, recibidos de las empresas por esta Comisión, son coincidentes con el escenario aportado por el GTS al MITC. No obstante, cabe señalar que la previsión de generación eléctrica de ciclos combinados para 2006 implícita en la demanda de gas natural de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, supera la previsión incluida en la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2006.

Si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión susceptible a cambios entre las variables reales y estimadas, se hace necesario que exista coherencia entre las previsiones sobre generación eléctrica y demanda de gas natural de las instalaciones de ciclo combinado, aportadas por el OS y el GTS para realizar los ejercicios tarifarios,

debido a que es una información relevante tanto para la elaboración de la tarifa media o de referencia eléctrica, como para la de las tarifas, peajes y cánones de gas natural, que, por primera vez, coincidirá la publicación de sus valores, en el mismo momento de tiempo (1 de enero de 2006). Esta Comisión podría participar en la coordinación con el GTS y OS para establecer criterios en las variables solicitadas y las características de las mismas, en la contrastación y coherencia de los datos recibidos por los distintos agentes.

**Cuarta.** A diferencia de años anteriores, los nuevos peajes no son resultado de aplicar variaciones homogéneas en todos los peajes y cánones vigentes, de acuerdo con lo indicado en informes anteriores de esta Comisión. En particular, el canon de almacenamiento de GNL aumenta un 10%, el peaje de regasificación registra una variación nula y los términos de facturación del peaje de transporte y distribución y el canon de almacenamiento subterráneo disminuye un 1,3% respecto a los vigentes, según la Orden ECO/32/2003.

**Quinta.** Se considera que los nuevos peajes y cánones, deberían incluirse en norma de rango superior al de Orden.

**Sexta.** Sobre la introducción de peajes estacionales, se considera adecuada la incorporación en la propuesta de Orden de unos coeficientes a aplicar en los términos fijos de los peajes de transporte y distribución y regasificación por los contratos de capacidad de duración inferior a 12 meses

Esta Comisión considera que, la metodología de cálculo basada en el reparto de costes fijos en función de la capacidad máxima diaria mensual y la máxima anual es muy adecuada, así como, la señal que dan estos nuevos peajes. No obstante, se considera que se debería optar por unos coeficientes que supusieran recargos/descuentos más moderados que los propuestos por el MITC, debido a que los coeficientes de la propuesta son obtenidos a partir de los datos de un solo año (2004), a que es el primer año de aplicación de estos nuevos peajes y a que no existe información suficiente para evaluar el impacto de la introducción de estos nuevos peajes sobre la recaudación y funcionamiento del sistema. Se proponen coeficientes a aplicar distintos a los de la propuesta de Orden.

**Séptima.** Se considera adecuada la incorporación de los peajes de tránsito en la propuesta de Orden, debido a la necesidad urgente de dar respuesta al tratamiento del tránsito internacional, si bien deberá ser analizado en profundidad durante 2006. Se propone incluir en la matriz de coeficientes la salida por Irún, no incluida en la propuesta de Orden, así como indicar explícitamente en la propuesta, que los coeficientes aplicables a contratos de duración inferior a un año no son de aplicación a los peajes de tránsito.

**Octava.** Esta Comisión considera adecuada la incorporación de un peaje de carácter interrumpible como mecanismo para dotar al sistema de mayor flexibilidad y seguridad, siempre que la necesidad esté debidamente justificada. No obstante, se considera necesario valorar el beneficio que supone para el sistema la existencia de este tipo de peajes y establecer un mecanismo para calcular los correspondientes términos de los peajes interrumpibles. Asimismo, se hace necesario establecer un término fijo por caudal contratado en los peajes interrumpibles de gas natural. Cabe señalar que en caso contrario, tal y como se expone en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los clientes acogidos a peajes interrumpible estarían exentos de abonar penalizaciones por exceso/defecto del caudal medido sobre el contratado, lo que supondría ahorros adicionales.

**Novena.** En relación a la teled medida, se valoran positivamente la introducción en las propuestas de Órdenes, de la normativa que afecta a la instalación de aparatos de teled medida, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3655/2005. No obstante, se proponen modificaciones incluidas en los comentarios al articulado.

**Décima.** Esta Comisión está de acuerdo con la introducción de la propuesta de Orden, del peaje de trasvase de GNL a buque, en línea, con la propuesta de metodología para elaborar dicho peaje remitida por la CNE. Si bien esta Comisión considera que por una parte, el término variable del peaje debería ser 0,0005109 €/kWh descargados y debería eliminarse el precio mínimo por operación de 50.000 €, en la propuesta de Orden.

**Undécima.** Esta Comisión, tal y como se ha indicado en informes tarifarios anteriores, considera que los peajes de transporte y distribución deben trasladar los coste reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valora positivamente la introducción

de los peajes “2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros. El efecto del establecimiento de los peajes de transporte y distribución denominados “2.bis”, se estima en unos ingresos adicionales para el sistema de 2.257 Miles de €.

**Duodécima.** Esta Comisión considera que, en aras de proporcionar estabilidad regulatoria y dar transparencia al sistema gasista, es necesario elaborar una Metodología que haga explícitos los criterios de asignación de costes para establecer tarifas, peajes y cánones de forma objetiva, transparente y no discriminatoria, que se correspondan con los objetivos señalados por el RD 949/2001.

