



Comisión  
Nacional  
de Energía

**MANDATO TRIGÉSIMO PRIMERO  
DEL GOBIERNO PARA QUE LA CNE  
REALICE UN ESTUDIO SOBRE LOS  
COSTES DE LA RED BÁSICA DE GAS  
IMPUTABLES A CADA TIPO DE  
TARIFA Y PEAJE**

4 de mayo de 2006

## ÍNDICE

1	Objeto del informe .....	3
2	Antecedentes .....	5
3	Características de la estructura tarifaria .....	9
4	Ejercicio tarifario de previsión: coherencia y suficiencia tarifaria .....	15
5	Ejercicio de aditividad tarifaria .....	22
5.1	Metodología tarifaria .....	22
5.1.1	Costes imputables a cada tarifa y peaje .....	23
5.1.2	Criterios de asignación .....	25
5.1.3	Diseño de los precios regulados .....	29
5.2	Ejercicio de aditividad de costes para establecer tarifas de venta 2006 .....	30
5.2.1	Consideraciones iniciales .....	30
5.2.2	Metodología para establecer tarifas de venta aditivas .....	31
5.2.3	Datos de partida .....	32
5.2.4	Criterios para asignar las necesidades de regasificación, almacenamiento subterráneo y barcos de invierno .....	37
5.2.4.1	Asignación de las necesidades de regasificación .....	38
5.2.4.2	Asignación de las necesidades de inyección/extracción de almacenamientos subterráneos .....	39
5.2.4.3	Asignación del coste de los Barcos de invierno de acuerdo con el Plan invernal	41
5.3	Análisis de resultados de dicho ejercicio de aditividad .....	41
5.4	Facturación de los peajes y cánones vigentes por los consumidores a tarifa .....	47
6	Otras consideraciones .....	50
6.1	Sobre la metodología tarifaria a implantar en España en base a los desarrollos regulatorios a nivel europeo: Peajes de entrada salida .....	50
6.2	Consideraciones en la estructura tarifaria vigente de tipo postal .....	53
6.2.1	Retribución por actividades de acuerdo con los peajes definidos en el Real Decreto 949/2001 .....	53
6.3	Coherencia entre la estructura de peajes y los costes reconocidos por actividad. (Transporte – Distribución) .....	54



6.4	Efectos de los nuevos peajes en 2006: estacionales, de tránsito, interrumpibles	55
6.5	Revisión de los términos de los peajes y cánones .....	55
6.6	Consumidores conectados a menos de 4 bar a los que se les aplica los peajes / tarifas 2 BIS .....	56
6.7	Tarifa de materia prima .....	57
6.8	Tarifa 2.1 .....	58
7	Conclusiones.....	58

## 1 OBJETO DEL INFORME

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

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

La Resolución de 1 de abril de 2005, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros, de 25 de febrero de 2005, por el que se adoptan mandatos para poner en marcha medidas de impulso a la productividad establece en su punto trigésimo primero que la Comisión Nacional de Energía elaborará, antes del 1 de septiembre de 2005, un estudio sobre los costes del sistema gasista español imputables a cada tipo de tarifa y peaje. Para ello, preparará una metodología de peajes que permita recuperar todos los costes de las actividades reguladas del sistema, imputados de forma eficiente a los diferentes tipos de consumidores.

En el presente informe se presenta el estudio solicitado. El informe analiza el estado actual del sistema vigente de tarifas y peajes aplicables a los consumidores y usuarios del sistema, su relación con los costes reconocidos para el conjunto de las actividades reguladas del sistema gasista, y las ventajas e inconvenientes del actual sistema de peajes transporte distribución tipo postal en relación con sistemas de peajes tipo entrada –salida. También se realizan consideraciones sobre las recientes novedades introducidas en el sistema de tarifas y peajes: supresión de algunas tarifas, peajes para contrato de

duración inferior a un año, peajes interrumpibles o de tránsito internacional, etc., y sobre problemas tales como, la asignación de los costes del Cmp a la tarifa, la falta de coherencia entre ingresos y costes de las distintas actividades, etc. Asimismo, se realiza un ejercicio de aditividad tarifaria, con base en los peajes actuales proponiendo sistemas de reparto de los costes de las actividades asociadas a la tarifa integral.

El estudio pone de manifiesto la amplitud y complejidad de los posibles y distintos procesos de imputación de los costes de las actividades reguladas a las tarifas y peajes vigentes, y presentes y potenciales diseños de sistemas de tarifas / peajes. Diseños que, sin duda, tienen su influencia en el funcionamiento y en el comportamiento actual del sistema gasista y que su modificación podrá alterar dichos comportamientos.

El estudio aporta criterios, alternativas y recomendaciones que se habrán de tener en cuenta en las mejoras de la actual metodología de imputación de costes de las actividades reguladas a cada tipo de tarifa / peaje.

Asimismo, se ha de poner de manifiesto la falta de suficiente información en esta Comisión sobre los fundamentos y el modelo de detalle utilizados por el Ministerio para la imputación concreta de los costes a cada tarifa / peaje de cada año.

Sería conveniente que, como documento de trabajo, puedan recibirse alegaciones de los agentes, antes de que sea dictada la normativa concreta y que esta CNE informe.

