



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 1/2005 SOBRE LA
PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES
Y CÁNONES ASOCIADOS AL
ACCESO DE TERCEROS A LAS
INSTALACIONES GASISTAS**

11 de enero de 2005

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ANTECEDENTES	5
3	PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO LIBERALIZADO	8
3.1	Evolución registrada en 2004.....	8
3.2	Escenario de previsión de mercados para 2005	11
4	DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA.....	15
4.1	Se mantienen los precios de los peajes y cánones del año anterior.....	15
4.2	Nuevo peaje para los servicios de trasvase de GNL a buques	16
4.3	Cuota a aplicar sobre la facturación de los peajes y cánones destinada a la retribución del Gestor técnico del sistema	16
4.4	Facturación aplicable a las liquidaciones	18
4.5	Exigencia de equipos de teled medida con medición de caudal diario a clientes a peajes con consumos superiores a 5 GWh/año.....	18
5	COMENTARIOS GENERALES.....	20
5.1	Información aportada por el MITC y solicitada a agentes del sector.....	20
5.2	Valoración de los peajes y cánones de la propuesta de Orden	23
5.3	Metodología asignativa de costes para establecer tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural.....	26
6	COMENTARIOS PARTICULARES	27
6.1	Mantenimiento de los peajes de la Orden ECO/32/2004	27
6.2	Nuevo peaje para el servicio de trasvase de GNL a buques.....	30
6.3	Retribución destinada al Gestor técnico del sistema.....	32
6.4	Exigencia de equipos de teled medida con medición de caudal diario a clientes con consumos superiores a 5 GWh/año.....	38
6.5	Otros comentarios a la propuesta de Orden	41
6.5.1	Peaje 1.3.....	41
6.5.2	Canon de almacenamiento de GNL	44
6.5.3	Facturación conjunta por los servicios de regasificación y carga de cisternas	45
6.5.4	Efecto del artículo 9 de la propuesta de Orden	46
6.5.5	Reducción del número de días de almacenamiento operativo en los peajes según el RD 1716/2004.....	47
6.5.6	Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones	48



6.5.7	Comentarios sobre aspectos tarifarios del Grupo de Trabajo “Aspectos Económicos del Sector del Gas Natural”	48
7	CONCLUSIONES.....	52
	ANEXO I : Modificaciones al articulado	57

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 11 de enero de 2005, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

El día 30 de diciembre de 2004 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 10 de enero 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 2005, la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, información necesaria para estimar los ingresos del sistema previstos para 2005.

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 6 de octubre de 2004.

En la medida en que la revisión de las tarifas de venta, peajes y cánones es un ejercicio de previsión, esta Comisión considera necesario, tanto que la información sobre previsiones que se reciba de los distintos agentes sea analizada, como que los criterios de la información solicitada sean transparentes y se incluyan en la Memoria que acompaña a las distintas propuestas de Órdenes.

Al igual que en años anteriores, la Memoria sobre las propuestas de Órdenes para el año 2005, remitida a esta Comisión, en cuanto a las variables de facturación distribuidas por tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural para 2005, no presenta el desglose necesario para analizar los precios incluidos en las propuestas de Órdenes. Al igual que en años anteriores, la información aportada a esta Comisión es insuficiente para replicar y evaluar el ejercicio de previsión tarifario de las propuestas de Órdenes para 2005.

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 2004 y las previsiones para 2005. En el epígrafe 4 se describen los cambios de la propuesta. En el epígrafe 5 se incluyen comentarios generales y en el epígrafe 6 comentarios particulares al articulado de la propuesta. En el epígrafe 7 se resumen las conclusiones.

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 ECO/32/2004, de 15 de enero, se publicaron los valores de los correspondientes peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, a aplicar en 2004 acordes con la estructura tarifaria establecida en el RD 949/2001.

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 2005.

Las incidencias surgidas en el desarrollo normativo del sector gasista, han propiciado que desde la CNE se impulsara, tras dos años desde la puesta en marcha del nuevo régimen económico, la creación de diversos grupos de trabajo en los que estuvieran representados todos los agentes del sector y en los que se profundizara sobre los principales temas pendientes en la regulación del sector del gas.

En particular, para analizar aspectos retributivos y tarifarios de gas natural, se consideraba necesario la creación de un grupo de trabajo donde se discutieran aspectos de la regulación vigente que se habían puesto de manifiesto en los Informes de esta Comisión 1,2 y 3/2004 sobre las propuestas de Órdenes Ministeriales, por las que se establece la retribución, las tarifas, los peajes y los cánones en el sector gasista para el año 2004.

En este sentido, durante 2004 han tenido lugar reuniones entre miembros de la CNE y distintos agentes del sector, dentro del grupo de trabajo denominado "*Aspectos Económicos del Sector del Gas Natural*".

Esta Comisión planteó los siguientes temas de interés enumerados a continuación, para discusión de los participantes, sugiriendo que las propuestas se hicieran teniendo en cuenta los principios tarifarios del artículo 25.3 del Real Decreto 949/2001. Otros principios básicos sobre los que en opinión de esta Comisión debían basarse las propuestas del grupo son la transparencia, objetividad y no discriminación. En definitiva, las tarifas, peajes y cánones deben reflejar los costes en que los suministros hacen

incurrir al sistema, teniendo en cuenta como restricción, la estructura de tarifas y peajes postales establecida en el RD 949/2001.

1. Reflexión sobre la estructura tarifaria actual: Valorar por los distintos agentes si son adecuados los niveles de presión y tramos de consumo definidos en el RD 949/2001 o si es preciso introducir modificaciones.
2. Revisión de la fórmula del Cmp en las tarifas de venta.
3. A la vista de las consultas recibidas en la CNE: ¿Qué aspectos en la facturación de tarifas, peajes y cánones deberían ser desarrollados con mayor detalle?.
4. En relación al punto 1: ¿Se debe modificar el diseño de los términos de facturación de las tarifas de venta, peajes y cánones?
5. ¿Es necesario establecer un procedimiento para actualizar las tarifas, peajes y cánones?
6. Respecto a la necesidad de establecer una metodología asignativa de costes para determinar las tarifas, peajes y cánones: Propuesta de criterios asignativos.
7. Necesidad y configuración de un peaje interrumpible.
8. ¿Es necesario y posible eliminar gradualmente las tarifas de venta de gas natural?

Entre los aspectos positivos derivados del grupo de trabajo, ha sido básico conocer las opiniones de los distintos participantes sobre la posible eliminación de las tarifas de venta, la creación de una fórmula estable para el cálculo del Cmp, la posibilidad de crear un peaje de entrada al Sistema, y, sobre todo, la posibilidad de introducir un peaje interrumpible. Asimismo, fue puesto de manifiesto la necesidad de desarrollar una metodología tarifaria. No obstante, incluso en el caso de haber llegado a un consenso en determinados temas tratados, los agentes han manifestado que dicho consenso debía entenderse como una disposición positiva para estudiar el tema en cuestión, y no para adoptar una solución particular, que en cualquier caso debería estar sometida a los resultados de los estudios que con mayor profundidad se puedan realizar, y que serán continuados durante 2005.

3 PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO LIBERALIZADO

3.1 Evolución registrada en 2004

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 a 30 de noviembre de 2004.

En primer lugar, el consumo total de gas natural registrado desde enero hasta noviembre de 2004 ascendió a 261.624 GWh. Del total del consumo de gas, el 20% (52.481 GWh) correspondió al consumo de clientes en el mercado regulado (a tarifa de venta), mientras que el 80% (209.139 GWh) se debió a consumidores que acudieron al mercado liberalizado.

Demanda total y participación en el mercado

	Año 2004 (enero - noviembre)	
	%	GWh
<i>Mercado Regulado</i>	20%	52.485
<i>Mercado Liberalizado</i>	80%	209.139
<i>TOTAL</i>		261.624

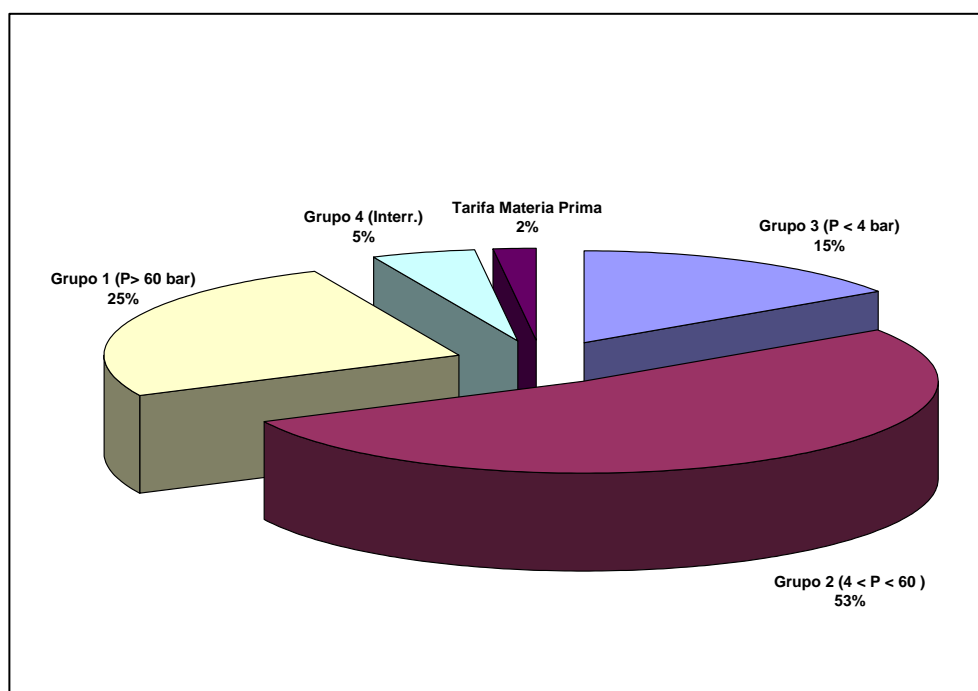
Fuente: CNE (SIFCO)

Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 30 de noviembre de 2004
No se incluye GNL directo a cliente final (8.674 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 el 2009 en la Disposición transitoria única de la Orden ECO/33/2004.

Se observa que el 53% 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 2.4 (consumo superior a 30.000.000 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 500.000.000 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 15% y 25% 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 7% del consumo total del sistema registrado en el periodo analizado.

Distribución porcentual del consumo por grupos tarifarios. Enero/04 – Noviembre/04



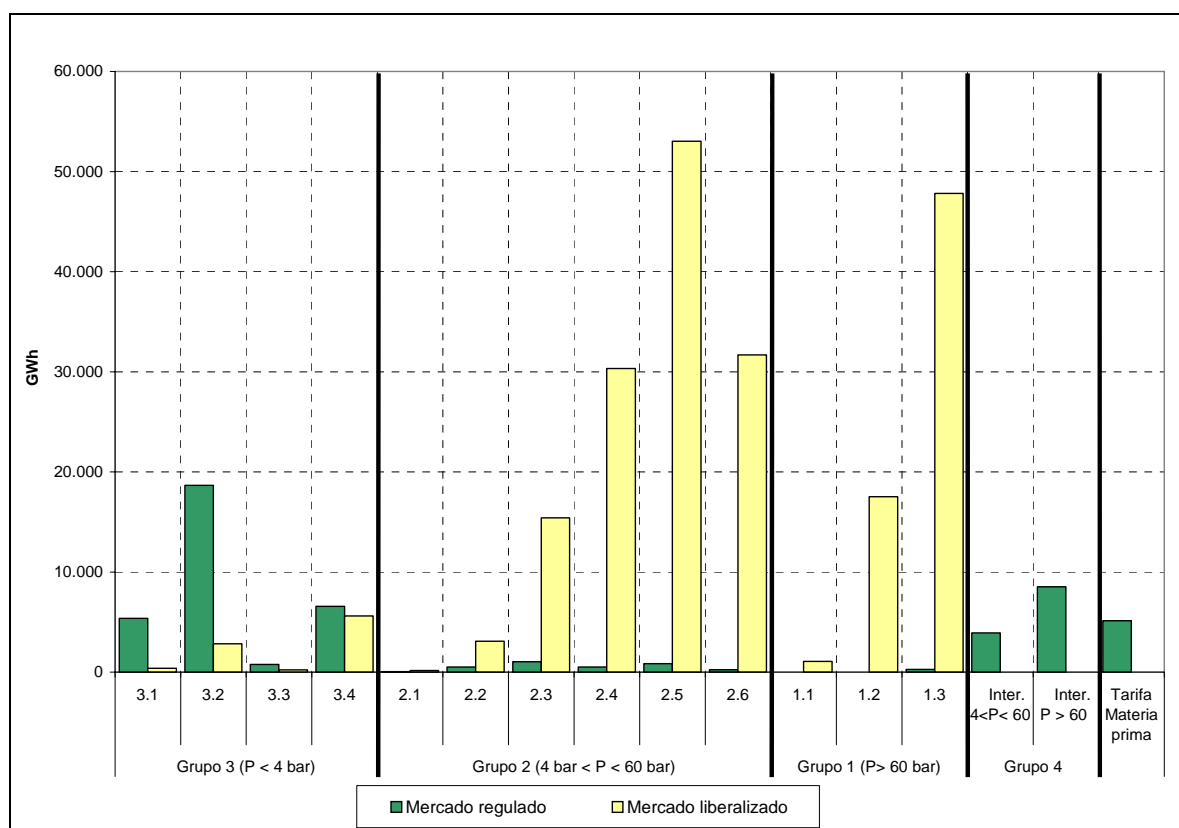
Fuente: CNE (SIFCO)

Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 30 de noviembre de 2004
No se incluye GNL directo a cliente final (8.674 GWh)

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 99,6%) y en el de consumidores acogidos a tarifas del Grupo 3 (22%). Dentro del Grupo 2 la participación de los consumidores en el mercado liberalizado ha sido del 98% 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, las tarifas 2.4 (consumo superior a 30.000.000 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 500.000.000 kWh/año) han alcanzado un 98% de participación en el mercado y la tarifa 2.6 (consumo superior a 500.000.000 kWh/año) un 99%.