**ANEXO I**

**ESCENARIO DE PREVISIÓN CNE A PARTIR  
DE INFORMACIÓN PROPORCIONADA POR  
EMPRESAS TRANSPORTISTAS Y  
DISTRIBUIDORAS Y GTS**

Como se ha indicado en el epígrafe 3.2 del presente informe, la Memoria sobre las propuestas de Órdenes para el año 2006, remitida a esta Comisión, aporta información detallada relativa a las hipótesis e información utilizada para el cálculo de los nuevos peajes introducidos, así como, sobre las variables de facturación distribuidas por tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural para 2006. Según se indica en la propia Memoria, las variables de facturación que sustentan el ejercicio tarifario se corresponden con las previsiones remitidas por el Gestor Técnico del Sistema y han servido de punto de partida para realizar las previsiones de facturación, incluyendo los cambios introducidos en las propuestas de Órdenes.

En relación con lo anterior cabe señalar que, el escenario de previsión de la CNE, elaborado a partir de información proporcionada por las empresas gasistas y el GTS<sup>9</sup>, coincide, en términos generales, con el presentado en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Adicionalmente, esta Comisión ha solicitado a las empresas gasistas información de previsiones individuales de las variables de facturación de grandes clientes de gas natural, es decir, ciclos combinados, materia prima, centrales térmicas y clientes acogidos a tarifa interrumpible.

En consecuencia las diferencias obtenidas en las previsiones de ingresos entre ambos escenarios, esto es, el presentado por el MITC y la CNE, se deberán a las diferentes hipótesis de facturación utilizadas para de aplicar los peajes y cánones y los cambios introducidos en la propuesta de Orden.

En el escenario de ingresos de la CNE, para facturar a los peajes y cánones de la propuesta de Orden, tanto a los consumidores del mercado regulado, como del mercado liberalizado, se han tenido en cuenta los siguientes aspectos, siempre desde un planteamiento de prudencia tarifaria de reducción de los ingresos del sistema, de forma

---

<sup>9</sup> Información desglosada entre mercado regulado y liberalizado, relativa al seguimiento de la energía transportada, energía regasificada y GNL cargado en cisterna, volumen de gas almacenado en exceso sobre el almacenamiento, capacidad reservada/contratada en almacenamiento subterráneo y cantidad de gas inyectado y extraído del almacenamiento subterráneo.

que las variaciones propuestas en los peajes y cánones de gas natural sean suficientes para cubrir los costes necesarios.

- Debido a que la información proporcionada por las empresas sobre número de clientes es a 31 de diciembre de cada año, en la facturación por término fijo por cliente en el grupo 3 se ha tenido en cuenta la incorporación lineal de clientes en el mercado, por lo que se factura el término fijo por cliente aplicando la semisuma del número de clientes declarado por las empresas a 31 de diciembre de 2005 y a 31 de diciembre de 2006. Se ha calculado el efecto de facturar por el número de clientes a 31 de diciembre, obteniéndose un aumento de la facturación respecto al escenario CNE de unos 22 millones de €.

**Cuadro 26. Efecto de promediar clientes en la facturación del término fijo por cliente del Grupo 3**

	Nº clientes a 31/12/2006	Facturación Tf por cliente (Miles €)	Nº Clientes (Promedio)	Facturación Tf por cliente (Miles €)	Diferencia (Miles €)
<b>Cientes en Mercado Regulado</b>					
<b>GRUPO 3 ( P ≤ 4 bar)</b>	<b>4.198.701</b>	<b>817.026</b>	<b>4.103.029</b>	<b>808.552</b>	<b>8.474</b>
3.1 C ≤ 5.000	2.114.673	213.914	2.048.287	211.397	2.517
3.2 5.000 < C ≤ 50.000	2.056.567	507.023	2.027.737	502.140	4.883
3.3 50.000 < C ≤ 100.000	11.956	14.044	11.618	13.793	251
3.4 C > 100.000	15.505	82.046	15.386	81.223	823
<b>Cientes en Mercado Liberalizado</b>					
<b>GRUPO 3 ( P ≤ 4 bar)</b>	<b>2.299.801</b>	<b>520.575</b>	<b>2.193.596</b>	<b>506.955</b>	<b>13.620</b>
3.1 C ≤ 5.000	878.300	88.549	833.455	86.281	2.268
3.2 5.000 < C ≤ 50.000	1.396.376	331.125	1.335.704	322.875	8.250
3.3 50.000 < C ≤ 100.000	8.104	9.380	7.891	9.148	232
3.4 C > 100.000	17.021	91.521	16.547	88.651	2.870
<b>Total</b>	<b>6.498.502</b>	<b>1.337.601</b>	<b>6.296.626</b>	<b>1.315.507</b>	<b>22.094</b>

Fuentes: Información de empresas transportistas y distribuidoras, GTS y CNE

- Para la facturación del término de reserva de capacidad se ha considerado un factor de carga en el punto de entrada al sistema de un 90% para la totalidad de los clientes. Este efecto corrige el efecto de simultaneidad en la capacidad de entrada del sistema.
- Respecto a la facturación del término fijo por caudal del término fijo de los peajes de conducción, se ha facturado por la semisuma del caudal contratado previsto por las empresas para 2005 y 2006, debido a que los datos proporcionados por las

empresas son a 31 de diciembre de cada año. El efecto de considerar el caudal contratado a 31 de diciembre, en lugar del caudal promedio incluido en el escenario CNE, supondría una facturación superior en 5,5 millones de €.