En concreto, el informe está estructurado de la siguiente manera. En el apartado 2 se hace referencia a los antecedentes de las tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural en España. El epígrafe 3 resume las características de la estructura tarifaria actual. El apartado 4 hace referencia al ejercicio tarifario de previsión, y en particular, a la coherencia y la suficiencia tarifaria analizadas de forma global. En el apartado 5 se muestra un ejercicio de aditividad de costes para establecer las tarifas en 2006. Se analizan los resultados de dicho ejercicio de aditividad y se comparan con las tarifas de venta vigentes. Se presentan los resultados de facturación de los peajes y cánones correspondientes al mercado regulado. En el punto 6 se incluyen otras consideraciones relacionadas con la metodología y estructura tarifaria, tarifas de venta, peajes y cánones

de gas natural. En particular, se distingue una consideración general relativa al cambio de la estructura tarifaria de tipo postal por una tipo entrada-salida, en línea con las recomendaciones de la regulación europea, y consideraciones relativas a introducir modificaciones que aumentarían las señales de costes a través de precios regulados manteniendo la estructura tarifaria vigente de tipo postal. Finalmente, en el punto 7 se muestran las conclusiones del informe.

## 2 ANTECEDENTES

La Ley 34/1998, de 7 de Octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece en su artículo 91 el régimen de las actividades reguladas. En particular, el apartado 1 de dicho artículo considera que:

*“Las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas, los peajes y cánones que se determinen por el Gobierno y a los precios abonados por los clientes cualificados, en su caso.”*

Asimismo, dicha Ley establece, en su artículo 92, los criterios para la determinación de las tarifas, peajes y cánones. El apartado 1 de este artículo considera que las tarifas, peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes criterios:

- Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas y permitir una razonable rentabilidad.
- Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación, incentivando una gestión eficaz y una mejora de la productividad.
- No producir distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el de peajes.

El artículo 93 de la Ley establece que las tarifas de venta a los usuarios tendrán el carácter de máximas y serán únicas para todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades.

El artículo 94 considera que los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros tendrán el carácter de máximos. Asimismo, establece que los peajes y cánones correspondientes al uso de las plantas de regasificación, almacenamiento y redes de transporte serán únicos sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y uso que se haga de la red, y los peajes correspondientes al uso de las redes de distribución serán únicos y se determinarán atendiendo a los niveles de presión y a las características de los consumos. La Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad elimina el carácter de máximo de las tarifas de venta de gas natural y de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

Adicionalmente, los artículos 93 y 94 de la Ley del sector de Hidrocarburos establecen que el Ministro de Industria y Energía mediante Orden Ministerial, previo Acuerdo de la Comisión Delegada de Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural y de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso por terceros.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, establece en su artículo 8 que el Gobierno, mediante Real Decreto, aprobará en el plazo de seis meses un sistema económico integrado del sector de gas natural, basado en costes y no en energías alternativas, que incluya el modelo para el cálculo de las tarifas de gas natural y de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de la red gasista, el sistema para determinar la remuneración que corresponda a cada uno de los titulares de las instalaciones gasistas y el procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los distintos agentes que actúan en el sector gasista.

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 del gas natural, en su capítulo IV, incluye una nueva estructura de tarifas de venta, peajes y cánones de gas natural. En el artículo 25 de dicho Real Decreto se incluyen los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones.

En particular, las tarifas, los peajes y cánones se establecerán atendiendo a los criterios establecidos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, y tengan los siguientes objetivos:

- a) Retribuir las actividades reguladas según se dispone en el capítulo III del presente Real Decreto.
- b) Asignar, de forma equitativa, entre los distintos consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga, los costes imputables a cada tipo de suministro.
- c) Incentivar a los consumidores un uso eficaz para fomentar una mejor utilización del sistema gasista.
- d) No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

El artículo 25 del Real Decreto 949/2001 indica que las Órdenes ministeriales establecerán los valores concretos de dichas tarifas y precios, o un sistema de determinación y actualización automático de los mismos. Asimismo, para los peajes y cánones, se establecerán los valores concretos o un sistema de determinación de los mismos y se modificarán anualmente o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen.

Dicho Real Decreto establece que la estructura de tarifas, peajes y cánones podrá ser modificada en el futuro, si razones de optimización del sistema gasista, mercado o aplicación del desarrollo normativo de ámbito comunitario lo hacen aconsejable.

En este sentido, la Orden ITC/4101/2005, de 27 de diciembre, 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 y la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas introducen un conjunto de modificaciones.

Por una parte, la Orden ITC/4101/2005 modifica la estructura de las tarifas y crea unas tarifas transitorias para los grupos tarifarios que serán suprimidos. En particular, por un



lado, se suprimen las tarifas del Grupo 1 (consumidores con presión de suministro superior a 60 bar), las tarifas 2.5 y 2.6 del Grupo 2 (consumidores con presión de suministro superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y consumos superiores a 100.000.000 kWh/año) y las tarifas del Grupo 4 (consumidores de gas natural con carácter interrumpible). Por otro lado, se crean unas tarifas transitorias:

- Tarifas transitorias <<A>> (presión de suministro superior a 60 bar) para los clientes a los que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 1. Estas tarifas son aplicables hasta el 30 de junio de 2006.
- Tarifas transitorias <<B>> (presión de suministro superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar) para los clientes a los que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas 2.5 y 2.6 (presión de suministro superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y consumos superiores a 100.000.000 kWh/año). Estas tarifas son aplicables hasta el 31 de diciembre de 2006.
- Tarifa transitoria <<C>> para las centrales de generación eléctrica a las que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 4. Discrimina entre consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bar. Estas tarifas eran aplicables hasta el 31 de marzo de 2006.
- Tarifa transitoria <<D>> para los consumidores que no fueran centrales de generación eléctrica y a las que a 31 de diciembre de 2005 se les estuvieran aplicando las tarifas del Grupo 4. Discrimina entre consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 4 bar e inferior o igual a 60 bar y consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño sea superior a 60 bar. Estas tarifas son aplicables hasta el 30 de junio de 2006.
- Tarifas 2 bis aplicables a los consumidores industriales suministrados a menos de 4 bar a los que se les aplicaban tarifas del grupo 2. Dichas tarifas son aplicables a estos consumidores hasta 2010. A partir de entonces se les aplicará la tarifa correspondiente a su presión de suministro.

Por otra parte, la Orden ITC/4100/2005 introduce, por primera vez, peajes aplicables a los servicios de acceso de duración inferior a un año, peajes para el tránsito de gas con

destino a países terceros, peajes a aplicar a los servicios de acceso de terceros prestados en condiciones de interrumpibilidad. Según se indica en la exposición de motivos de dicha Orden, la introducción de estos tres nuevos peajes se deriva de lo establecido en el Reglamento (CE) nº 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 28 de septiembre de 2005, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.

### **3 CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA**

El RD 949/2001 establece una estructura de tarifas, peajes y cánones de gas natural acorde con un sistema integrado de costes. La estructura tarifaria vigente hasta entonces respondía a usos domésticos-comerciales e industriales en las tarifas de venta. Los peajes y cánones se caracterizaban, a diferencia de los fijados en el Real Decreto 949/2001, por tener un peaje de transporte en función de la distancia, un canon de conexión y seguridad del sistema y un peaje reducido para grandes consumidores cualificados<sup>1</sup>. La nueva estructura de tarifas, peajes y cánones de gas natural que establece el Real Decreto 949/2001, presenta las siguientes características.

En primer lugar, se sustituyen las tarifas por usos doméstico-comerciales e industriales del sistema anterior por tarifas diferenciadas por nivel de presión y consumo anual del cliente. Esta estructura de las tarifas de venta coincide con la de los peajes de conducción de transporte y distribución, lo que hace fácilmente comparable la facturación de un mismo cliente, tanto a mercado regulado, como a mercado liberalizado.

No obstante la estructura general establecida en el Real Decreto 949/2001, la Orden ECO/302/2002 introdujo, con carácter transitorio<sup>2</sup>, una tarifa de uso industrial de materia prima, cuyos valores son revisados mensualmente por Resolución de la DGPEM, de acuerdo con la fórmula de la Orden de 30 de septiembre de 1999, con las modificaciones

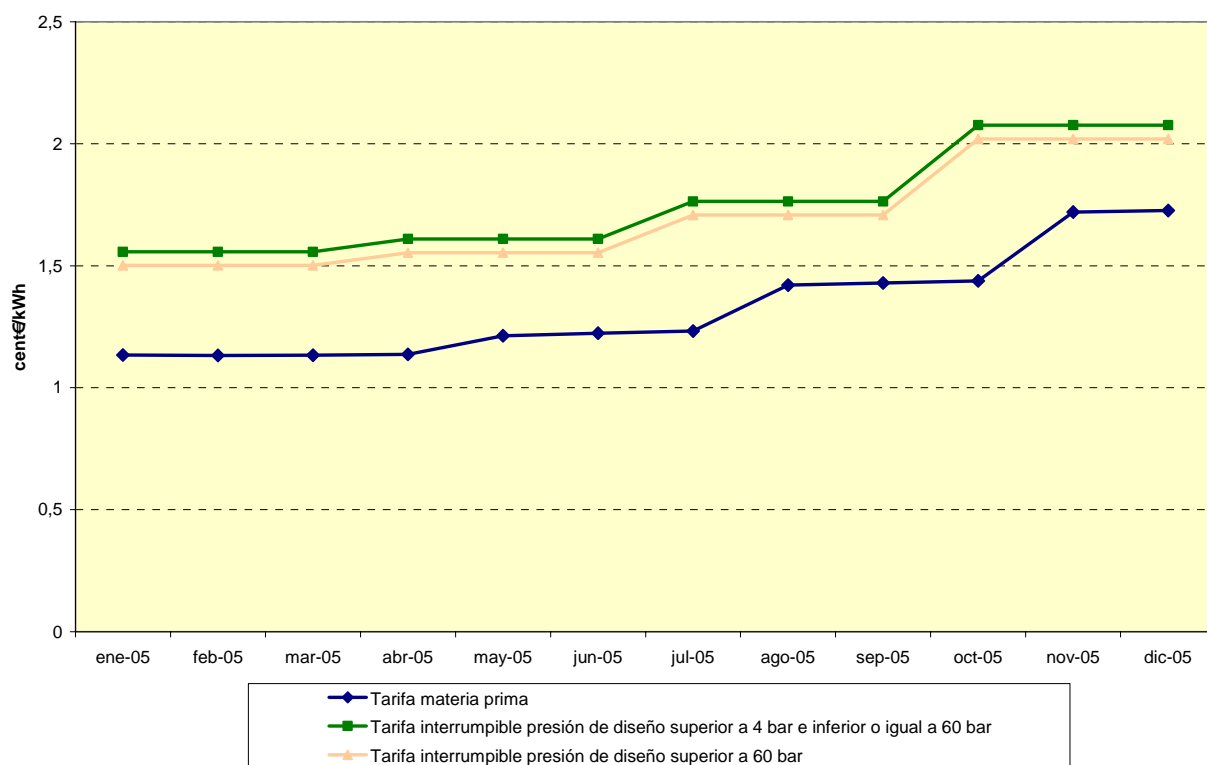
---

<sup>1</sup> Consumo anual superior a 350 Mm<sup>3</sup>(N) o caudal diario superior a 10Mm<sup>3</sup>(N) y cuyo suministro no tuviera consideración de firme.