**Consumo registrado en los mercados regulado y liberalizado. Enero/04 –
Noviembre/04**



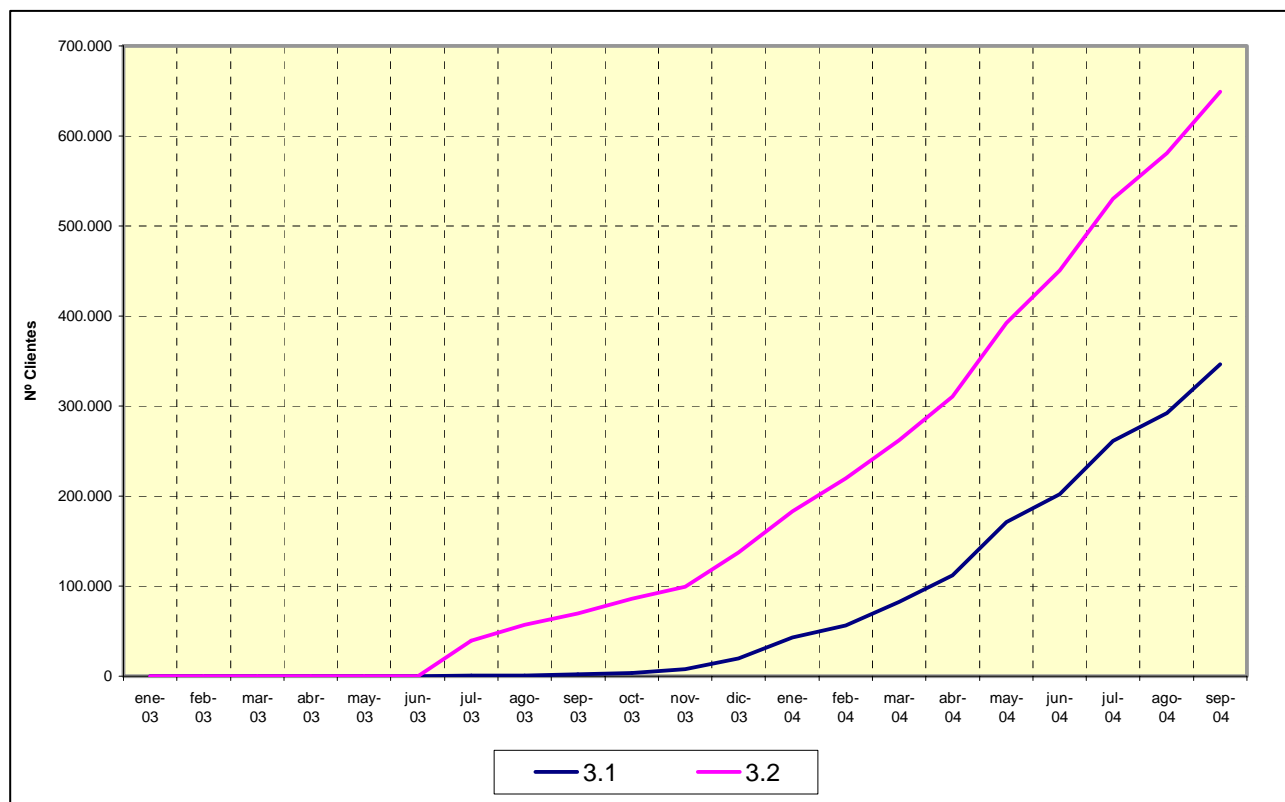
Fuente: CNE (SIFCO)

Notas: Periodo de facturación: del 1 de enero al 30 de noviembre de 2004
No se incluye GNL directo a cliente final (8.674 GWh)

En el siguiente gráfico se observa la evolución creciente de participación del número de clientes acogidos a peajes 3.1 y 3.2, esto es, peajes a los que se acogen, en términos

generales, clientes domésticos, donde a finales de septiembre de 2004 el número de clientes en el mercado liberalizado, sumaba aproximadamente el millón de suministros

Evolución de la participación de clientes domésticos en el mercado liberalizado hasta septiembre de 2004



Fuente: Inf. CNE Resolución 15/07/2002

3.2 Escenario de previsión de mercados para 2005

En la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes se incluye la previsión de la demanda de gas natural para 2005 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 2005 asciende a 377.099 GWh, un 17,3% superior que la previsión, incluida en la Memoria, para el cierre de 2004. Asimismo, la participación en el mercado liberalizado prevista para 2005 es del 85,7% (323.350 GWh), de los cuales 27 clientes correspondientes a centrales de ciclos combinados demandarán 95.779 GWh de gas natural, un 25% de la demanda de gas natural nacional, según el escenario incluido en la Memoria de las propuestas de Órdenes.

Escenario de previsión de demanda de gas natural: cierre de 2004 y 2005 según Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes

Previsiones de demanda 2004 y 2005					
	Previsión Cierre 2004	Previsión 2005	% □	Participación Cierre 2004	Participación 2005
Mercado Regulado	65.522.275	53.748.374	-18,0%	20,4%	14,3%
Mercado Liberalizado (1)	256.095.398	323.350.538	26,3%	79,6%	85,7%
Total	321.617.673	377.098.912	17,3%		

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

(1) Incluye GNL directo a cliente final.

Dicha información procede de la integración, por parte del GTS, de las previsiones de las distintas empresas. Según el artículo 26 de la Orden ECO/31/2004, el GTS es el encargado de comunicar 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 2004 y de 2005 recibidos de las empresas, debidamente integrados para el conjunto del sector.

A finales de 2004, esta Comisión se reunió con el GTS para discutir sobre los criterios para solicitar, a las distintas empresas transportistas y distribuidoras, información sobre el número de clientes, los caudales y los consumos, previstos para el cierre de 2004 y para 2005, desagregados por tarifa de venta y peaje de transporte y distribución. Dicha información fue recibida con todo el detalle solicitado por esta Comisión. Cabe señalar que los datos recibidos de las empresas e integrados por el GTS son coincidentes con la información agregada, incluida en la Memoria justificativa de las propuestas de Órdenes (véase página 58 de la Memoria).

Asimismo, esta Comisión solicitó información a ENAGAS sobre sus previsiones, como Gestor Técnico del Sistema, de la demanda para el cierre 2004 y 2005. Dicha información, coincidente en otros ejercicios tarifarios con las previsiones integradas de las empresas, arroja, en este ejercicio, importantes diferencias, tal y como puede observarse en el siguiente cuadro.

Escenarios de previsión de demanda de gas natural cierre de 2004 y 2005 según previsiones directas del GTS y según Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes (coincidente con datos integrados de las empresas por el GTS).

	Previsiones de demanda (MWh) de cierre de 2004 y 2005						Diferencia	
	GTS (A)			Empresas (B)			Previsión Cierre 2004	Previsión 2005
	Previsión Cierre 2004	Previsión 2005	% Δ	Previsión Cierre 2004	Previsión 2005	% Δ	(A) - (B)	(A) - (B)
Mercado Regulado	61.731	51.520	-16,5%	65.522	53.748	-18,0%	-3.792	-2.228
Convencional	53.362	46.350	-13,1%	56.378	48.656	-13,7%	-3.015	-2.306
Sector Eléctrico	8.368	5.170	-38,2%	9.145	5.093	-44,3%	-776	77
Mercado Liberalizado	259.727	312.442	20,3%	256.095	323.351	26,3%	3.631	-10.909
Convencional (1)	199.856	223.862	12,0%	197.743	227.572	15,1%	2.112	-3.710
GNL directo	8.683	9.864	13,6%	8.683	9.864	13,6%	0	0
Sector Eléctrico	59.871	88.580	48,0%	58.352	95.779	64,1%	1.519	-7.199
Total Mercado	321.457	363.962	13,2%	321.618	377.099	17,3%	-160	-13.137
Convencional	253.218	270.212	6,7%	254.121	276.227	8,7%	-903	-6.015
Sector Eléctrico	68.239	93.750	37,4%	67.497	100.872	49,4%	743	-7.122

Fuentes: empresas gasistas, GTS, MITC y elaboración propia.

(1) Incluye GNL directo a cliente final coincidente en ambos escenarios.

Cabe señalar que en el escenario solicitado al GTS para 2005, la previsión de demanda es inferior en 13.137 GWh a la integración de las previsiones de las empresas, que coincide con el escenario de previsión incluido en la Memoria. Es importante destacar dicha diferencia por su efecto sobre la previsión de ingresos a recuperar con cargo a las tarifas, los peajes y los cánones de las propuestas de Órdenes. Dicho efecto se analiza en el epígrafe 5.1 del presente informe.

Respecto a los ciclos combinados, grupo de 27 clientes demandantes del 25% total de la demanda nacional de gas natural, la previsión para 2005 del GTS es un 8% inferior que la integración de previsiones de las empresas, incluida en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes. Según información consultada al GTS, para realizar su previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados, parte de la previsión realizada por las empresas, que corrige de forma global, teniendo en cuenta la evolución de la demanda de electricidad.

No obstante, contrastando la previsión de generación de electricidad de los ciclos combinados, según los escenarios de demanda (superior, central e inferior) proporcionados a esta Comisión por REE, como Operador del Sistema eléctrico, teniendo en cuenta el precio del gas, provisionalmente incluido en la propuesta de Orden de tarifas

de venta de gas natural para 2005, y suponiendo un rendimiento eléctrico del 55%¹, se observa que incluso la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados del GTS (ENAGAS) es superior a cualquiera de los escenarios resultantes del OS (REE).

Asimismo, tanto la previsión de demanda de ciclos combinados para 2005 incluida en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes (integración de previsiones de las empresas gasistas), como del GTS superaría la incluida por el MITC en la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2005. El efecto sobre los ingresos del sistema gasista se describe en el epígrafe 6.1 del presente informe.

**Previsión para 2005 del gas natural demandado por los ciclos combinados
según distintos agentes**

Previsión REE

Escenario de Demanda	Producción eléctrica (GWh) (1)	Demanda de gas (GWh) (2)
Superior	42.211	76.747
Central	39.664	72.116
Inferior	35.921	65.311

Información que acompaña a la Propuesta de RD de Tarifa eléctrica para 2005	38.853	70.642
--	--------	--------

Empresas gasistas = Memoria que acompaña a propuestas de Órdenes

Demanda de gas según escenario de las empresas gasistas	95.779
--	--------

Previsión Enagas

Demanda de gas según GTS	88.580
---------------------------------	--------

Fuentes: REE, ENAGAS, empresas gasistas, MITC (información que acompaña a propuesta RD de Tarifa eléctrica 2005 y Memoria que acompaña a propuestas de Órdenes), Informe de seguimiento de infraestructuras eléctricas y de gas, elaboración propia.

(1) Para $C_{mp}=1,2657$ cent€/kWh (dato provisional incluido en Memoria de propuestas de Órdenes).