- Se ha facturado a los clientes a los que les es de aplicación el artículo 9 de la propuesta de Orden a los precios del Grupo 2 bis, establecidos en el apartado segundo punto 4 del Anexo, lo que ha supuesto, respecto de la aplicación de los peajes del Grupo 2, un aumento de 2,2 millones de € de los ingresos procedentes de este colectivo
- Se ha facturado individualmente a los clientes interrumpibles, centrales térmicas y ciclos combinados, teniendo en cuenta el número de meses que están en funcionamiento durante 2006. Para la facturación del término fijo de conducción, se ha aplicado el correspondiente peaje firme en función del nivel de presión y consumo y se ha impuesto un factor de carga del 80% para los clientes interrumpibles y en el caso ciclos combinados, para aquellos clientes con factores de carga bajos, por incorporación durante en año, etc., que la facturación de dicho término es el 85% del caudal contratado facilitado por las empresas de acuerdo con el límite mínimo de facturación del artículo 31 del RD 949/2001. La facturación del 100% del caudal contratado por las empresas supondría una facturación superior en torno a los 20 millones de euros, respecto al escenario CNE.

Por prudencia tarifaria, todas estas hipótesis llevan a obtener en el escenario CNE unos menores ingresos por aplicación de los peajes y cánones vigentes, respecto a hipótesis menos ajustadas. En el escenario CNE se ha facturado a todos los clientes del sistema, también a las centrales térmicas, clientes interrumpibles y clientes a tarifa de uso como materia prima, por todos los peajes y cánones que les corresponda, debido a que se considera que todos los clientes deben pagar por los costes en que su suministro hace incurrir al sistema.

En el siguiente cuadro se recoge el escenario de ingresos de la CNE en el caso de elegibilidad plena.

### Cuadro 27. Escenario de ingresos de la CNE con elegibilidad plena

Escenario CNE - Participación plena de clientes en el mercado - Facturación de Peajes y Cánones. Año 2006

	Orden ECO/32/2004				Propuesta O.M			
<b>1. Peaje de Regasificación</b>								
	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Total Regasificación</b>	243.602	28.017	271.619	0,0843	243.602	28.017	271.619	0,0843
<b>2. Peaje de Transporte y Distribución</b>								
	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Grupo 1</b>	44.424	207.465	251.889	0,1409	43.867	204.787	248.654	0,1391
Firme	42.859	200.130	242.989	0,1409	42.303	197.547	239.850	0,1391
Interrumpible	1.564	7.335	8.899	0,1396	1.564	7.240	8.804	0,1381
<b>Grupo 2</b>	46.421	302.502	348.923	0,1868	45.833	300.768	346.601	0,1855
Firme	43.341	276.850	320.191	0,1836	42.779	273.238	316.017	0,1813
Interrumpible	1.128	6.947	8.074	0,1757	1.128	6.856	7.983	0,1737
Art. 9 ECO/32/2004	1.952	18.706	20.658	0,2631	1.927	20.674	22.601	0,2878
<b>Grupo 3</b>	15.843	1.316.952	1.332.795	2,0913	15.637	1.299.870	1.315.507	2,0642
<b>Materia Prima</b>	1.217	5.611	6.828	0,1084	1.202	5.569	6.771	0,1075
<b>Total T&amp;D</b>	107.905	1.832.530	1.940.435	0,4454	106.539	1.810.994	1.917.533	0,4402
<b>3. Almacenamiento Subterráneo</b>								
	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)				
<b>Almc. Subterráneo</b>	34.052	0,0925	34.052	0,0925				
<b>4. Almacenamiento GNL</b>								
	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/m <sup>3</sup> )	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/m <sup>3</sup> )				
<b>Almc. GNL</b>	4.386		4.428					
<b>Total Acceso Mercado Regulado</b>	2.250.491	0,5166	2.227.632	0,5114				
<b>% variación sobre Orden ECO/32/2004</b>			-1,02%					

# **ANEXO II**

## **COMENTARIOS AL ARTICULADO DE LA ORDEN**



Comisión  
Nacional  
de Energía

**ANEXO II**  
**COMENTARIOS AL ARTICULADO DE**  
**LA ORDEN**

Eliminado: PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS†

**ORDEN ITC/ /2006, DE DE ENERO, POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES Y CANONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS.**

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, dispone en su artículo 25 que el Ministro de Economía, mediante Orden Ministerial y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para los distribuidores, y de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

Además, dicho artículo dispone, para los peajes y cánones, que se establecerán los valores concretos o un sistema de determinación de los mismos y se modificarán anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen.

Por otra parte, el artículo 26.3 y 37 del Real Decreto 949/2001 establecen como cuotas con destinos específicos, los porcentajes para la retribución del Gestor Técnico del Sistema y los recargos con destino a la Comisión Nacional de Energía. Estas cuotas, que se establecen como porcentajes sobre los peajes y cánones asociados al derecho de acceso por terceros a la red, deberán ser recaudados por las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución, y almacenamiento, y puestas a disposición de los sujetos a los que van destinados como ingresos propios en la forma y plazos establecidos normativamente.

El artículo 19 de la Ley 24/2002, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas, y del Orden Social, modifica la Disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, introduciendo en su apartado

tercero las tasas aplicables a la prestación de servicios y realización de actividades por la Comisión Nacional de Energía en relación con el sector de hidrocarburos gaseosos.

El artículo segundo de la Orden ITC/3655/2005, de 23 de noviembre, por la que se modifica, entre otras, la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, introduce modificaciones a los procedimientos de cálculo y facturación de peajes en lo referente a la instalación de equipos de telemedida.