<sup>2</sup> Primero hasta 2004 y, posteriormente, hasta 2009 según la Orden ECO/33/2004.

introducidas en la Orden de 28 de mayo de 2001. Su evolución durante 2005 se muestra en el gráfico 1.

**Gráfico 1. Evolución de tarifa de la materia prima y de la tarifa interrumpible**



En segundo lugar, las tarifas, peajes y cánones son de tipo postal, esto es, responden al cálculo del coste medio, tal y como establece el artículo 25 del RD 949/2001, donde uno de los objetivos tarifarios es asignar los costes, de forma equitativa, entre los distintos consumidores, según su rango de presión, nivel de consumo y factor de carga.

Un sistema de tipo postal presenta ciertas ventajas respecto a otros sistemas tarifarios, tales como su sencillez y facilidad para obtener una asignación equitativa de costes en función de los grupos tarifarios establecidos, lo que permite una aplicación directa del principio de tarifas, peajes y cánones únicos en todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades, establecido en la Ley 34/1998. Sin embargo, presenta ciertos inconvenientes respecto a las señales que proporciona a los consumidores. En particular, un sistema de tarifas, peajes y cánones de tipo postal refleja el coste medio de cada grupo tarifario de consumidores, lo que implica la existencia de subsidios cruzados entre

los distintos tipos de consumidores. Cuanto menor sea la heterogeneidad de los consumidores a quienes afecta cada peaje postal, mejor reflejarán los costes medios de dicho colectivo, en función de los grupos tarifarios que se establezcan y, por tanto, menores serán los subsidios entre clientes que se derivan de un sistema postal.

En consecuencia, con los peajes, cánones y tarifas vigentes se obtienen peores resultados desde el punto de vista de eficiencia asignativa de costes entre consumidores, que con un sistema tarifario entrada-salida que refleje los costes marginales de las redes. Por el contrario, un sistema de peajes de redes entrada-salida, presenta inconvenientes, en la práctica, en cuanto a la complejidad de cálculo, la obtención de distintos valores en función de la entrada del gas, y en el caso de redes muy malladas, la necesidad de factores de escalamiento para recuperar la totalidad de costes fijos de las redes.

Cabe señalar, por una parte, que los peajes de tránsito establecidos en la Orden ITC/4100/2005 son de entrada-salida. En particular, a partir de los valores de los peajes postales nacionales, se discriminan los pagos en función de las distintas combinaciones de entradas y salidas, de acuerdo con unos coeficientes basados más en un criterio de distancia que en los costes de las redes que cada combinación (entrada-salida) hace incurrir al sistema.

Por otra parte, cabe mencionar que los peajes de transporte y distribución actualmente aplicados en España presentan una estructura binómica en la conducción o peaje de salida, en función del nivel de presión y tramo de consumo, e incluyen otro término de reserva de capacidad, o de entrada, que en la actualidad es único para todas las entradas al sistema. Si bien actualmente no existe diferenciación en el punto de entrada, la estructura vigente de los peajes de transporte y distribución permitiría establecer una diferenciación. Sin embargo, se considera que previamente se deberá analizar junto con el GTS, el modelo de flujos de entrada-salida que permitiría diferenciar entre las distintas combinaciones de entrada-salida del sistema gasista a efectos de valorar el coste de la red en función de las distintas condiciones de entradas-salidas del sistema, teniendo en cuenta las características de la red de transporte y distribución. Asimismo, deberán analizarse las diferencias territoriales y las consecuencias en la localización en la red que pudieran derivarse de un sistema entrada-salida. Por último, deberán establecerse los

criterios para asignar los costes hundidos de cada tramo de la red, a efectos de compatibilizar criterios de equidad y tarifa única con los criterios de asignación eficiente de costes.

En consecuencia, si bien como se analiza en el epígrafe 6.1 del presente informe, en el entorno europeo se valora favorablemente la aplicación de los peajes de transporte de tipo entrada-salida, es preciso hacer una valoración previa a su propuesta, que tenga en cuenta consideraciones de la operación del sistema, en cuanto a la dificultad, en una red mallada como la existente, para identificar los flujos que inciden en la utilización de unas u otras infraestructuras. En un sistema mallado y de múltiples entradas, la prestación del servicio se lleva a cabo de manera global, con un equilibrio de presiones que tenga en cuenta los flujos y consumos que se produzcan en todos los puntos de la red. Una indisponibilidad o incidencia puede tener un impacto en el otro extremo de la península y, superar la incidencia ha de venir de actuaciones sobre otras zonas ubicadas en los puntos cardinales distintos de los anteriores.