(2) Rendimiento eléctrico del 55% (dato del informe de seguimiento de infraestructuras)

¹ Incluido en el informe marco sobre la demanda de energía eléctrica y gas natural, y su cobertura (2003)

En conclusión, en la información aportada por el MITC sobre las propuestas de Órdenes, que sirve de base para calcular las tarifas, los peajes y los cánones de gas natural se observa una sobrevaloración de la demanda en 13.137 GWh respecto a la previsión realizada por el GTS para 2005, que a su vez sobrevalora la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados realizada en el ejercicio de tarifa eléctrica 2005, tanto por el OS (REE) como por el propio MITC.

Si bien el ejercicio de tarifas, peajes y cánones es un ejercicio de previsión susceptible a cambios entre las variables estimadas y reales, esta Comisión considera que los precios regulados incluidos en las propuestas de Órdenes deberían realizarse teniendo en cuenta la distinta información del sector, ajustando los mismos a la previsión del GTS, una vez que sean contrastados, teniendo en cuenta las previsiones del ejercicio eléctrico para las centrales de ciclo combinado. Cualquier discrepancia deberá ser analizada y valorada, por los efectos que pueden suponer en la recuperación de los costes del sistema. Esta Comisión podría contribuir al establecimiento de criterios en las variables solicitadas, al análisis de la información recibida y a la contrastación y coherencia de los datos recibidos de los distintos agentes.

4 DESCRIPCIÓN DE LOS CAMBIOS DE LA PROPUESTA

4.1 Se mantienen los precios de los peajes y cánones del año anterior

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, en su artículo 2, establece que los precios máximos antes de impuestos de los peajes y cánones de los servicios básicos para 2005 coinciden con los de la Orden ECO/32/2004, de 15 de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

4.2 Nuevo peaje para los servicios de trasvase de GNL a buques

La propuesta de Orden de la que esta Comisión emite su informe preceptivo, en su disposición transitoria única, determina, por primera vez, por una parte, la aplicación de un peaje de 569 €/GWh a los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación, con un mínimo de 50.000 € por operación. Por otra parte, 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.

Asimismo, las mermas que se produzcan irán por cuenta del contratante del servicio, como, asimismo, la entrega del gas necesario para la operación.

No obstante lo anterior, además del importe mínimo establecido en dichos servicios de 50.000 € por operación, se fijan dos condiciones. Por una parte, sólo se podrán prestar estos servicios subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema. Por otra parte, en cualquier caso, por Resolución de la DGPEM se podrá interrumpir o cancelar su prestación, que esta Comisión entiende, será de forma motivada.

El valor del peaje por estos servicios incluido en la propuesta de Orden es un término variable de 569 €/GWh, obtenido de aplicar el peaje de regasificación propuesto para 2005 a un consumidor tipo con un factor de carga es el 100%.

4.3 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/2005, 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 2005, será del 0,53%. Como se observa en

el cuadro siguiente, dicha cuota supone una reducción del 14,52% respecto a la establecida en la Orden ECO/32/2004.

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(p)
- Mercado regulado	0,30%	0,28%	0,30%	0,25%
- Mercado liberalizado	0,63%	0,59%	0,62%	0,53%

	% de variación respecto al año anterior		
	2003	2004	2005(p)
- Mercado regulado	-6,67%	7,14%	-16,67%
- Mercado liberalizado	-6,35%	5,08%	-14,52%

Fuentes: Órdenes Ministeriales y propuestas de Órdenes de 2005.

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 (0,53%) aplicada sobre la facturación de peajes y cánones, como en la propuesta de Orden de tarifas de venta (0,25%) 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 2005, retribuir al GTS por un importe de 10.219 miles de €, lo que supone asignar en 2005 la misma retribución al GTS que la que fuera asignada en 2004.

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 (p)	10.219	0,0%

Fuente: Memorias que acompañan a las propuestas de Órdenes.

4.4 Facturación aplicable a las liquidaciones

En el artículo 6, punto 2, 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 2005, se indica que el MITC y la CNE podrán inspeccionar las condiciones de facturación de los peajes y cánones. En el artículo 6 de la Orden ECO/32/2004, dicha facultad se determinaba alternativamente, esto es, según la redacción siguiente: “el MINECO o la CNE”.

Esta Comisión entiende que esta modificación es un error de carácter tipográfico, al haberse mantenido la redacción de la Orden ECO/33/2004, en el artículo 10, punto 2, de 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

4.5 Exigencia de equipos de telemedida con medición de caudal diario a clientes a peajes con consumos superiores a 5 GWh/año

El RD 949/2001, en su artículo 31, establece que el Ministerio de Economía (ahora MITC), teniendo en cuenta la evolución del mercado, la evolución tecnológica de los equipos de control y su coste, podrá modificar el umbral de consumo para tener un tratamiento individualizado en el cobro correspondiente de la facturación del caudal contratado, similar al dispuesto en el peaje del grupo 1 de dicho artículo, de forma que si el caudal diario contratado no coincide con el caudal diario medido, se aplicará el procedimiento previsto en dicho apartado.

De acuerdo con lo anterior, la propuesta de Orden, en su artículo 10, establece la obligación de disponer de equipos de telemedida con medición de caudal diario, para los consumidores con consumos superiores a 5.000 MWh/año, o a los que se apliquen los peajes 2.3 a 2.6. Para la aplicación de dicha medida, la propuesta establece un periodo transitorio de cuatro meses a partir de la entrada en vigor de la presente Orden. Dicha

obligación se refería a los clientes cuyo nivel de presión superior a 60 bar (Grupo 1) o aquellos cuyo nivel de presión fuera superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y su consumo anual superara los 100.000.000 kWh/año, de acuerdo con el artículo 31 del RD 949/2001.

Obligación de equipos de teled medida que midan caudales diarios

Conceptos	RD 949/2001 y RD 1434/2002	Propuesta Órdenes 2005
Obligación de disponer de equipos de teled medida capaces de realizar la medición de caudales diarios	<ul style="list-style-type: none"> • Grupo 1 • Grupo 2 con consumo anual superior a 100.000 MWh (tarifas de venta y peajes 2.5 y 2.6) 	Todos los consumidores con consumos superiores a 5.000 MWh/año (Grupo 1 y tarifas de venta y peajes 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6)
Posibilidad de optar por el procedimiento de facturación del término fijo de las tarifas del Grupo 1	Consumidores del grupo 2 con consumo anual superior a 30.000 MWh (tarifas de venta o peajes 2.4, 2.5 y 2.6) que dispongan en sus instalaciones de equipos de teled medida	Consumidores con consumo anual superior a 500 MWh/año (tarifas de venta o peajes 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6) que dispongan de equipos de teled medida
Penalizaciones en caso de incumplimiento	No	<p>Sí (si no se tiene instalado el equipo o el mismo permanece fuera de servicio por un periodo superior a 2 meses).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Para los consumidores con tarifas de venta o peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5 y 2.6 serán facturados por la tarifa de venta o peaje 2.4. • Para los consumidores con tarifas de venta o peajes, se le aplicará el término variable de la 2.2 y el fijo del respectivo 2.3 o 2.4.
Periodo transitorio	Ninguno	4 meses desde la entrada en vigor de las Órdenes

Fuentes: Real Decreto 949/2001, Real Decreto 1434/2002 y propuestas de Órdenes 2005

Por otra parte, en el artículo 10 de la propuesta de Orden se determina que aquellos consumidores, cuyo consumo anual supere los 500 MWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo descrito para los peajes del grupo 1. Dicha opción se refería a los clientes

cuyo consumo anual superara los 30.000.000 kWh/año, según el artículo 31 del RD 949/2001.

Por último, por primera vez, se establecen penalizaciones, en términos de facturación de los peajes, a todos los clientes que incumplan la obligación de tener instalado el equipo de teled medida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses. En particular, para los consumidores acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5, y 2.6, cuya obligación de teled medida de caudales diarios se estableció en el RD 949/2001, la propuesta de Orden fija que serán facturados por el peaje 2.4, según el método de facturación correspondiente a los consumidores sin teled medida descrito en el artículo 31 del RD 949/2001. Por otra parte, en el caso de los consumidores de los grupos 2.3 y 2.4 que se encuentren en idéntica situación, se les aplicará el término variable del peaje 2.2 y el fijo del respectivo peaje 2.3 o 2.4, según el método de facturación correspondiente a los consumidores sin teled medida descrito en el artículo 31 del RD 949/2001.

Anteriormente, no estaba establecida ninguna penalización, en términos de facturación de peajes, por incumplimiento de la obligación de tener instalado el equipo de teled medida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permaneciera fuera de servicio por un periodo superior a dos meses.

5 COMENTARIOS GENERALES

5.1 Información aportada por el MITC y solicitada a agentes del sector

Como se ha indicado en la primera parte del informe, la información incluida en la Memoria justificativa (energía, número de clientes y, en algunos casos, capacidad contratada, por grupos tarifarios) es insuficiente para que esta Comisión, pueda valorar las tarifas, peajes y cánones de las propuestas de Órdenes, de las que en cumplimiento 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, debe emitir informe preceptivo.

Es necesario disponer no sólo de información, no incluida en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, de las variables estimadas para facturar los cánones de almacenamiento y peajes de regasificación a los clientes en ambos mercados, sino además de los criterios de facturación del caudal diario y del número de clientes acogidos a los diferentes peajes y tarifas de venta, utilizados por el MITC para establecer el escenario 2005.

Más aún se precisa una mayor desagregación de la asignación de los costes e ingresos facturados por clientes, de forma que permita analizar la facturación a todos los clientes de los peajes y cánones de la propuesta de Orden. Tal y como se indica en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes se han facturado los peajes y cánones a todos los suministros, si bien no se aporta información de caudales y/o factores de carga utilizados que permitan la facturación a determinados grupos de clientes.

Esta Comisión se reunió con el GTS para decidir los criterios y el formato de la información sobre las variables de facturación, solicitadas a las empresas transportistas y distribuidoras del sector. Asimismo, cabe señalar la remisión del GTS a esta Comisión, de 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.

Asimismo, se ha solicitado a las empresas, 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.

Toda esta información requerida por esta Comisión ha permitido realizar el escenario de previsión para 2005.

Para facturar a los peajes y cánones de la propuesta de Orden (los mismos que los de la Orden ECO/32/2004) 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 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 clientes, en el grupo 3 y peajes 2.1 y 2.2 del caudal del peaje de conducción, 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 2004 y a 31 de diciembre de 2005. 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 10 millones de €.
- 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. La consideración de este coeficiente en el escenario CNE, supone reducir los ingresos del sistema en unos 29 millones de €, respecto a considerar el 100% de la capacidad de suministro como capacidad de entrada al 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 2004 y 2005, 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 21 millones de €.
- De acuerdo con la información comunicada por el GTS a esta Comisión, no se ha considerado almacenamiento de GNL en el mercado regulado en el escenario CNE. Todo el almacenamiento de GNL se factura al mercado liberalizado.
- 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 el año 2005. Para la facturación del término fijo de conducción, de acuerdo con el límite mínimo de facturación del artículo 31 del RD

949/2001, se ha impuesto, 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. La facturación del 100% del caudal contratado por las empresas supondría una facturación superior entre 20 y 29 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. No obstante lo anterior, 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. La facturación obtenida de facturar individualmente a dichos clientes a los peajes y cánones vigentes asciende a unos 24 millones de €.

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

La información sobre ingresos previstos, aportada en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, que justifica el mantenimiento de los peajes y cánones vigentes para cubrir los costes de acceso previstos para 2005, se muestra en el siguiente cuadro.

Facturación de los peajes y cánones de 2005 a todo el sistema. Escenario MITC

	ESCENARIO MITC - Facturación de peajes y cánones a todo el sistema. Año 2005		
	Total	Regulado	Liberalizado
Ingresos por Acceso (Miles €)	2.014.560	865.483	1.149.077
GWh	377.099	53.748	323.350
Costes de Acceso (Miles de €)	2.006.889	865.483	1.141.406
Diferencia Ingresos - Costes	7.671	0	7.671
% variación	-0,38%	0,00%	-0,67%

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

Según se indica en la propia Memoria justificativa, de acuerdo con el escenario de previsión, la aplicación de los peajes a todo el sistema –tanto clientes en el mercado regulado como en el mercado liberalizado-, supondría obtener unos ingresos 7,67 millones superiores a los costes estimados para 2005, por lo que dado lo poco significativa que es la cuantía se mantienen para 2005 los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004. En definitiva, dicho ejercicio tarifario cumpliría el principio de suficiencia (cubre los costes de acceso) y de coherencia de los pagos que se aplican a clientes en el mercado regulado y liberalizado.