Se introducen por primera vez, peajes aplicables a los servicios de acceso de duración inferior a un año, peajes para el tránsito de gas con destino a países terceros y un peaje a aplicar a los servicios de acceso de terceros prestados en condiciones de interrumpibilidad.

El Real Decreto 1554/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en su artículo 1, asigna a este Departamento ministerial la elaboración y ejecución de la política energética del Gobierno. Por su parte, el artículo 4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno atribuye a los Ministros el ejercicio de la potestad reglamentaria en las materias propias de su Departamento.

Conforme a lo anterior y en la forma que establece el artículo 25 de Real Decreto 949/2001, corresponde al Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural, los precios de cesión de gas natural para las empresas distribuidoras, y los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

El proyecto de esta orden ha sido objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía. Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1552/2004, de 25 de junio, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Economía y Hacienda, ha sido informado por la Dirección General de Política Económica. Finalmente el contenido del proyecto ha sido aprobado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en su reunión del día .

En su virtud, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos,

**DISPONGO:**

**Artículo 1. Objeto**

La presente orden tiene por objeto determinar el precio máximo de los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

**Artículo 2. Precios de los peajes y cánones.**

Los precios máximos antes de impuestos de los peajes y cánones de los servicios básicos, que se definen en el artículo 29 del 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, son los contenidos en el Anexo de la presente Orden.

Dichos precios han sido establecidos de acuerdo con los criterios para la determinación de tarifas, precios y cánones previstos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y en el artículo 25 del Real Decreto 949/2001; asimismo, los precios han sido calculados conforme a lo dispuesto en el artículo 26 del Real Decreto citado.

Los peajes y cánones son únicos para todo el territorio nacional ~~y tienen carácter de máximos~~, conforme a lo establecido en el artículo 25.2 del Real Decreto 949/2001.

Con formato: Tachado

### **Artículo 3. Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía.**

La Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía, que deberán recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución, y almacenamiento como porcentaje sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso por terceros a la red, será del 0,166 por 100.

El importe de dicha tasa se ingresará por las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento de gas en la forma y plazos establecidos en el artículo 19 de la Ley 29/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales Administrativas y del Orden Social.

### **Artículo 4. Cuota destinada al Gestor Técnico del Sistema.**

La cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema, que deberán recaudar las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución, y almacenamiento sobre la facturación de los peajes y cánones asociados al derecho de acceso por terceros a la red, será del 0,37%. Dicha cuota se ingresará por las empresas titulares de instalaciones de regasificación, transporte, distribución y almacenamiento de gas, en los plazos y de la forma que se establecen en el procedimiento de liquidaciones regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.

### **Artículo 5. Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones.**

1. Las empresas distribuidoras y transportistas están obligadas a modificar los peajes y cánones aplicados a sus clientes para ajustarlos a la demanda máxima que prevean los mismos, excepto en el caso en el que el consumidor haya modificado voluntariamente el peaje aplicado en un plazo inferior a 12 meses y no se haya producido ningún cambio en la estructura de peajes que le afecte.

2. Las empresas distribuidoras y transportistas están obligadas a velar por la correcta asignación de los peajes y cánones al nivel de consumo real. En el caso de nuevos contratos de suministro o de cambio de peajes, y a efectos de cómputo del consumo anual, se considerarán los doce meses siguientes a la fecha de formalización del contrato. En el caso de clientes con más de un año de antigüedad en un peaje determinado el período de cómputo coincidirá con un año natural.
3. Toda recaudación en concepto de peajes y cánones realizada por una compañía con independencia de la fecha de su inclusión en el régimen económico será comunicada a la Comisión Nacional de Energía y será incluida en el sistema de liquidaciones de acuerdo con la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector de gas natural y de las cuotas con destinos específicos y se establece el sistema de información que deben presentar las empresas.
4. Cualquier disminución de facturación como consecuencia de la incorrecta aplicación de los peajes y cánones de la presente Orden, así como de la no aplicación de los párrafos anteriores del presente artículo, será soportada por la propia compañía distribuidora y transportista. La Comisión Nacional de Energía efectuará el cálculo de las liquidaciones correspondientes sin tener en cuenta dichas disminuciones.

#### **Artículo 6. Facturación aplicable a las liquidaciones.**

1. A efectos del cálculo de los ingresos liquidables, se computarán los correspondientes por la aplicación de los peajes y cánones máximos a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los usuarios.

Los porcentajes sobre la facturación establecidos en la presente Orden, como tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía y cuota destinada a la retribución del Gestor Técnico del Sistema, se calcularán, igualmente, sobre el resultado de aplicar los peajes y cánones máximos a las cantidades facturadas, sin deducir los posibles

descuentos que sobre las mismas puedan pactarse entre los titulares de las instalaciones y los usuarios.

2. ~~El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio o la~~ La Comisión Nacional de Energía podrá inspeccionar las condiciones de facturación de los peajes y cánones. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá a estos efectos establecer planes anuales o semestrales de inspección de las condiciones de facturación de peajes y cánones.

Con formato: Tachado

Con formato: Tachado

Como resultado de estas actuaciones el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá realizar una nueva liquidación de las cantidades que hayan sido objeto de comprobación o inspección.