Asimismo, dado el equilibrado general del sistema de entradas/salidas, es necesario que el GTS conceda viabilidad a cada una de las operaciones que se planteen, o que se condicionen los potenciales contratos que se firmen para la prestación de servicio a la viabilidad o inviabilidad horaria que vaya dando el GTS a tales servicios, a medida que se vayan prestando.

Una tercera característica del sistema tarifario actual es la aplicación de un pass through del coste de la materia prima a las tarifas de venta, bajo las condiciones que establece anualmente la Orden de tarifas. En particular, se relaciona dicho traspaso del coste de la materia prima, con una revisión de carácter trimestral, siempre que se sobrepase (por exceso o defecto) en un 2% el valor del Cmp vigente antes de la revisión y calculando su valor a partir de medias semestrales de las cotizaciones que sirven para su cálculo. Dicho mecanismo permite reflejar los costes de aprovisionamiento al consumidor acogidos a tarifa.

En cuarto lugar, las tarifas, peajes y cánones, exceptuando el canon de almacenamiento de GNL, cuentan con una estructura de términos fijos (por cliente o por capacidad) y

variable (en función de los kWh regasificados, consumidos o inyectados/extraídos en almacenamientos subterráneos). Dicho esquema de tarifas, peajes y cánones binómicos, es habitualmente utilizado en la regulación de actividades de redes con rendimientos crecientes a escala, como ocurre en el uso de las infraestructuras de gas natural. El fundamento teórico que subyace en el diseño de tarifas en dos partes es el resultado de un problema de maximización del bienestar social sujeto a la restricción de obtención de la retribución de las empresas reguladas por actividades sujetas a rendimientos crecientes a escala. Se obtiene así un término variable y una cuota fija que permite recuperar los costes hundidos de las actividades con rendimientos crecientes a escala. En el caso de clientes pequeños, a efectos de evitar que sean expulsados del sistema porque su cuota fija sea superior a su excedente, se modifica el reparto de costes en sus términos fijo y variable.

Sin embargo, no se dispone de información que justifique la asignación de costes fijos/variables de las distintas actividades entre los términos fijos/variables de los peajes y cánones de los distintos grupos tarifarios vigentes. Se desconocen los criterios utilizados para definir los umbrales de presión y consumo que sirven para definir los distintos valores de las tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural. Un ejemplo, hay tres peajes de transporte primario (superior a 60 bar) por servir para consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, denominados 1.1, 1.2. y 1.3. Dichos peajes de transporte pertenecientes a consumidores conectados al mismo nivel de presión, muestran distintos valores dependiendo del tramo de consumo anual del consumidor. Hay unas diferencias en los términos de facturación de dichos peajes que oscilan entre el 37,9% y 7,7% respecto al peaje 1.3 (véase cuadro 1), si bien no es conocido el criterio de asignación de costes hundidos que justifica dichas diferencias.

**Cuadro 1. Precios del término de conducción del peaje de transporte y distribución firme del grupo1. Año 2006**

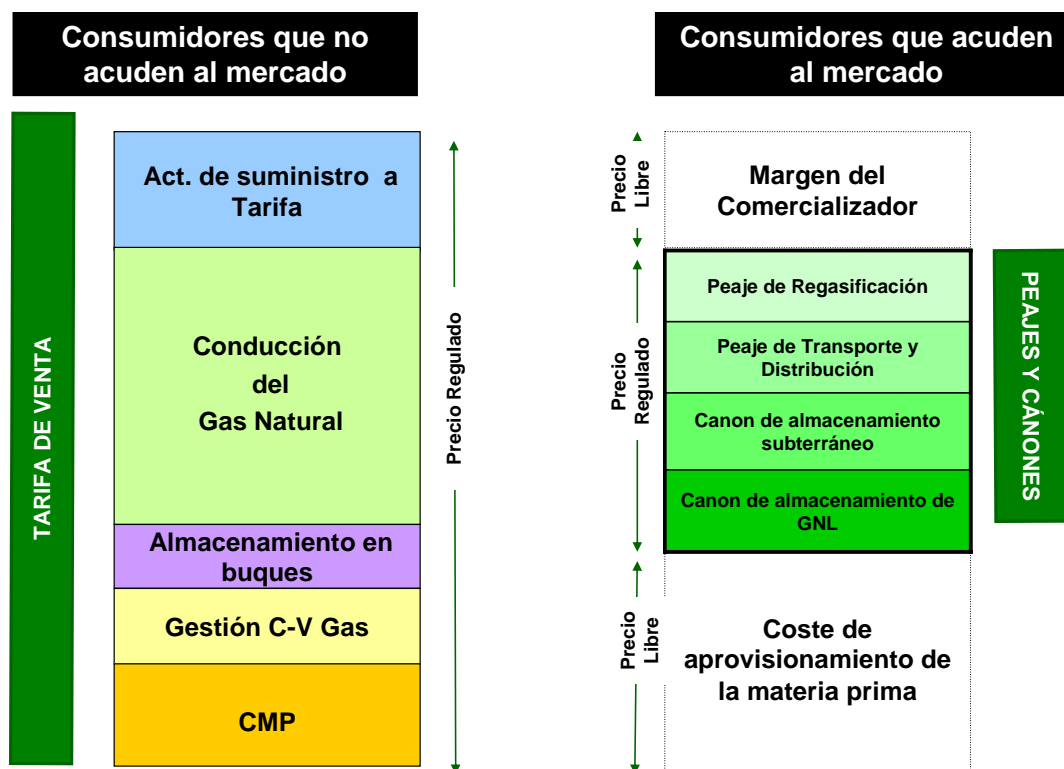
	Término fijo $T_{fij}$ €/kwh/día/mes	Término variable $T_{vij}$ €/kwh	Término fijo $T_{fij}$ % respecto a peaje 1.3	Término variable $T_{vij}$ % respecto a peaje 1.3
<b>Peaje 1 (P&gt;60 bar)</b>				
1.1 (Consumo <= 200.000.000 kWh/año)	0,021111	0,000517	20,6%	37,9%
1.2 (1.000.000.000 kWh/año >=Consumo>200.000.000 kWh/año)	0,018860	0,000417	7,7%	11,2%
1.3 (Consumo>1.000.000.000 kWh/año)	0,017506	0,000375		