Esta Comisión, presenta el resultado de dos ejercicios de previsión de ingresos para 2005. En primero, teniendo en cuenta la información proporcionada por los distintos agentes del sector y con los criterios señalados en el epígrafe anterior. El segundo, denominado CNE (ajustado), en el que el escenario de las empresas (coincidente con el del MITC) se ajusta la demanda a la previsión realizada por el GTS. Esta discrepancia se ha señalado en el epígrafe 3.2 del presente informe.

Facturación de los peajes y cánones de 2005 a todo el sistema. Escenario CNE y CNE ajustado

ESCENARIO CNE - Facturación de peajes y cánones a todo el sistema. Año 2005			
	Total	Regulado	Liberalizado
Ingresos por Acceso (Miles €)	2.027.303	872.569	1.154.734
GWh	377.099	53.748	323.350
Costes de Acceso (Miles de €)	2.006.889	865.483	1.141.406
Diferencia Ingresos - Costes	20.414	7.086	13.328
% variación	-1,01%	-0,81%	-1,15%

ESCENARIO CNE (ajustado) - Facturación de peajes y cánones a todo el sistema. Año 2005			
	Total	Regulado	Liberalizado
Ingresos por Acceso (Miles €)	1.994.076	842.221	1.151.855
GWh	363.963	51.520	312.442
Costes de Acceso (Miles de €)	2.006.889	865.483	1.141.406
Diferencia Ingresos - Costes	-12.813	-23.261	10.449
% variación	0,64%	2,76%	-0,91%

Fuentes: MITC (Propuesta de Orden de peajes y cánones), GTS, empresas y elaboración propia.

Según el escenario CNE (con datos integrados de las empresas), los ingresos por peajes y cánones aplicados al sistema son superiores en unos 20,4 millones de € a los costes de acceso incluidos en la Memoria para 2005, y únicamente 12,7 millones de € más que la previsión de ingresos realizada por el MITC (2.027.303 menos 2.014.560 miles de €). Comparando los ingresos previstos según el escenario CNE con los costes de acceso del MITC, habría un margen para la reducción de los peajes y cánones vigentes del 1%.

El escenario denominado CNE (ajustado) introduce un ajuste a la baja de la demanda de gas natural, por grupos tarifarios, de acuerdo con la previsión del GTS (13.137 GWh menos que las empresas y MITC). El ajuste de la demanda prevista en 2005, de acuerdo con la previsión más moderada de crecimiento del GTS, supondría unos menores ingresos de 20,5 millones de € que los ingresos previstos por el MITC (1.994.076 menos 2.014.560 miles de €). Comparando los ingresos previstos según el escenario CNE

(ajustado) y los costes de acceso, habría un mínimo margen de subida de los peajes y cánones vigentes del 0,64%².

Por último, se observa una inconsistencia, descrita en informes tarifarios sucesivos de esta Comisión, entre los costes de acceso asignados, según la información de la Memoria, al mercado regulado y liberalizado e ingresos facturados a peajes y cánones en sendos escenarios CNE.

5.3 Metodología asignativa de costes para establecer tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural

El establecimiento de los peajes y cánones de gas natural se establecen para todos los suministros, bien en el mercado regulado, 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 2005, según las variables de facturación previstas para 2005 por el MITC.

No obstante, cabe señalar que las variaciones anuales de los peajes y los cánones se establecen homogéneamente (la misma tasa de variación es aplicada a todos ellos). Para 2005, en este año la variación es 0% para todos los peajes y cánones de la Orden ECO/32/2004. En consecuencia, la distinta evolución de los diferentes costes de acceso no son trasladados de forma distinta en los peajes y cánones, sino que se hace un reparto homogéneo de los mismos entre todos los suministros.

Además de los objetivos de suficiencia de ingresos para cubrir los costes y de no distorsión y coherencia en los pagos de clientes en el mercado regulado y en el liberalizado, otros objetivos que deberían regir la determinación de las tarifas, peajes y

² Se llegaría a una subida del 1% en el caso de tener en cuenta la revisión de la demanda de gas de ciclos combinados (véase epígrafe 6.1 del presente informe).

cánones según el artículo 25.3 del Real Decreto 949/2001 son, por una parte, la asignación equitativa entre los consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, de los costes imputables a cada tipo de suministro y, por otra parte, incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista.

Sin embargo, al igual que se ha comentado en sucesivos informes de la CNE sobre Órdenes de peajes y cánones, 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 propone el Ministerio.

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.

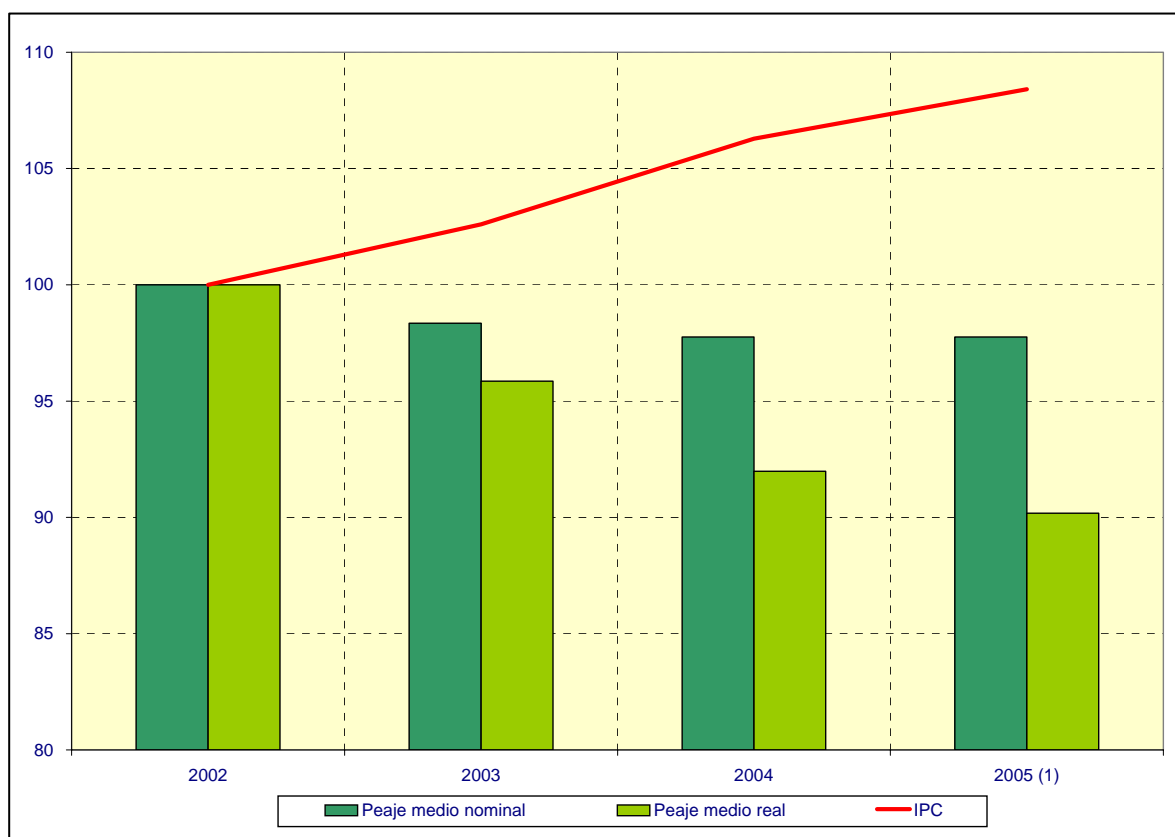
6 COMENTARIOS PARTICULARES

6.1 Mantenimiento de los peajes de la Orden ECO/32/2004

El siguiente gráfico muestra la evolución registrada en los peajes y cánones de gas natural desde el establecimiento de la nueva estructura del RD 949/2001 en 2002, tanto en términos nominales como en términos reales, deflactando los peajes y cánones por el IPC³. Se observa que los peajes han disminuido en términos acumulados, desde 2002 hasta 2005 (previsto en la propuesta de Orden), un 2,2% en términos nominales y un 9,8% en términos reales.

³ IPC de 2004: tasa interanual a octubre. IPC para 2005: 2% (objetivo a medio plazo de precios en la UEM, según BCE).

Evolución de los peajes y cánones de gas natural y del IPC. Índice 2002=100



Fuente: INE, Órdenes sobre peajes y propuesta de Orden para 2005.
 (1) IPC = 2%.

Respecto al mantenimiento uniforme de los peajes y cánones de la propuesta de Orden de 2005, esta Comisión considera (véase epígrafe 5.3 del presente informe) que las variaciones de los mismos deberían ser resultado de aplicar criterios de reparto de cada concepto de coste, teniendo en cuenta las previsiones de demanda, caudales y número de clientes incluidos en el escenario de previsión.

Respecto al escenario de previsión de la Memoria que acompaña a las propuestas de Orden, en el que los valores de los peajes y los cánones de 2005 se mantienen en los valores de 2004, esta Comisión opina que si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión, la información proporcionada por las empresas (tomada en el ejercicio del MITC) sobrevalora las previsiones del propio GTS.

Más aún, teniendo en cuenta la previsión de generación eléctrica de ciclos combinados del propio MITC en el ejercicio de tarifa eléctrica 2005 y suponiendo un rendimiento eléctrico del 55%, la previsión de demanda de gas natural de dichos clientes estaría

sobrevalorada, tanto en el escenario de la propuesta de Orden, como en la estimación del propio GTS.

Estos dos efectos podrían suponer en torno a 27,8 Millones de € menos que lo previsto por el MITC, lo que podría llevar en su caso a que la subida de los peajes fuera del 1% en lugar del 0% incluido en la propuesta de Orden.

Efectos sobre los ingresos por peajes y cánones del sistema de posible sobrevaloración de la demanda de gas natural

Diferencias en la demanda e ingresos del sistema por peajes y cánones	GWh	miles €
Efecto de desvío de demanda empresas (=MITC) y GTS	-13.137	-20.484
Efecto de desvío de demanda de CCGTs del GTS vs. MITC Propuesta de RD tarifa eléctrica 2005 (55% de rto. Eléctrico)	-17.938	-7.287
Suma de efectos	-31.075	-27.771

Ingresos por Acceso (Miles €)	2.014.560
Ingresos por Acceso incluyendo efectos (Miles €)	1.986.789
Costes de Acceso (Miles de €)	2.006.889
Variación necesaria en precios de acceso a todo el sistema	-0,38%
Variación necesaria en precios de acceso a todo el sistema incluyendo efectos	1,01%

Fuentes: GTS, empresas, MITC (Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes y a Propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2005) y elaboración propia.

Se hace necesario coordinar el ejercicio de elaboración de tarifa, peajes y cánones y ajustar las posibles inconsistencias entre la información que proporcionan los distintos agentes, debiendo esta Comisión participar en el mismo. En este sentido, se propone incluir a la Comisión como colaboradora en la preparación del ejercicio tarifario, modificando la redacción de artículo 26 de la Orden ECO/34/2004.

En este sentido se propone añadir al final del segundo párrafo del artículo 26, punto 2, de la Orden ECO/31/2004 la siguiente redacción:

“Previamente a la comunicación de la información por parte del GTS a la DGPEM, dichos datos y criterios adoptados por las empresas, deberán ser remitidos a la Comisión Nacional de Energía para su análisis previo”.

6.2 Nuevo peaje para el servicio de trasvase de GNL a buques

Esta Comisión considera adecuada la incorporación de un peaje por servicios, por la aparición de nuevas operaciones que originariamente no se habían previsto, como a los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación, de acuerdo con la justificación aportada en la Memoria que acompaña a las propuestas de Orden. En particular, se indica:

“Estableciendo como principio fundamental la no interferencia con el mercado nacional es necesario establecer un peaje para estos servicios con la retribución correspondiente que les de cobertura legal, de forma que no se impida al sistema la posibilidad de obtener un ingreso adicional, lo que puede resultar especialmente interesante en momentos en los que el grado de utilización de las instalaciones es menor”.

“El Ministerio, no puede rechazar a priori la posibilidad de obtener un ingreso adicional para el sistema maximizando el uso de las instalaciones sin que esto pueda causar un perjuicio a la operación del sistema”.