#### **Artículo 7. Información en la facturación.**

La facturación de los peajes y cánones expresará las variables que sirvieron de base para el cálculo de la cantidad a cobrar. Además, con el fin de que exista mayor transparencia en los precios de los peajes y cánones de los servicios básicos asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, se desglosarán en la facturación al usuario los porcentajes correspondientes a la imputación de los costes destinados a la retribución del Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía. Asimismo los impuestos vigentes se repercutirán separadamente en la factura.

#### **Artículo 8. Facturación de periodos con variación de precios.**

Las facturaciones de los peajes y cánones, correspondientes a un período de facturación en que haya regido más de un precio, se calcularán repartiendo el consumo total correspondiente al período facturado de forma proporcional al tiempo en que haya estado en vigor cada uno de los precios que hayan regido durante el período, excepto para los consumidores en que se efectúe medición diaria, para los que la facturación se realizará de acuerdo con dichas medidas.

#### **Artículo 9. Contratos anteriores.**

1. 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, podrán solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar. En estos casos, el consumidor tendrá la obligación de realizar la acometida correspondiente y conectarse a gasoductos a presión superior a 4 bar en el momento en que el distribuidor disponga de redes en su zona para ello.
2. En caso de que esta solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes a dicha presión en su zona, le serán de aplicación los peajes del Anexo, apartado segundo, punto 4.
3. A partir del año 2010 a todos estos consumidores se les aplicará el peaje correspondiente a su presión de suministro.

#### **Artículo 10. Telemedida.**

1. Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de telemedida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios, a los que se les aplicará el procedimiento de cálculo del término fijo descrito en los peajes del Grupo 1.
2. Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500 Mwh/año e inferior o igual a 5.000.000 kWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo aplicable a los peajes del Grupo 1 y descrito en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.
3. En los casos de consumidores de los grupos acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5 y 2,6 que incumplan la obligación de tener instalados los mencionados equipos de telemedida en el plazo máximo a que se refiere el apartado primero, o cuando,

después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio por un período superior a 2 meses, serán facturados por el peaje 2.4.

4. En el caso de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4 que no hayan instalado los equipos de teled medida en el plazo máximo a que se refiere el apartado primero, o cuando, después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 y el término fijo de su respectivo peaje.
5. En los casos descritos en los apartados 3 y 4 se aplicará el método de facturación correspondiente a los consumidores del peaje 1 establecido en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001 con la siguiente particularidad: el caudal máximo diario medido para el consumidor ( $Q_m$ ) empleado para calcular la facturación correspondiente al término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución se calculará dividiendo su consumo medido mensual por veinte días o su prorrateo en los casos que corresponda.
6. En los casos de los consumidores acogidos al peaje del grupo 3.4 que teniendo la obligación de instalar equipos de teled medida no los hayan instalado en el plazo máximo a que se refiere el apartado , o cuando después de instalados en dicho plazo, se encuentren fuera de servicio durante un periodo superior a dos meses, se aplicará en su facturación el término variable del peaje 3.2, y el término fijo de su respectivo peaje.
7. Las empresas distribuidoras que tengan conectados a sus instalaciones algún consumidor obligado a disponer de equipos de teled medida de acuerdo con la normativa vigente, deberán remitir, antes del día 31 de enero de 2006, a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Turismo y comercio, los protocolos de comunicación utilizados en su empresa para la lectura de los equipos de teled medida.

#### **Artículo 11. Peajes aplicables a contratos de duración inferior a un año**

Los peajes incluidos en el Anexo de la presente Orden se aplicarán exclusivamente a contratos de duración igual o superior a 365 días. Para contratos de duración inferior, se multiplicará el Término de reserva de capacidad ( $T_{rc}$ ), el término fijo del peaje de regasificación ( $T_r$ ) y el término fijo del Peaje de conducción ( $T_{\#}$ ) por los siguientes coeficientes:

- a) Contratos de duración inferior a 30 días: Se aplicará el resultado de multiplicar el número de días de duración del contrato por los coeficientes de la columna (1) del Anexo, apartado octavo, correspondiente a cada mes en que el contrato está en vigor.
- b) Contratos que coincidan con uno o varios meses naturales: Cada mes se aplicará el coeficiente correspondiente que se incluye en la columna (2) del Anexo, apartado octavo.
- c) Contratos de duración superior a 30 días que no coincidan con meses naturales: Para los meses completos se aplicará lo establecido en el párrafo b) y para el resto de días lo establecido en el apartado a).

d) 

**Eliminado:** Contratos estacionales. Se aplicarán exclusivamente a los contratos de la siguiente duración:

**Eliminado:** 1.- Del 1 de noviembre al 31 de marzo: Coeficiente: 1,720 ¶  
2.- Del 1 de abril al 31 de julio: Coeficiente: 1,011 ¶  
3.- Del 1 de agosto al 30 de agosto: Coeficiente: 0,887 ¶  
4.- Del 1 de septiembre al 30 de octubre: Coeficiente: 1,035

La Comisión Nacional de Energía podrá elaborar un formato normalizado para este tipo de contratos.

Los clientes con contratos de duración inferior a un año, vigentes con anterioridad a la aprobación de la presente Orden podrán acogerse a contratos anuales.

Los coeficientes incluidos en el punto Octavo del Anexo de la presente Orden no serán de aplicación a los tránsitos internacionales.

## Artículo 12. Peaje interrumpible

Bajo esta modalidad de contrato el cliente interrumpirá su consumo de gas ante solicitudes del Gestor Técnico del Sistema en las condiciones que se establecen en el presente artículo.