Una quinta característica del sistema tarifario vigente, es que el consumidor que acude al mercado paga los peajes y cánones que le corresponden por su suministro. A este respecto cabe señalar que no existe una diferenciación entre los costes imputados de transporte y de distribución incluidos en el peaje de conducción. Asimismo, la estructura por niveles de presión de las tarifas y peajes no se corresponde con la división retributiva entre transporte primario y secundario y distribución. Una diferenciación de peajes de transporte y distribución acorde con la retribución de las redes, permitiría reflejar de forma más eficiente y transparente los costes por el uso de las redes que se imputan a los distintos grupos tarifarios, manteniendo una estructura de tarifas y peajes de tipo postal.

No obstante, cabe señalar la inconsistencia transitoria, hasta 2010, de aplicar tarifas y peajes de transporte y distribución de niveles de presión superiores a consumidores conectados a gasoductos de presión inferior a 4 bar, tal y como se indica en el epígrafe 6.6 del presente informe.

La existencia de la misma estructura de tarifas de venta y de peajes de conducción del transporte y distribución, facilita el estudio sobre los costes del sistema gasista español imputables a cada tipo de tarifa y peaje, requerido a esta Comisión. Dicho estudio consiste en adicionar los correspondientes costes de la materia prima, transporte y distribución, compra-venta, suministro a tarifa, barcos de invierno, cuota del GTS y tasa de la CNE (véase cuadro 2), así como decidir, únicamente, el criterio para asignar los costes de regasificación y almacenamiento subterráneo que corresponde a las tarifas de venta.

**Cuadro 2. Comparación de costes que incluye la tarifa de venta respecto a mercado liberalizado**



#### 4 EJERCICIO TARIFARIO DE PREVISIÓN: COHERENCIA Y SUFICIENCIA TARIFARIA

En las propuestas de Órdenes sobre tarifas de venta, peajes y cánones y retribuciones de actividades reguladas, como se constata en la información que las acompaña, se analiza la coherencia y la suficiencia tarifaria a nivel global, esto es, para el conjunto del mercado regulado y del liberalizado, aunque no a nivel individual de cada tarifa, peaje y canon de gas natural. En consecuencia, un ejercicio de aditividad de los pagos regulados para configurar cada tarifa de venta de gas natural, se presenta en el epígrafe 5.2 del presente informe.

En el siguiente epígrafe se analiza la suficiencia y la coherencia a nivel global entre los distintos pagos y sus tarifas, peajes o cánones asociados y la suficiencia de ingresos de los ejercicios tarifarios de 2002 y 2004, prestando especial atención a los errores de previsión cometidos y a sus efectos sobre los ingresos del sistema. Se han seleccionado los ejercicios tarifarios de 2002 y 2004, por corresponder, respectivamente, al primer ejercicio con la estructura de tarifas, peajes y cánones del Real Decreto 949/2001 y al



último año con la información anual completa disponible en el momento de realizar el presente informe. El análisis de sendos ejercicios tarifarios permite concluir cuáles han sido las divergencias más significativas que se han producido temporalmente.

Las principales conclusiones del ejercicio tarifario 2002 son las siguientes:

- La comparación entre el escenario previsto y el escenario real muestra que, mientras que los ingresos previstos resultaban suficientes para cubrir los costes reconocidos, en el escenario real se obtiene un déficit de 99.077 miles de euros<sup>3</sup>. Estas diferencias entre los escenarios inicial y final, se explican por distintos efectos: por la revisión de algunos costes respecto a los previstos inicialmente, por la modificación de las hipótesis de facturación consideradas en el escenario de previsión, por los efectos composición de la demanda y por la evolución de los precios regulados respecto a los iniciales.

---

<sup>3</sup> A diferencia de lo establecido en el cálculo de las liquidaciones, donde se imputan al año 2002 las facturaciones realizadas desde febrero de 2002 hasta febrero de 2003, en el ejercicio presentado se consideran los consumos correspondientes a 2002 imputados hasta julio de 2005, independientemente de la fecha en la que se han facturado los mismos. Por tanto, los resultados imputados al año 2002 presentados en este informe no son comparables con los datos publicados en la propuesta de liquidación anual provisional 15/2002 de las actividades reguladas del sector del gas.