Asimismo, esta Comisión considera oportunas las condiciones incorporadas en la propuesta de Orden para garantizar que estas operaciones no entren en conflicto con las operaciones “normales” de descarga de GNL. En particular, la propuesta de Orden establece la condición de que dichos servicios no interfieran con las operaciones normales del sistema. Asimismo, se indica que por Resolución de la DGPEM se podrá impedir la realización o supresión de dichos servicios, caso de que sean lesivos para el buen funcionamiento del sistema. Por último, se establece un mínimo económico de 50.000 € por operación.

No obstante lo anterior, esta Comisión considera en, primer lugar, para garantizar que dichas operaciones sean un beneficio para el sistema, que se debería especificar en la redacción de dicha disposición transitoria que *toda facturación con cargo al nuevo peaje deberá ser incluido en el procedimiento de liquidaciones, regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.*

En segundo lugar, se considera que para garantizar que dichos servicios no interfieran con las operaciones normales del sistema, el propietario de las instalaciones, en caso de realizar los servicios a los que se refiere la disposición transitoria única, informe de dichas operaciones previamente a la realización de las mismas a la DGPEM.

En tercer lugar, el valor propuesto para el nuevo peaje no está justificado, según información de los costes-ingresos que se derivan de dichos servicios. En consecuencia, se propone, que en la redacción de dicha disposición transitoria se incluya que la CNE propondrá a la DGPEM nuevos valores, revisados en un plazo máximo de 9 meses desde la entrada en vigor de esta Orden.

Por último, por homogeneidad con el resto de peajes y cánones aplicados, se propone que el valor del peaje se indique en €/kWh, esto es, 0,00569€/kWh, en lugar de 569€/GWh.

La redacción propuesta de la disposición transitoria única es la siguiente:

“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 de 0,000569 €/kWh, con un mínimo de 50.000 € por operación. 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. La CNE propondrá a la DGPEM nuevo valor en un plazo máximo de 9 meses desde la entrada en vigor de esta Orden.”

Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema, por lo que el propietario de la instalación objeto de dichos servicios, que en su caso sean solicitados por el contratante, deberá informar de los términos del mismo, previamente a su contratación, a la DGPE y al GTS.

En cualquier caso, por Resolución de la DGPEM se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

La facturación de los servicios establecidos en el presente artículo con cargo al nuevo peaje deberá ser incluida en el procedimiento de liquidaciones, regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.”

6.3 Retribución destinada al Gestor técnico del sistema

El artículo 10 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 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 del 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 2003 dicha Compañía, el desglose del importe neto de la cifra de negocios por actividad nacional es el mostrado en el siguiente cuadro.

ENAGAS. Actividad nacional. Desglose del importe neto de la cifra de negocios.

Concepto	2003	2002	% de variación 2003 s/ 2002
Ventas de gas-Compras de gas	7.054	53.511	-87%
Prestación de servicios	517.580	418.071	24%
- Ingresos por actividad de regasificación	111.967	71.705	56%
- Ingresos por actividad de Transporte	321.942	255.240	26%
- Ingresos por actividad de Almacenamiento	64.995	49.153	32%
- Ingresos por actividad de Gestor técnico del Sistema	9.908	7.611	30%
- Entronques	546	853	-36%
- Otros servicios	8.222	33.509	-75%
Importe neto de la cifra de negocios	524.634	471.582	11%

Fuente: Memorias de ENAGAS.

El artículo 7, punto 5, 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 2005 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 2004.

En primer lugar, cabe reiterar 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 10.204 miles de € en la página 51 de la Memoria), debido a la inconsistencia entre las cuotas aplicadas sobre la facturación de tarifas de venta y sobre la facturación de peajes y cánones.

Inconsistencia en el cálculo de cuantía asignada al GTS para 2005 (miles de €)

PEAJES Y CÁNONES				TARIFA DE VENTA		
Concepto	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO	Concepto	TOTAL	MERCADO REGULADO
Cuota GTS	4.114	4.114	-	Cuota GTS	6.090	6.090
Tasa CNE	1.907	1.907	-	Tasa CNE	1.004	1.004

RETRIBUCIÓN TOTAL					
Concepto	MERCADO LIBERALIZADO (A)	MERCADO REGULADO (B)	TOTAL (A) + (B)	Propuesta de Orden	TOTAL - Propuesta de Orden
Cuota GTS	4.114	6.090	10.204	10.219	-15,24
Tasa CNE	1.907	1.004	2.911	2.911	0,00

Fuente: Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

Más aún, en el caso teórico en que todos los consumidores acudieran al mercado, según el escenario del MITC, se recaudaría por dicho concepto retributivo 10.713 miles de €. En consecuencia, la mayor participación en el mercado respecto al escenario previsto para 2005, si se mantuvieran el resto de variables, supondría recaudar un mayor importe por cuotas de GTS y de la CNE –costes sometidos al procedimiento de liquidación- y un menor ingreso liquidable para el resto de actividades sujetas a liquidación, con respecto al escenario de previsión de 2004 considerado en la información que acompaña a la propuesta de Orden.

Esta diferencia de ingresos se corregiría, en el caso de que exista coherencia entre los cánones y peajes incluidos en las tarifas de venta, si se aplicaran los mismos porcentajes sobre la facturación de peajes y cánones tanto del mercado liberalizado como implícitamente en los peajes y cánones del mercado regulado.

**Retribución teórica al GTS y CNE si todos los consumidores acudieran al mercado
liberalizado en 2005 (miles de €)**

Concepto	Retribución con elegibilidad plena (A)			Retribución Propuesta de Orden 2005 (B)			(A) - (B)		
	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO	TOTAL	MERCADO LIBERALIZADO	MERCADO REGULADO
Cuota GTS	10.713	6.090	4.623	10.204	6.090	4.114	510	-	510
Tasa CNE	3.356	1.907	1.448	2.911	1.907	1.004	444	-	444

Fuentes: Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes y elaboración propia.

En segundo lugar, de acuerdo con el artículo 25 de la Orden ECO/31/2004, el MITC, previo informe de la CNE, determinará antes del 31 de enero de cada año, la retribución que corresponde percibirá GTS, por el ejercicio de esta actividad.

Esta Comisión solicitó al GTS, con fecha 6 de octubre de 2004, previsión de ingresos y gastos correspondientes a dicha función, para el cierre de 2004 y 2005, junto con datos que soporten la retribución solicitada. La información remitida por esta información se muestra en el siguiente cuadro. En particular ENAGAS como GTS gasista solicita con cargo a las tarifas, peajes y cánones de gas natural una retribución de X miles de €, un X, X% XXXXXXXX que la asignada en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

Retribución solicitada por el GTS desglosada por conceptos (miles de €)

Fuente: ENAGAS.

Según información consultada al GTS por esta Comisión, los distintos conceptos de coste previstos por la Compañía son el resultado de una imputación de gastos de acuerdo con criterios de reparto establecidos por la propia Compañía. La separación contable por actividades a la que ENAGAS está obligada a realizar y, en particular, el balance y la cuenta de pérdidas y ganancias de la actividad de gestión técnica del sistema, estando disponible por dicha Compañía, no ha sido remitida a esta Comisión.

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, remitida a esta Comisión el 14 de julio de 2004 y de la que realizó Informe 5/2004, aprobado por el Consejo de Administración, en su sesión de fecha 30 de septiembre de 2004. 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 2005, se incluye una partida de X miles de € correspondiente a la retribución financiera de sus activos, calculada, al igual que para la retribución de inversiones de transporte, aplicando una tasa de retribución (el tipo de interés de las Obligaciones a 10 años más 1,5) multiplicada por el valor neto de los activos imputados al GTS en 2005.

Según información de GTS todas las inversiones imputadas al GTS corresponden XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX XXXXXXXXXXXXXXXXXXXX XXXXX XXXXXXXX XX. Es decir, activos a corto plazo para los que no estaría justificada la aplicación de una tasa de retribución similar a la de la actividad de transporte. Asimismo cabe señalar que la posibilidad de incluir una retribución sobre las inversiones del GTS, no sujetas a la planificación a la que sí lo están las inversiones en transporte, 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. Cabe señalar que la eliminación de la partida de retribución financiera (reconocida en la retribución de 2004), supondría XXXX la retribución asignada al GTS para 2005 a X miles de €, cifra XXXXXX a la asignada en la Memoria (10.219 miles de €). Por tanto, la cuantía asignada a la retribución del GTS en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes, estaría incluyendo implícitamente una retribución financiera de sus activos por valor de X miles de €.

En consecuencia, ante la falta de información contable que justifique la retribución del GTS para 2005, y 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.

Respecto a la incertidumbre actual en el importe de los gastos necesarios para desarrollar la actividad de GTS se considera 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 por actividades, que se obtengan de la 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, 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 del sistema, si bien, actualmente, la organización de ambas actividades se encuentra en distinta línea de mando.

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 138.962 miles de € en 2003 (un 29% superior al de 2002), según la última información disponible de las Memorias.

6.4 Exigencia de equipos de telemedida con medición de caudal diario a clientes con consumos superiores a 5 GWh/año

Respecto al contenido del artículo 10 de la propuesta de Orden, esta Comisión tiene las siguientes consideraciones.

En primer lugar, la ampliación de clientes con obligación a disponer de equipos de telemedida del caudal diario a aquellos cuyo consumo supera los 5 GWh/año, se considera que permitirá facturar adecuadamente el término fijo de los peajes de un mayor rango de consumidores, mitigando el incentivo a no disponer de equipo de telemedida de caudales diarios a aquellos clientes que sobrepasen los rangos de caudal a facturar incluidos en el artículo 31 del RD 949/2001, y fomentando que el cliente contrate un caudal diario acorde con el que realmente demande. Dicha medida procura una relación más directa entre el coste y el precio del cliente.

En segundo lugar, esta Comisión considera que si bien el periodo transitorio de cuatro meses desde la aplicación de la Orden, para disponer de dichos equipos para los clientes cuyo consumo supera los 100 GWh, con obligación desde la publicación del RD

949/2001, se considera adecuada, dicho periodo transitorio aplicado a los nuevos clientes que incluye esta propuesta de Orden (aquellos cuyo consumo sea superior a 5 GWh e inferior a 100 GWh/año) es muy reducido.

Por tanto, se propone mantener el plazo de cuatro meses para los clientes cuyo consumo supera los 100 GWh/año, y para los nuevos clientes (cuyo consumo supere los 5 GWh/año y sea inferior a 100 GWh/año) se propone ampliar el periodo transitorio hasta un máximo de un año desde que sea aprobada dicha Orden, plazo más acorde con la accesibilidad técnica de los equipos y su implantación al cliente final, pudiendo considerarse, incluso, la posibilidad de establecer un escalonamiento.

En tercer lugar, respecto a la inclusión de una penalización a aquellos consumidores que no tengan instalado el equipo de telemedida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses, se considera que dicha medida es muy adecuada, y acorde con lo propuesto por escrito de esta Comisión al MITC.

No obstante, debido a que se incorporan nuevos clientes acogidos a peajes 2.3 y 2.4 cuya penalización se vincula a un peaje de referencia (término variable del peaje 2.2) es distinta a la del resto de peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.6 y 2.5, cuya penalización está vinculada al peaje de referencia 2.4, cabe señalar que la penalización aplicada a clientes que en su caso incumplan las condiciones del artículo 10 de la propuesta de Orden, supondría la siguiente discontinuidad.

Como se puede observar en el siguiente cuadro, las penalizaciones a los posibles clientes afectados en términos porcentuales respecto a lo que pagarían en sus respectivos peajes de no ser penalizados, presenta una discontinuidad en los peajes 2.4 (la penalización supone, dependiendo del factor de carga del cliente, entre el 16,06% y 11,01% más que lo que pagaría de no ser penalizado) respecto al peaje inmediato superior 2.5 (la penalización supone, dependiendo del factor de carga del cliente entre el 11,02% y el 10,30% más que lo que pagaría el cliente de no ser penalizado).

En definitiva, las fórmulas propuestas de penalización por incumplimiento de la obligación de equipos de teled medida de caudal diario estaría penalizando más, en términos porcentuales sobre la facturación del cliente sin penalización, a aquellos clientes de menor consumo (acogidos al peaje 2.4) que a clientes con consumo superior (peaje 2.5).