Para contratar esta modalidad de servicio de acceso, será necesaria la firma de un convenio entre el cliente, el comercializador en su caso y el Gestor Técnico del Sistema Gasista. En el caso de que el cliente sea un generador eléctrico, deberá firmar igualmente el Operador del Sistema Eléctrico.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista remitirá copia del Convenio a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la correspondiente empresa distribuidora.

La duración mínima de este contrato será de 12 meses, prorrogable en función de las necesidades zonales,

**Eliminado:** y máxima de 48 meses prorrogables en función de la evolución del mercado y las necesidades zonales.

### A) Las condiciones para poder acogerse a este peaje son las siguientes:

1. Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día
2. Presión de suministro superior a 4 bar.
3. Telemedida operativa.
4. Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el Gestor Técnico del Sistema Gasista y en su caso el Gestor Técnico del Sistema Eléctrico.

El Gestor Técnico del Sistema, previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, publicará anualmente las zonas con posibilidad de congestión y el volumen máximo de gas interrumpible en cada zona expresado en MWh/día. La DGPyM aprobará dicho plan.

Para la aplicación del peaje interrumpible será necesario que se incorpore al contrato de acceso una adenda firmada por el comercializador, el cliente y el titular de la red a la que se encuentra conectado el punto de consumo, aceptando las condiciones de interrumpibilidad, y fijando el periodo temporal de aplicación del peaje interrumpible para dicho consumidor. Se dará traslado de dichas adendas al GTS, a la CNE y a la DGPYM.

### **C) Condiciones de aplicación de la interrumpibilidad**

1. Período de preaviso de 24 horas.
2. Duración total máxima de las interrupciones en un año:
  - a) Contrato de interrupción tipo "A": 5 días.
  - b) Contrato de interrupción tipo "B": 10 días.

Las interrupciones anteriores se contabilizarán en un año natural. En el caso de contratos firmados con posterioridad al uno de enero de cada año, el número de días de interrupción al año se prorrateará en función de la duración del contrato en el año natural.

### **D) Causas de interrupción.**

El cliente acogido a este peaje solamente podrá ser interrumpido por los siguientes motivos:

1. Indisponibilidad o congestión de instalaciones de transporte, almacenamiento, distribución y regasificación del sistema gasista español que tengan como consecuencia una reducción significativa de la capacidad disponible.
2. Indisponibilidad de gasoductos o conexiones internacionales que tengan como consecuencia reducciones significativas de su capacidad de transporte.
3. Cierre de terminales de regasificación o terminales de licuefacción origen debidos a inclemencias meteorológicas o causas de fuerza mayor.

Si después de aplicada la interrupción se concluyera que el motivo es imputable a un comercializador, este abonará al Gestor Técnico del Sistema una cantidad, que tendrá la consideración de ingreso liquidable, equivalente al volumen del gas interrumpido

multiplicado por el 5% del precio de referencia establecido en el apartado 9.6 del Capítulo "Operación Normal del Sistema" de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, publicadas en la Orden Ministerial ITC/3126/2005, de 5 de octubre.

El pago anterior se realizará sin perjuicio de las responsabilidades a que dé lugar la citada interrupción.

### **E) Criterios para la ejecución de las interrupciones**

La solicitud de interrupción solamente podrá realizarse por parte del Gestor Técnico del Sistema como consecuencia de alguna de las condiciones anteriores y requerirá comunicación previa al Secretario General de la Energía. Dicha solicitud implicará la solicitud de declaración de Situación de Operación Excepcional Nivel 1

El GTS repartirá el volumen necesario de interrupción entre los diferentes clientes interrumpibles de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Criterios geográficos.
- b) Máxima operatividad.
- c) Mínimo impacto.

Siempre que la situación lo permita, los clientes que hayan sido interrumpidos en una ocasión serán interrumpidos en último lugar en la siguiente.

### **F) Comunicación**

El GTS comunicará al Cliente, al Comercializador, en su caso, y al distribuidor la solicitud de realizar la interrupción con el plazo de preaviso prefijado.

El incumplimiento de las instrucciones de interrupción impartidas por parte del Gestor Técnico del Sistema por parte de un consumidor acogido a esta modalidad de acceso conllevará la aplicación automática a este cliente del peaje firme correspondiente a sus características de presión de suministro y volumen de consumo incrementado en un 50% en todos los términos del peaje, durante los 12 meses siguientes a aquél en el que se

incumplió la solicitud de interrupción. Asimismo, el incumplimiento supondrá la cancelación automática del Convenio.

### **G) Peajes aplicables**

Los peajes aplicables en esta modalidad de servicio de acceso a las instalaciones de transporte y distribución son los que se indican en el Anexo, apartado séptimo, de la presente Orden.

#### **Artículo 13. Peaje de tránsito internacional.**

Este peaje será de aplicación al servicio de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional y con origen en otra conexión internacional, una conexión con un yacimiento o una planta de regasificación. El contrato de acceso deberá indicar expresamente el punto de entrada, el de salida y el caudal contratado de salida, que coincidirá con el de entrada en el caso de que ésta se realice por gasoducto y con el caudal de regasificación en el caso de que la entrada se realice mediante una planta de regasificación.

La prestación de este servicio necesitará la aprobación previa del Gestor Técnico del Sistema, que lo condicionará a la seguridad de suministro de los consumidores, a la eficiencia del sistema gasista nacional y a las restricciones técnicas zonales de los lugares donde se lleve a cabo la entrada o la salida.