**Cuadro 3. Comparación escenario de previsión ajustado (feb.-dic 02) y escenario real 2001 (€)**

	Escenario de previsión ajustado (A)	Real 2002 (B)	(B) - (A)
INGRESOS	2.197.726.861	2.270.550.548	72.823.687
COSTES (1)	2.196.862.496	2.369.627.945	172.765.450
INGRESOS - COSTES	864.365	-99.077.397	

EFEECTO	Ingresos del Escenario (€)	Diferencia respecto al Escenario de previsión ajustado (€)	% de variación de los ingresos respecto al escenario base
Consideración de la simultaneidad de los caudales contratados por las comercializadoras en la facturación por reserva de capacidad del mercado liberalizado (2)	2.199.183.615	1.456.754	0,07%
Consideración de los precios reales del año 2002	2.241.892.555	44.165.694	2,01%
Efecto de composición de consumos y error en la previsiones	2.217.454.509	19.727.648	0,90%
Otros: efectos cruzados	2.205.200.451	7.473.590	0,34%
<b>SUMA DE EFECTOS</b>	<b>2.270.550.548</b>	<b>72.823.687</b>	<b>3,31%</b>

	Mercado Regulado (Miles €)	Mercado Liberalizado (Miles €)
	43.750	-24.022

EFEECTO	Diferencia respecto a los costes previstos	% de variación de los costes respecto al escenario de previsión
Variación en la retribución variable	-3.413.475	-0,14%
Variación en la retribución fija	-	
Instalaciones singulares de distribución	-	
Liquidación provisional 2002	-	
Variación CMP	179.644.434	7,58%
Variación Gestión de Compra - Venta	3.996.317	0,17%
Variación Suministro a tarifas	-7.597.679	-0,32%
Variación cuotas	135.852	0,01%
<b>SUMA DE EFECTOS</b>	<b>172.765.450</b>	<b>7,29%</b>

(1) Se considera como retribución de transporte, almacenamiento y regasificación fija la considerada por el Ministerio en la Memoria que acompañó a las propuestas de Órdenes, salvo la cuantía correspondiente a la distribución que fue modificada en la Orden ECO/1026/2002.

(2) En el escenario de previsión se factura el término de reserva de capacidad por el caudal contratado en el punto de salida.

- Por el lado de los costes, resulta significativo el fuerte incremento del coste real del aprovisionamiento de la materia prima en el mercado regulado respecto al previsto, derivado, por una parte, de la menor participación de clientes en el mercado liberalizado respecto al previsto, y por otra, a la evolución creciente del valor del Cmp durante el 2002.
- Por el lado de los ingresos, cabe destacar la mayor facturación obtenida en el mercado regulado debida, por una parte, al incremento registrado en las tarifas de venta durante el 2002 y, por otra, al efecto composición de la demanda real respecto a la prevista.

- Analizando el escenario de previsión inicial de 2002, se imputaron menores costes de acceso en las tarifas de venta de la Orden ECO/302/2002 que en los peajes y cánones de la Orden ECO/303/2002. O dicho de otro modo, si se hubieran aplicado los peajes y cánones a todos clientes del mercado regulado, se hubieran obtenido mayores ingresos (37.685 miles de €) que los derivados de las tarifas de venta por los conceptos de regasificación, transporte y distribución, almacenamiento, cuota del GTS y tasa de la CNE.

**Cuadro 4. Correspondencia entre ingresos y costes (1). Escenario previsto 2002**

	Diferencia (Ingresos - Costes). Miles de €		
	Total	Regulado	Liberalizado
<i>Regasificación</i>	2.287	2.302	- 16
<i>Almacenamiento</i>	20.383	20.435	- 52
<i>Transporte y Distribución</i>	14.259	14.648	- 390
<b>TOTAL</b>	<b>36.928</b>	<b>37.385</b>	<b>- 458</b>

(1) Se excluyen cuota GTS y tasa CNE.

- Por actividades se observa que, mientras en el escenario de previsión 2002 hay un exceso de los ingresos sobre los costes por actividades, en el escenario real hay un déficit entre los ingresos por peajes de transporte y distribución y los correspondientes costes.

**Cuadro 5. Correspondencia entre ingresos y costes (1). Escenario real 2002**

	Diferencia (Ingresos - Costes). Miles de €		
	Total	Regulado	Liberalizado
<i>Regasificación</i>	7.006	8.318	- 1.312
<i>Almacenamiento</i>	9.399	24.205	- 14.806
<i>Transporte y Distribución</i>	- 49.077	- 47.691	- 1.386
<b>TOTAL</b>	<b>- 32.672</b>	<b>- 15.168</b>	<b>- 17.504</b>

(1) Se excluyen cuota GTS y tasa CNE

- Los factores de carga previstos en los grupos tarifarios 1 y 2, y especialmente en el peaje 1.3, fueron muy superiores a los reales.

En el siguiente cuadro se comparan los factores de carga previstos en las tarifas y peajes de T+D de las propuestas de Órdenes y los factores de carga reales obtenidos a partir de la información disponible en la base de datos SIFCO, afectados, en parte, por el paso de clientes del mercado regulado al liberalizado.