Efecto de las penalizaciones propuestas en términos de facturación del cliente(%)

PEAJE	Facturación incluyendo penalización respecto a facturación sin penalización (%)									
	Factor de carga del cliente									
	90%	85%	80%	75%	70%	65%	60%	55%	50%	
Grupo 2 (4< P ≤ 60 bar)										
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	10,11%	9,79%	9,44%	9,08%	8,70%	8,30%	7,88%	7,43%	6,95%
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	16,06%	15,54%	14,99%	14,41%	13,80%	13,16%	12,48%	11,77%	11,01%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	11,02%	10,94%	10,86%	10,78%	10,70%	10,61%	10,51%	10,41%	10,30%
2.6	C > 500.000	23,57%	23,38%	23,20%	23,00%	22,79%	22,57%	22,34%	22,10%	21,85%
Grupo 1 (P> 60 bar)										
1.1	C ≤ 200.000 (*)	24,47%	24,29%	24,10%	23,91%	23,71%	23,49%	23,27%	23,03%	22,78%
1.2	200.000 < C ≤ 1.000.000	45,06%	44,65%	44,23%	43,78%	43,31%	42,82%	42,31%	41,78%	41,21%
1.3	C > 1.000.000	58,06%	57,55%	57,02%	56,46%	55,88%	55,28%	54,64%	53,98%	53,28%

Fuentes: Propuesta de Orden y elaboración propia.

(*) Consumo en MWh.

Una posible corrección de dicha discontinuidad podría ser, dejar las penalizaciones del término fijo facturado al del peaje 2.4 para los clientes acogidos a peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.6 y 2.4, y penalizar por el término variable del peaje 2.2 a todos los clientes acogidos a peajes 1.1., 1.2., 1.3, 2.6 y 2.5, al igual que en los peajes 2.3 y 2.4. Se corregiría dicha discontinuidad aunque las penalizaciones serían superiores a las incluidas en la propuesta de Orden para los peajes 1.1., 1.2., 1.3, 2.6, 2.5.

Efecto de las penalizaciones propuestas CNE eliminando discontinuidad (Con penalización del término variable del peaje 2.2.en todos los casos) (%)

PEAJE	Facturación incluyendo penalización propuesta CNE respecto a facturación sin penalización (%)									
	Factor de carga									
	90%	85%	80%	75%	70%	65%	60%	55%	50%	
Grupo 2 (4< P ≤ 60 bar)										
2.3	5.000 < C ≤ 30.000	10,11%	9,79%	9,44%	9,08%	8,70%	8,30%	7,88%	7,43%	6,95%
2.4	30.000 < C ≤ 100.000	16,06%	15,54%	14,99%	14,41%	13,80%	13,16%	12,48%	11,77%	11,01%
2.5	100.000 < C ≤ 500.000	28,85%	28,18%	27,48%	26,75%	25,97%	25,16%	24,31%	23,40%	22,45%
2.6	C > 500.000	43,42%	42,56%	41,66%	40,72%	39,74%	38,70%	37,62%	36,47%	35,26%
Grupo 1 (P> 60 bar)										
1.1	C ≤ 200.000 (*)	44,46%	43,61%	42,71%	41,77%	40,78%	39,74%	38,66%	37,51%	36,30%
1.2	200.000 < C ≤ 1.000.000	68,37%	67,13%	65,85%	64,50%	63,09%	61,62%	60,08%	58,46%	56,76%
1.3	C > 1.000.000	83,45%	82,03%	80,55%	79,01%	77,40%	75,71%	73,95%	72,10%	70,16%

Fuentes: Propuesta de Orden y elaboración propia.

(*) Consumo en MWh

Se considera muy adecuado que ambas medidas -ampliar el rango de obligación de disponer de equipos de telemedida de caudal diario a clientes cuyo consumo supera los 5.000 MWh e introducir penalizaciones en caso de incumplimiento- se apliquen de forma simétrica tanto en mercado regulado, como en el mercado liberalizado. Asimismo, se considera favorable, a favor de la coherencia de pagos de clientes de mismas características en sendos mercados (regulado y liberalizado), que las penalizaciones en términos unitarios, por kWh consumido, sean bastante similares en ambos casos.

Asimismo, se propone, sustituir en la redacción de toda la disposición transitoria “consumidores de los grupos” por “consumidores acogidos a los peajes”.

Por otra parte, se propone incluir en la redacción de la disposición transitoria única, primer párrafo, “debiendo ser facturado el caudal diario de dichos clientes según la fórmula del artículo 31 del RD 949/2001”.

6.5 Otros comentarios a la propuesta de Orden

6.5.1 Peaje 1.3

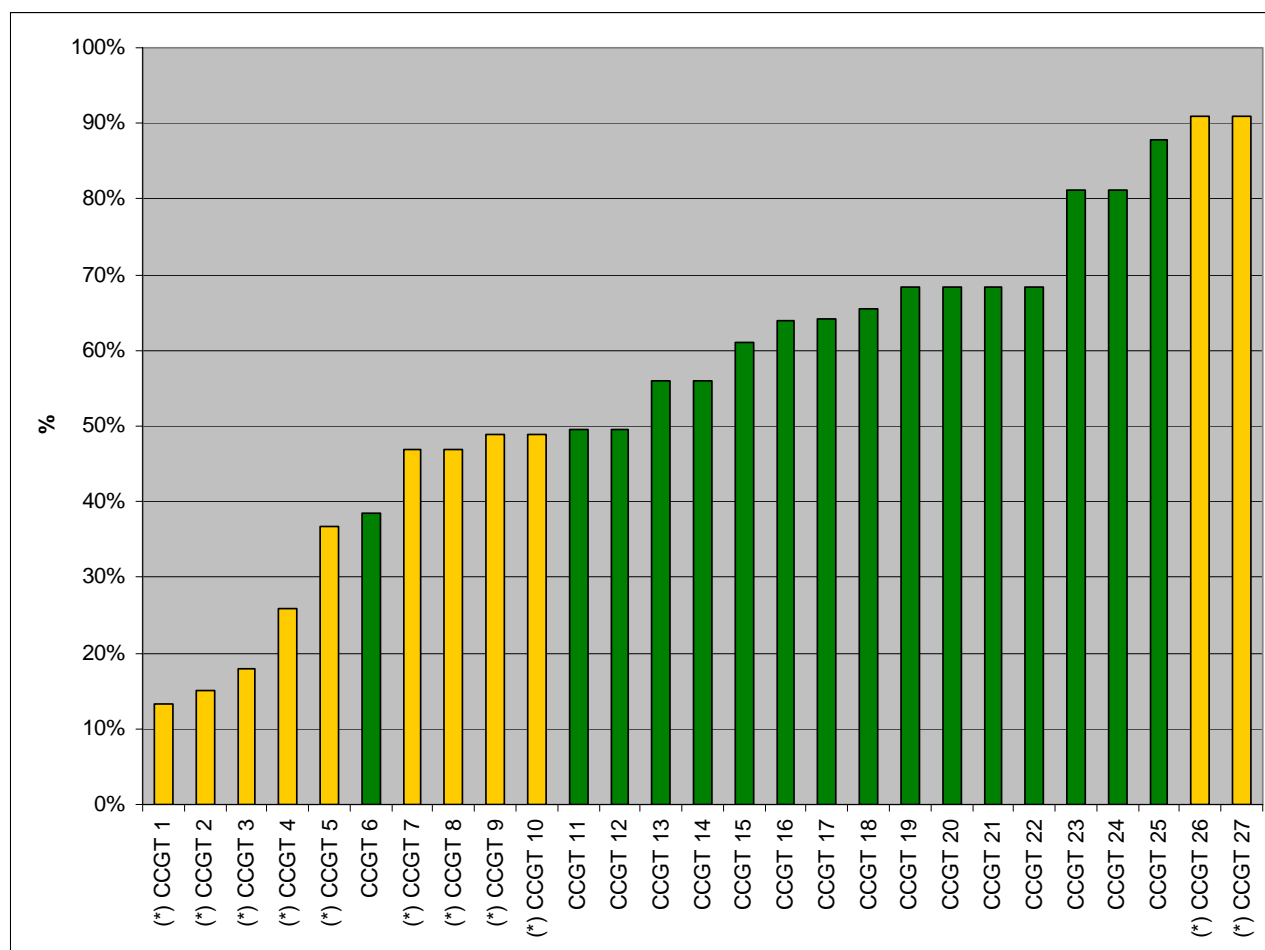
Las tarifas, peajes y cánones de la estructura del RD 949/2001 son de tipo postal, esto es, basadas en costes medios de grupos de consumidores por niveles de presión y tramos de consumo anual. Esto supone que puedan derivarse subsidios cruzados entre consumidores cuyos costes son distintos a los del peaje o tarifa a la que están acogidos. Los primeros peajes establecidos según la nueva estructura del RD 949/2001 fueron los de la Orden ECO/303/2002. Las variaciones aplicadas en los peajes de años sucesivos, en términos generales, son homogéneas para todos los peajes, independientemente de la diferente evolución de cada concepto de coste y de los distintos consumidores afectados.

En particular, según la información que acompañó a las propuestas de 2002, el factor de carga teórico para diseñar los términos fijo y variable del peaje 1.3 fue el 98%. Un grupo de grandes consumidores que están acogidos a dicho peaje –los ciclos combinados- ha manifestado en años sucesivos que la aplicación de dichos peajes, teniendo en algunos

caso factores de carga reales cercanos al 63% (no del 98%), hace que el precio medio por peaje de conducción que pagan supere en un 20% el coste medio de transporte y regasificación.

Sobre el peaje de transporte 1.3, se opina que se deberían diseñar los términos de facturación teniendo en cuenta factores de carga reales, lo que llevaría a asignar una mayor parte del coste de transporte del peaje 1.3 en el término variable, reduciendo el término fijo de conducción del peaje 1.3. No obstante, se observa una dispersión en los factores de carga previstos para 2005 de los ciclos combinados, según información individual solicitada por esta Comisión, lo que dificulta la selección de un valor de factor de carga real que represente a todos los clientes afectados, máxime cuando los peajes, cánones y tarifas no son por precios regulados por usos, y en particular, en peaje 1.3 es aplicado a consumidores distintos a los CCGTs.

Factores de carga previstos para 2005 a las centrales de CCGTs



Fuentes: empresas y elaboración propia.

(*) Ciclos combinados con entrada en funcionamiento durante 2005.

El valor medio del factor de carga de los ciclos combinados previsto para 2005, según información aportada por las empresas, es del 45% incluyendo a todas las centrales y 65% si se elimina a aquellas con entrada en funcionamiento durante 2005.

Asimismo, se considera que cualquier modificación en el diseño de los términos de facturación de las tarifas, peajes y cánones, y en particular del peaje 1.3, deberá obtenerse como resultado de la aplicación de una metodología global de asignación de costes a todos los suministros, de forma que se cubran los costes totales del sistema y evitando las tarifas por usos.

Dentro de los aspectos a tener en cuenta en los criterios asignativos de costes de la metodología a desarrollar, se tendría que tratar el diseño de los términos de facturación

de todos los cánones, peajes y tarifas de venta. Esto es, la modificación particular del diseño de un determinado grupo tarifario provocaría efectos en la liquidación de ingresos regulados.

6.5.2 Canon de almacenamiento de GNL

Uno de los factores a tener en cuenta en la metodología asignativa de costes que de carácter global, esta Comisión considera que debe desarrollarse, es la posible modificación en la variable de referencia de la facturación del canon de almacenamiento de GNL.

En particular, todos los balances de gas se realizan en unidades energéticas, pero posteriormente las existencias diarias de gas de cada usuario se deben convertir en unidades de volumen para la facturación de los cánones de almacenamiento subterráneo y canon de almacenamiento de GNL, que se han definido en la regulación de peajes en términos de volumen.

El problema se presenta debido a que la conversión de energía a volumen no es un valor constante, ya que las variaciones de composición del gas natural hacen que dicho término presente oscilaciones diarias.

Una solución sería modificar las unidades de facturación de los peajes y cánones y expresar dichos peajes de almacenamiento en términos de energía. Esta solución evitaría tener que realizar las conversiones diarias de los balances de energía de cada usuario a unidades de volumen de gas.

Análogamente otra solución, pero en la práctica bastante más compleja para la realización de los balances, sería la definición de una metodología de aplicación de dicho factor de conversión, para lo cual se pueden dar distintas soluciones: el calculado diariamente en función de la composición del gas almacenado en cada instalación del sistema, la media mensual de dichos valores en cada instalación, o considerar un factor de conversión fijo de referencia, aunque no sea el real.