La denegación por parte del Gestor Técnico del Sistema habrá de ser motivada y comunicada a la Comisión Nacional de Energía y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Durante el invierno a estos contratos le serán aplicables las restricciones establecidas en el Plan Invernal en vigor, aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, tal como se recoge en las Normas de Gestión Técnica del Sistema.

Las condiciones de ejecución del contrato de tránsito habrán de ser compatibles con la operación del sistema gasista.

La duración máxima de este tipo de contrato será de dos años, prorrogables en función de la disponibilidad de capacidad del sistema gasista español.

Este peaje solo incluye el almacenamiento operativo necesario para realizar la operación.

Al uso de las instalaciones de regasificación asociado a operaciones de tránsito internacional se le aplicará el peaje establecido en el Anexo de la presente Orden. Estas operaciones necesitarán igualmente aprobación previa por parte del Gestor Técnico del Sistema y solo incluirán el almacenamiento operativo de GNL necesario para realizar la operación.

#### **DISPOSICIÓN DEROGATORIA UNICA. DEROGACIÓN NORMATIVA.**

A la entrada en vigor de la presente Orden queda derogada la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y cualesquiera otras disposiciones de igual o menor rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la misma.

#### **DISPOSICIÓN FINAL PRIMERA. HABILITACION PARA LA APLICACIÓN DE LA ORDEN.**

Por la Dirección General de Política Energética y Minas se dictarán las Resoluciones precisas para la aplicación de la presente Orden.

#### **DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA. ENTRADA EN VIGOR.**

La presente Orden entrará en vigor a las cero horas del 1 de enero de 2006.

Madrid,

EL MINISTRO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

JOSÉ MONTILLA AGUILERA

## ANEXO

### PRECIOS DE LOS PEAJES Y CÁNONES DE LOS SERVICIOS BÁSICOS

#### **PRIMERO. Peaje de regasificación.**

El peaje del servicio de regasificación incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para la descarga de buques, transporte a tanques de gas natural licuado (GNL), regasificación o carga de cisternas de GNL y un almacenamiento operativo de GNL en planta de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

Los precios de los términos fijo (Tfr) y variable (Tvr) del peaje correspondiente al uso de las instalaciones de regasificación que se regulan en el artículo 30 del citado Real Decreto, serán los siguientes:

Tfr: Término fijo del peaje regasificación: 0,014662 €/kWh/día/mes

Tvr: Término variable de peaje de regasificación: 0,000087 €/kWh.

#### **SEGUNDO. Peaje de transporte y distribución firme.**

1. El peaje del servicio de transporte y distribución incluirá el derecho al uso de las instalaciones necesarias para transportar el gas desde el punto de entrada en la red de transporte hasta el punto de suministro al consumidor, así como la utilización de un almacenamiento operativo de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto. Este peaje será, asimismo, aplicable al

suministro de consumidores cualificados conectados a redes de distribución locales alimentadas mediante plantas satélites.

El peaje correspondiente por el uso del sistema de transporte y distribución se compondrá de dos términos: un término de reserva de capacidad, y un término de conducción, este último se diferenciará en función de la presión de diseño, a la que se conecten las instalaciones del consumidor.

$$P_{TD} = T_{rc} + T_c$$

Donde:

$P_{TD}$ : Peaje de Transporte y Distribución.

$T_{rc}$ : Término de reserva de capacidad.

$T_c$ : Término de conducción.

2. El precio del término fijo por reserva de capacidad de entrada al Sistema de Transporte y Distribución ( $T_{fe}$ ) regulado en el artículo 31 apartado A) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente:

$T_{fe}$ : Término fijo de reserva de capacidad  $T_{rc}$ : 0,006625 €/kWh/día/mes.

3. Los precios de los términos de conducción del peaje de transporte y distribución firme, en función de la presión de diseño donde estén conectadas las instalaciones del consumidor final regulados en el artículo 31 apartado B) 2. del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los que figuran en los cuadros siguientes:

	<b>Término fijo</b> <b>T<sub>fij</sub></b> <b>€/kwh/día/mes</b>	<b>Término variable</b> <b>T<sub>vij</sub></b> <b>€/kwh</b>
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>		
1.1	0,021111	0,000517
1.2	0,018860	0,000417
1.3	0,017506	0,000375
<b>Peaje 2 (4 bar &lt; P&lt;= 60 bar)</b>		
2.1	0,154578	0,001181
2.2	0,041956	0,000942
2.3	0,027471	0,000763
2.4	0,025174	0,000684
2.5	0,023142	0,000599
2.6	0,021288	0,000520
	<b>Término fijo</b> <b>T<sub>fi</sub></b> <b>€/consumidor/mes</b>	<b>Término variable</b> <b>T<sub>vi</sub></b> <b>€/kwh</b>
<b>Peaje 3 (P &lt;= 4 bar)</b>		
3.1	2,14	0,024211
3.2	4,79	0,017942
3.3	37,08	0,009935
3.4	55,34	0,007813

4. Términos del peaje de transporte y distribución aplicables a los clientes a los que hace referencia el artículo 9 de la presente Orden.

	<b>Término fijo</b> <b>T<sub>fij</sub></b> <b>€/kWh/día/mes</b>	<b>Término variable</b> <b>T<sub>vij</sub></b> <b>€/kWh</b>
<b>Peaje 2 bis (4bar&lt;P&lt;=60 bar)</b>		
2.1.bis	0,164183	0,001254
2.2.bis	0,044563	0,001001
2.3.bis	0,030968	0,000860
2.4.bis	0,029816	0,000810
2.5.bis	0,028046	0,000726
2.6.bis	0,025799	0,000630

	<b>Peaje 2 bis (4 l</b>
	2.1
	2.2
	2.3
	2.4
	2.5
<b>Eliminado:</b>	2.6

**TERCERO. Precio del canon de almacenamiento subterráneo**

Los precios de los términos fijo y variable del canon correspondiente al almacenamiento subterráneo, regulados en el artículo 32 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, serán los siguientes:

Tf: Término fijo del canon de almacenamiento: 0,000189 €/kWh/mes

Tv: Término variable del canon de almacenamiento: 0,000174 €/kWh

#### **CUARTO. Precio del canon de almacenamiento de GNL**

El precio del término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL regulado en el artículo 33 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, será el siguiente:

Tv: Término variable del canon de almacenamiento: 0,086873 €/m<sup>3</sup> de GNL/día.

#### **QUINTO. Peaje de trasvase de GNL a buques.**

A los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación se le aplicará el peaje siguiente:

Término fijo: 105.274 €/operación

Término variable: ~~0,0005109~~ €/kWh

Eliminado: 0,05109

Eliminado: Con un precio mínimo por operación de 50.000 €¶

Para el trasvase de buque a buque, sin pasar por almacenamiento de GNL de la planta, se aplicará un peaje del 80% del valor anterior. Las mermas que se produzcan serán por cuenta del contratante del servicio, como asimismo la entrega del gas necesario para la operación.

Estos servicios solo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. En cualquier caso, por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

**SEXTO. Precio del peaje de tránsito internacional**

Se aplicará el peaje de transporte y distribución correspondiente a la presión y volumen de consumo, multiplicando los términos fijo y variable, incluyendo el de reserva de capacidad, por el coeficiente de la tabla siguiente que corresponda en función del punto de entrada y el de salida.

		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	0,515
	BARCELONA	1,000	1,000	0,773	1,000
	MAGREB	0,716	1,000	1,000	1,000
	PORTUGAL-EXTREMADURA			1,000	1,000
	PORTUGAL-GALICIA			1,000	1,000
	LARRAU	1,000	1,000		
	IRÚN	1,000	1,000		

PUNTO DE ENTRADA	CAR
	HUE
	SAG
	BILB
	BAR
	MAG
	POR
EXT	
RA	
POR	
GAL	
LARI	

Eliminado:

**SEPTIMO. Precio del peaje de transporte y distribución interrumpible**

Tfe: Término fijo de reserva de capacidad Trc: 0,006625 €/(kWh/día)/mes.

Término de conducción:

Término fijo  $T_{fij} = 0 \text{ €/kWh/mes}$

Término variable  $T_{vij}$ :

Peaje	Término variable $T_{vij}$	
	Interump. A	Interump. B
	$T_{vij}$	$T_{vij}$
	€/kWh	€/kWh
<b>Peaje 1 Int (P&gt;60 bar)</b>		
1.1 Int Consumo inferior o igual a 200 GWh/Año	0,000760	0,000524
1.2 Int Consumo superior a 200 GWh/año e igual o inferior a 100 GWh/año	0,000612	0,000422
1.3 Int Consumo superior a 1000 GWh/año	0,000551	0,000380
<b>Peaje 2 Int (4 bar&lt;P&lt;=60 bar)</b>		
2.3 Int Consumo superior a 10 GWh/año e igual o inferior a 30 GWh/año	0,001121	0,000773
2.4 Int Consumo superior a 30 GWh/año e igual o inferior a 100 GWh/año	0,001005	0,000693
2.5 Int Consumo superior a 100 GWh/año e igual o inferior a 500 GWh/año	0,000880	0,000607
2.6 Int Consumo superior a 500 GWh/año	0,000764	0,000527

Peaje
<b>Peaje 4 (P&gt;60 bar)</b>
4.1 Consumo inferior a 100 MVA
4.2 Consumo superior a 100 MVA e inferior a 100 MVA
4.3 Consumo superior a 100 MVA e inferior a 100 MVA
<b>Peaje 2 (4 bar &lt; P &lt;= 60 bar)</b>
4.3 Consumo superior a 100 MVA e inferior a 30 MVA
4.4 Consumo superior a 30 MVA e inferior a 100 MVA
4.5 Consumo superior a 100 MVA e inferior a 500 MVA
4.6 Consumo superior a 500 MVA

Eliminado:

**OCTAVO. Precio del peaje aplicable a los contratos de acceso de duración inferior a 12 meses**

Los coeficientes a aplicar al término fijo de caudal de los peajes correspondientes a servicios de acceso a las instalaciones gasistas, contratados con una duración menor a un año, de acuerdo con lo establecido en el artículo 11 de la presente orden son los siguientes:

enero
febrero
marzo
abril
mayo
junio
julio
agosto
septiembre
octubre
noviembre
diciembre

Eliminado:

	<b>Peaje diario (1)</b>	<b>Peaje mensual (2)</b>
Enero	0,071	1,411
Febrero	0,071	1,411
Marzo	0,071	1,411
Abril	0,057	1,147
Mayo	0,050	1,000
Junio	0,050	1,000
Julio	0,050	1,000
Agosto	0,046	0,913
Septiembre	0,050	1,000
Octubre	0,057	1,131
Noviembre	0,071	1,411
Diciembre	0,071	1,411

El término variable ( $T_{vij}$ ) a aplicar es el del peaje correspondiente.