6.5.3 Facturación conjunta por los servicios de regasificación y carga de cisternas

Otro aspecto a tener en cuenta en la necesaria elaboración de una metodología asignativa de costes para establecer las tarifas, los peajes y los cánones, que de carácter global, que esta Comisión considera que debe desarrollarse, es el establecimiento de peajes distintos para la regasificación, para la carga de cisternas y, por la aplicación de la Disposición transitoria única de la propuesta de Orden, para el trasvase de GNL a buques, de acuerdo con los costes que cada servicio hace incurrir al sistema. A continuación se resumen las consideraciones de esta Comisión al respecto.

En relación con la facturación conjunta a un mismo usuario por los servicios de regasificación y carga de cisternas, según el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, ambos servicios incluidos en el mismo contrato pueden ser facturados conjuntamente. Es decir, con la legislación actual, dichos servicios pueden facturarse conjuntamente, indistintamente a la facturación por uno u otro servicio, a si los dos servicios se encuentran formalizados dentro del mismo contrato.

Sin embargo, la carga de camiones cisterna de GNL es un servicio discontinuo, que tiene lugar en los cargaderos de cisternas de las plantas de regasificación, que funcionan a modo de surtidores de gas natural licuado, a través de los cuales se procede a la carga de las cisternas que acuden a él, previa verificación de que cumplen las condiciones técnicas, logísticas y de acceso a dicho servicio. El uso de la capacidad tiene lugar en base a la suma de cargas puntuales de las cisternas contratadas por un determinado sujeto.

Por tanto, la consideración de un caudal diario máximo en kWh/día para la contratación de capacidad de este servicio no se ajustaría bien a la realidad física del mismo, sería más apropiada una facturación, en concepto de peajes, acorde con la naturaleza discreta de las cargas, esto es, en base al número de cisternas cargadas y los kWh cargados realmente, ya que se trata de un servicio totalmente diferente del servicio de

regasificación, donde la facturación en función de kWh/día, por reserva de capacidad, tiene sentido. Tampoco debe olvidarse que al tratarse de dos servicios bien distintos, los costes no son iguales, y se está cobrando el mismo peaje por ambos.

Por otro lado la logística de ambos servicios es muy diferente, en la logística de cisternas existe una tercera parte implicada, el operador del servicio de transporte de cisternas por carretera. La logística de cisternas es nominada por el usuario de las plantas de regasificación, generalmente un comercializador, al transportista titular de la planta de regasificación, pero ni el comercializador, ni el transportista titular de la planta, tienen el control sobre la logística de la carga, ya que esta se producirá cuando llega el camión a la planta. Este instante, será función de un número de variables predecibles, como la demanda de las plantas satélites a las que abastece, pero también de otras impredecibles, como puede ser el tráfico. De esto se deduce que la relación entre la nominación y la realidad puede llegar a ser bastante distinta, por lo que penalizaciones en función de la nominación pueden no tener sentido. Tampoco refleja la realidad que estas penalizaciones se facturen en función de la cantidad cargada en un día. En este caso, a diferencia de la regasificación, el periodo de contratación de capacidad podría ser por un número de cisternas al mes o a la semana y la penalización por desviaciones del programa articularla de la misma forma.

6.5.4 Efecto del artículo 9 de la propuesta de Orden

En la propuesta de Orden, al igual que en años anteriores, se permite 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.

Esta Comisión señala, al igual que en informes tarifarios anteriores, que dicha medida estaría evitando trasladar una parte del coste real de la red en el suministro de dichos clientes, contraria, por tanto al principio de que los precios regulados reflejen costes. Por tanto se insiste en que dicha medida debería tener carácter transitorio en tanto que el distribuidor no disponga de redes en su zona para ello, por lo que se debería procurar un seguimiento y control de los clientes afectados por dicha medida.

Según la información aportada por las empresas para 2005, dicho efecto se ha estimado en torno a 43 millones de € menos para el sistema, o análogamente el reparto de dicha cantidad en peajes del resto de clientes.

6.5.5 Reducción del número de días de almacenamiento operativo en los peajes según el RD 1716/2004

Otro aspecto que se tendría que tener en cuenta en la elaboración de una metodología asignativa de costes para establecer las tarifas, los peajes y los cánones de gas natural, es el efecto en los peajes de regasificación y de transporte y distribución de la reducción del número de días de almacenamiento operativo incluido en los mismos según la disposición final primera del RD1716/2004, respecto a la situación anterior.

La modificación del RD 949/2001, por la que se reducen los días de almacenamiento operativo incluidos en los peajes de regasificación y de transporte incidiendo de forma directa en dos temas fundamentales.

Por una parte, al reducirse el almacenamiento incluido en el peaje de transporte será necesario que estos consumidores contraten mayor capacidad de entrada (regasificación y reserva de capacidad) con el fin de tener mayor modulación en la entrada. Esto implicará una menor utilización de dicha capacidad de entrada.

Por otra parte, el peaje de regasificación ahora sólo incluye el derecho al uso de 5 días de almacenamiento, lo que supone que al comparar el coste del peaje con las inversiones necesarias, haya que suponer una planta de regasificación con 5 días de almacenamiento, en lugar de 10.

En particular, en opinión de esta Comisión, se considera necesario analizar si esta reducción de los servicios incluidos en ambos peajes debería tener su reflejo en el valor de los correspondientes peajes.

6.5.6 Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones

Esta Comisión considera que debería modificarse la redacción del punto 3 del artículo 5 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, puesto que ningún agente debería quedar sujeto al sistema de liquidaciones hasta que tenga reconocida su retribución mediante la inclusión de sus instalaciones en el régimen económico correspondiente.

6.5.7 Comentarios sobre aspectos tarifarios del Grupo de Trabajo

“Aspectos Económicos del Sector del Gas Natural”

Como se ha comentado anteriormente, en 2004 se han iniciado reuniones siguiendo la fórmula de Grupo de Trabajo, en las que han participado participantes de esta Comisión y distintos agentes del sector. Dichas reuniones han servido para iniciar la discusión de diversos temas económicos en los que los agentes han manifestado sus posturas. Se considera que dichas reuniones deberán continuarse a lo largo de 2005 y respecto a los que esta Comisión remitirá informe al MITC.

Algunos de los temas cuya discusión ha sido iniciada son los siguientes. En primer lugar, la posible eliminación gradual de tarifas de venta. Para ello se propondría la elaboración de un calendario de eliminación gradual de tarifas de venta, teniendo en cuenta la figura del suministrador de último recurso, de acuerdo con lo señalado en la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural.

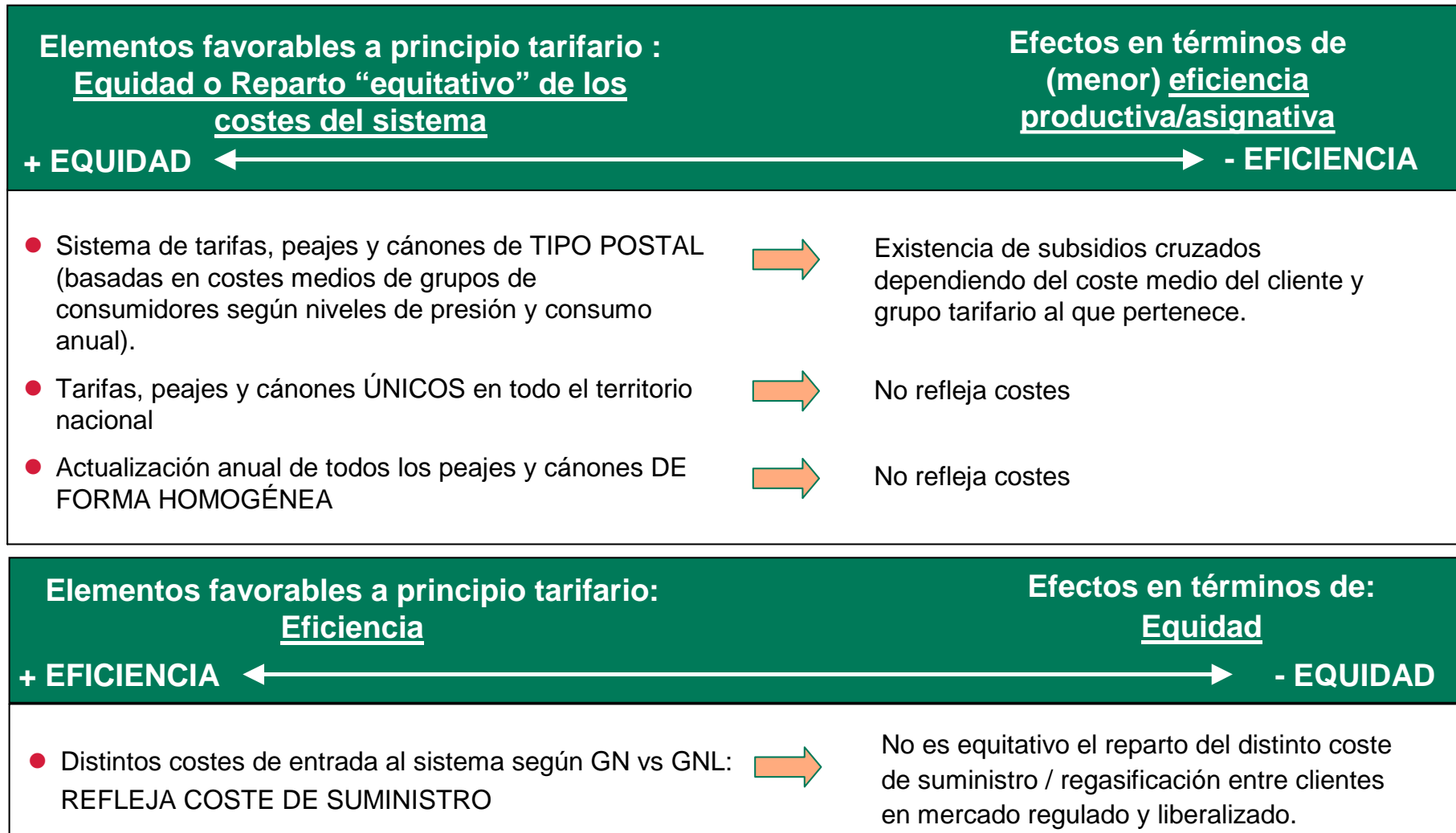
En segundo lugar, el análisis de los aspectos relativos a la estabilidad en la fórmula del Cmp y a la introducción de un peaje interrumpible, si bien se requeriría solicitar información de los términos en los que se realizan los contratos de aprovisionamiento a mercado regulado y liberalizado, así como datos relativos a la naturaleza de las interrupciones ordenadas por el Gestor Técnico del Sistema.

Esta Comisión observa que en la mayoría de las opiniones manifestadas por los participantes del Grupo de trabajo “*Aspectos Económicos del Sector del Gas Natural*”, sobre al menos dos temas (peaje de entrada único y Cmp estable) están en conflicto dos principios tarifarios: el principio de que los precios regulados (tarifas, peajes y cánones) reflejen costes *versus* el principio de reparto equitativo de costes (de regasificación en el caso de peaje de entrada único y de suministro en el caso de Cmp estable en el tiempo) entre todos los suministros.

Se considera que, si bien hay elementos de ambos principios en la estructura tarifaria actual, acorde con la filosofía tarifaria europea defendida en el Foro de Madrid, las modificaciones y propuestas que se hagan sobre las tarifas, peajes y cánones vigentes, deberían tender hacia un sistema tarifario que refleje costes.

En el siguiente cuadro se resumen algunos elementos, incluidos en la normativa vigente, que favorecen los principios de equidad y eficiencia, así como los efectos contrarios de cada uno de ellos.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA TARIFARIO DEL REAL DECRETO 949/2001



Respecto al establecimiento del peaje único de entrada al sistema, si bien sería adecuado según el principio de reparto equitativo de los costes, no lo es desde un punto de vista de eficiencia, debido a que los costes de suministro de gas natural por gasoducto internacional son distintos a los costes de suministro por planta de regasificación.

Respecto a la posibilidad de introducir un peaje interrumpible, se considera necesario determinar, solicitando información específica al Gestor técnico del Sistema, si la interrumpibilidad en el sistema surge por la falta de suministro de gas o por la falta de capacidad en transporte / regasificación. En el primer caso, no tendría sentido la introducción de un peaje interrumpible debido a que la probabilidad de interrupción por falta de capacidad es nula.

No obstante lo anterior, se considera adecuada la introducción de un término fijo por caudal contratado en las tarifas de venta interrumpibles de gas natural. Cabe señalar que actualmente la tarifa interrumpible únicamente incluye un término variable en función de la energía consumida, lo que lleva a que, a diferencia de otros clientes, los acogidos a tarifa interrumpible estén exentos de abonar penalizaciones por exceso/defecto del caudal medido sobre el contratado.

Por último, a pesar de no haberse avanzado en el grupo de trabajo respecto a los criterios de asignación de costes, sí se ha puesto de manifiesto la necesidad de desarrollar una metodología de asignación de costes que cumpla con los principios de suficiencia de ingresos, coherencia entre los sistemas de tarifas integrales y de acceso, simplicidad, transparencia y eficiencia en la asignación de costes entre los distintos suministros.

Dentro de los aspectos a tener en cuenta respecto a los criterios asignativos de costes de la metodología a desarrollar, se tendría que tratar el diseño de los términos de facturación de todos los cánones, peajes y tarifas de venta. Se considera necesario realizar modificaciones en la estructura vigente que procuren una relación entre los umbrales de niveles de presión tarifarios y la retribución del transporte primario, secundario y distribución. Dicho desglose permitirá de forma más transparente y objetiva, asignar los costes para establecer tarifas, peajes y cánones.

No obstante, cabe señalar que todas las modificaciones que se propongan en el diseño de los términos de facturación de un peaje o de una tarifa de venta, en particular, deberían establecerse como resultado de aplicar una metodología asignativa global, de forma que se cubran todos los costes del sistema. Esto es, la modificación particular del diseño de un determinado grupo tarifario provocaría efectos en la liquidación de ingresos regulados.

7 CONCLUSIONES

Primera. Se considera que las variaciones de los valores de los peajes y cánones de la propuesta deberían ser resultado de aplicar criterios de reparto de cada concepto de coste, teniendo en cuenta las previsiones de demanda, caudales y número de clientes incluidos en el escenario de previsión.

Se 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.

Segunda. Al igual que en años anteriores, se considera que la información incluida en la Memoria es insuficiente para valorar los valores de los peajes y los cánones incluidos en la propuesta de Orden.

Tercera. En la información aportada por el MITC sobre las propuestas de Órdenes, que sirve de base para calcular las tarifas, los peajes y los cánones de gas natural se observa una sobrevaloración de la demanda en 13.137 GWh respecto a la previsión realizada por el GTS para 2005, que, a su vez, sobrevalora la previsión de demanda de gas natural de los ciclos combinados realizada en el ejercicio de tarifa eléctrica 2005, tanto por el OS como por el propio MITC.

Si bien el ejercicio de tarifas, peajes y cánones es un ejercicio de previsión susceptible a cambios entre las variables estimadas y reales, se considera que los precios regulados incluidos en las propuestas deberían realizarse teniendo en cuenta distintos datos del sector, ajustando los mismos a la previsión del GTS, una vez que sean contrastados, teniendo en cuenta las previsiones del ejercicio eléctrico para las centrales de ciclo combinado. Esta Comisión podría contribuir al establecimiento de criterios en las variables solicitadas, al análisis de la información recibida y a la contrastación y coherencia de los datos recibidos de distintos agentes, por lo que se propone incluir dicha participación, modificando la redacción del artículo 26 de la Orden ECO/31/2004.

En este sentido se propone añadir al final del segundo párrafo del artículo 26, punto 2, de la Orden ECO/31/2004 la siguiente redacción:

“Previamente a la comunicación de la información por parte del GTS a la DGPEM, dichos datos y criterios adoptados por las empresas, deberán ser remitidos a la Comisión Nacional de Energía para su análisis previo”.

Cuarta. Respecto al escenario de previsión incluido en la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes que justifica el mantenimiento en 2005 de los peajes y cánones de 2004, teniendo en cuenta la posible sobrevaloración de la demanda en la previsión integrada de las empresas, en comparación con la prevista por el propio GTS y la previsión de generación eléctrica de ciclos combinados del propio MITC en el ejercicio de tarifa eléctrica 2005, estos dos efectos podrían suponer en torno a 27,8 Millones de € menos que lo previsto por el MITC, lo que podría llevar, en caso de ser considerados, a una subida de los peajes del 0,64%-1% en lugar del 0% incluido en la propuesta.

Quinta. Se considera adecuada la incorporación de un peaje por servicios, por la aparición de nuevas operaciones que originariamente no se habían previsto, como a los servicios de carga de GNL en buques o a la puesta en frío a partir de plantas de regasificación. Se propone, no obstante, la siguiente redacción:

“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 de 0,000569 €/kWh, con un mínimo de 50.000 € por

operación. 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. La CNE propondrá a la DGPEM nuevo valor en un plazo máximo de 9 meses desde la entrada en vigor de esta Orden.

Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema, por lo que el propietario de la instalación objeto de dichos servicios, que en su caso sean solicitados por el contratante, deberá informar de los términos del mismo, previamente a su contratación, a la DGPE y al GTS.

En cualquier caso, por Resolución de la DGPEM se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

La facturación de los servicios establecidos en el presente artículo con cargo al nuevo peaje deberá ser incluida en el procedimiento de liquidaciones, regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.”

Sexta. Ante la falta de información contable que justifique la retribución del GTS para 2005, y ante la falta de criterio para reconocer una tasa de retribución financiera de las inversiones a corto plazo, en los términos solicitados por 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.

Respecto a la incertidumbre actual en el importe de los gastos necesarios para desarrollar la actividad de GTS, se considera 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 contables por actividades que se obtengan de la 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, pendiente de publicación.

Asimismo, cabe reiterar lo señalado en distintos informes tarifarios de esta Comisión relativo a la incoherencia 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, de aplicar las cuotas de las propuestas de Órdenes (10.219 y 10.204 miles de € en la página 51 de la Memoria), debido a que son inconsistentes las cuotas aplicadas sobre la facturación de tarifas de venta y sobre la facturación de peajes y cánones.

Séptima. Respecto a la ampliación de clientes con obligación a disponer de equipos de teled medida del caudal diario a aquellos cuyo consumo supera los 5 GWh/año, se considera que dicha medida permitirá facturar adecuadamente el término fijo de los peajes de un mayor rango de consumidores, mitigando el incentivo a no disponer de equipo de teled medida de caudales diarios a aquellos clientes que sobrepasen los rangos de caudal a facturar incluidos en el artículo 31 del RD 949/2001, y fomentando que el cliente contrate un caudal diario acorde con el que realmente demande. Dicha medida procurará una relación más directa entre el coste y el precio del cliente.

No obstante, esta Comisión considera que el periodo transitorio de cuatro meses desde la aplicación de la Orden, para disponer de dichos equipos para los nuevos clientes que incluye esta propuesta de Orden (aquellos cuyo consumo sea superior a 5 GWh e inferior a 100 GWh/año) es muy reducido. Para estos clientes se propone ampliar el periodo transitorio hasta un máximo de un año desde que sea aprobada dicha Orden, plazo más acorde con la accesibilidad técnica de los equipos y su implantación al cliente final., pudiendo considerarse, incluso, la posibilidad de establecer un escalonamiento.

Octava. Respecto a la inclusión de una penalización a aquellos consumidores que no tengan instalado el equipo de teled medida, estando obligados a tenerlo, o que el mismo permanezca fuera de servicio por un periodo superior a dos meses, se considera que dicha medida es muy adecuada, y acorde con lo propuesto por esta Comisión en escrito al MITC.

Se propone, para evitar la discontinuidad observada en la penalización aplicada a clientes acogidos al peaje 2.4, la facturación al término variable del peaje 2.2 en todos los casos. Además, para los clientes acogidos a peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.6 y 2.5 a quienes afecte la penalización, se les facturará por el término fijo del peaje 2.4.

Novena. Dentro de los aspectos a tener en cuenta en la metodología a desarrollar, se considera necesario realizar modificaciones en la estructura vigente que procuren una relación entre los umbrales de niveles de presión tarifarios y la retribución del transporte primario, secundario y distribución. Dicho desglose permitirá de forma más transparente y objetiva, asignar los costes para establecer tarifas, peajes y cánones. Asimismo, se tendría que analizar los distintos aspectos mencionados por el participantes del grupo de trabajo “Aspectos Económicos del sector de gas natural”, teniendo en cuenta que cualquier modificación en el diseño de los términos de facturación de las tarifas, peajes y cánones, deberá obtenerse como resultado de la aplicación de una metodología global de asignación de costes a todos los suministros, de forma que se cubran los costes totales del sistema y evitando las tarifas por usos.

Entre los aspectos tarifarios cuyo análisis deberá continuar en 2005, se incluirán el diseño de los peajes de transporte y distribución acorde con los costes en que cada grupo de consumidores hace incurrir al sistema y, en particular el peaje 1.3, el diseño del canon de almacenamiento de GNL, el diseño de peajes según costes de los servicios de regasificación, carga en cisternas y de trasvase de GNL a buques, el efecto en los costes de la reducción del número de días de almacenamiento operativo en los peajes de regasificación y transporte y distribución según el RD 1716/2004, etc.

Décima. El contenido del artículo 9 de la propuesta de Orden debería tener carácter transitorio en tanto que el distribuidor no disponga de redes en su zona para ello, por lo que se debería procurar un seguimiento y control de los clientes afectados por dicha medida.



ANEXO I : MODIFICACIONES AL ARTICULADO

A continuación se detallan propuestas de redacción tanto debidas a errores tipográficos como a propuestas de modificación del articulado de la propuesta de Orden ITC/ /2005, de enero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

Artículo 10. Telemetrida

Se propone la siguiente redacción del artículo 10,

A partir de cuatro meses de la entrada en vigor de la presente Orden, todos los consumidores con consumos superiores a 100.000 MWh/año, deberán disponer de equipos de telemetrida con medición del caudal diario.

Con el límite máximo de un año desde la entrada en vigor de la presente Orden, todos los consumidores con consumos superiores a 5.000 MWh/año e iguales o inferiores a 100.000 MWh/año, o a los que se apliquen los peajes 2.3 a 2.6, deberán disponer de equipos de telemetrida con medición del caudal diario.

Aquellos consumidores, con consumo anual superior a 500 MWh/año, que dispongan en sus instalaciones de dichos equipos podrán optar por el procedimiento de facturación del término fijo, descrito para los peajes del Grupo 1, debiendo ser facturado el caudal diario de dichos clientes según la fórmula del artículo 31 del Real Decreto 949/2001”

En el caso de consumidores acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5 y 2,6 que no tengan instalado el equipo de telemetrida, estando obligados a tenerlo, o el mismo permanezca fuera de servicio por un período superior a 2 meses, estos serán facturados por el término fijo del peaje 2.4 y el término variable del peaje 2.2. En el caso de los consumidores acogidos a los peajes 2.3 y 2.4 que se encuentren en idéntica situación, se les aplicará el término variable del peaje 2.2 y el fijo del respectivo 2.3 ó 2.4. En ambas situaciones se facturará de acuerdo al método de facturación correspondiente a los consumidores sin telemetrida descrito en el artículo 31 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Disposición Transitoria Única. Peaje de trasvase de GNL a buques

Se propone modificar dicha disposición con la siguiente redacción:

“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 de 0,000569 €/kWh, con un mínimo de 50.000 € por operación. 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. La CNE propondrá a la DGPEM nuevo valor en un plazo máximo de 9 meses desde la entrada en vigor de esta Orden.”

Estos servicios sólo se podrán prestar subsidiariamente y en cuanto no interfieran con las operaciones normales del sistema, por lo que el propietario de la instalación objeto de dichos servicios, que en su caso sean solicitados por el contratante, deberá informar de los términos del mismo, previamente a su contratación, a la DGPE y al GTS.”

En cualquier caso, por Resolución de la DGPEM se podrá interrumpir o cancelar su prestación.

La facturación de los servicios establecidos en el presente artículo con cargo al nuevo peaje deberá ser incluida en el procedimiento de liquidaciones, regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre.”

Artículo 26 de la Orden ECO/31/2004

Se propone modificar la redacción del artículo 26 de la Orden ECO/31/2004 añadiendo al final del segundo párrafo del artículo 26, punto 2, de la Orden ECO/31/2004:

“Previamente a la comunicación de la información por parte del GTS a la DGPEM, dichos datos y criterios adoptados por las empresas, deberán ser remitidos a la Comisión Nacional de Energía para su análisis previo”.