**Cuadro 6. Factores de carga. Año 2002**

Tarifas /Peajes	Factores de carga implícitos en las tarifas y peajes de las propuesta de Orden		Factores de carga reales	
	Mercado Liberalizado	Mercado regulado	Mercado Liberalizado	Mercado regulado
<b>Grupo 2 Firme</b>				
2.3 5.000 < C ≤ 30.000	89%	81%	74%	59%
2.4 30.000 < C ≤ 100.000	89%	91%	79%	76%
2.5 100.000 < C ≤ 500.000	89%	101%	75%	75%
2.6 C > 500.000	89%	101%	78%	-
<b>Grupo 1 Firme</b>				
1.1 C ≤ 200.000	89%	90%	77%	52%
1.2 200.000 < C ≤ 1.000.000	89%	-	84%	63%
1.3 C > 1.000.000	98%	-	76%	95%

Comparando la facturación media por peaje de transporte y distribución (T+D) de los consumidores del grupo 1, se comprueba que la facturación del peaje 1.3 es un 17% inferior al valor medio real del peaje 1.1. En términos previsto, la diferencia entre el peaje 1.1 y 1.3 se amplía hasta alcanzar un 23%. Este desajuste inicial entre los factores de carga reales y los previstos de 2002 se ha mantenido en los ejercicios tarifarios posteriores debido a que se han trasladado variaciones tarifarias homogéneas en los términos de facturación.

Por otra parte, respecto al ejercicio tarifario 2004, se extraen las siguientes conclusiones:

- Respecto al principio de suficiencia de ingresos para cubrir los costes, mientras que en el escenario de previsión inicial, según los cálculos realizados<sup>4</sup>, existía un déficit de ingresos de 965.082 €, en el escenario real 2004 se registró un superávit de ingresos de 77.049.153 €<sup>5</sup>.

**Cuadro 7. Escenario base 2004 vs. Escenario real. Año 2004. Efecto sobre los ingresos y sobre los costes (€)**

	Escenario Base 2004 (A)	Escenario Real 2004 (B)	(B) - (A)
INGRESOS	2.623.054.735	2.624.188.138	1.133.403
COSTES (1)	2.624.019.817	2.546.970.664	-77.049.153
INGRESOS - COSTES	-965.082	77.217.474	

EFFECTO	Ingresos del Escenario (€)	Diferencia respecto al Escenario Base 2004 (€)	% de variación de los ingresos respecto al escenario base
Consideración de la simultaneidad de los cuadales contratados por las comercializadoras en la facturación por reserva de capacidad del mercado liberalizado	2.630.736.207	7.681.472	0,29%
Consideración de los precios reales del año 2004	2.639.470.536	16.415.802	0,63%
Efecto de composición de consumos y error en la previsiones	2.600.088.550	-22.966.185	-0,88%
Otros: efectos cruzados	2.623.057.049	2.314	0,00%
<b>SUMA DE EFECTOS</b>	<b>2.624.188.138</b>	<b>1.133.403</b>	<b>0,04%</b>

	Mercado Regulado (€)	Mercado Liberalizado (€)
	-50.344.589	27.378.404

EFFECTO	Diferencia respecto a los costes previstos	% de variación de los costes respecto al escenario base
Variación en la retribución variable	-3.556.688	-0,14%
Variación en la retribución fija	-43.086.060	-1,64%
Instalaciones singulares de distribución	-2.183.163	-0,08%
Liquidación provisional 2002	-41.871.000	-1,60%
Variación CMP	17.957.083	0,68%
Variación Gestión de Compra - Venta	-2.048.293	-0,08%
Variación Suministro a tarifas	-2.447.518	-0,09%
Variación cuotas	186.487	0,01%
<b>SUMA DE EFECTOS</b>	<b>-77.049.153</b>	<b>-2,94%</b>

Fuente: CNE, Memoria que acompañó a las propuestas de Órdenes 2004, Ordenes ECO/31/2004, ECO/32/2004, ECO/33/2004.

- El superávit de ingresos registrado en 2004, se ha producido, fundamentalmente, como consecuencia de que en el cálculo de las tarifas, los peajes y los cánones de

<sup>4</sup> Se ha estimado (escenario base) el ejercicio de previsión inicial, ante la falta de información que fue incluida en la Memoria.

<sup>5</sup> A diferencia de lo establecido en el cálculo de las liquidaciones, donde se imputan al año 2004 las facturaciones realizadas desde enero de 2004 hasta diciembre de 2004, en el ejercicio presentado se consideran los consumos correspondientes a 2004 imputados hasta marzo de 2005, independientemente de la fecha en la que se han facturado los mismos. Por tanto, los resultados imputados al año 2004 presentados en este informe no son comparables con los datos publicados en la propuesta de liquidación anual provisional 14/2004 de las actividades reguladas del sector del gas.

2004, se incluyeron una serie de costes estimados en la Memoria, que, finalmente, no han sido incluidos en el procedimiento de liquidaciones, al no haberse dictado la normativa correspondiente. Dichos costes corresponden a la retribución de las instalaciones singulares de distribución 2.183.163€, al déficit provisional de la liquidación del año 2002 (41.871.000 €), y a la retribución de ciertas instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento 43.083.060€. No obstante, si se considerara la totalidad de costes previstos en la Memoria 2004, el ejercicio real de 2004 hubiera presentado un déficit de 9.922.749 €. Asimismo, el superávit de ingresos registrado en 2004, se produjo, en parte, como consecuencia de los mayores ingresos respecto a los previstos.

- Respecto al principio de coherencia de pagos entre el mercado regulado y liberalizado, tanto en el escenario de previsión inicial como en el real de 2004, según el escenario de previsión calculado, el mercado liberalizado estaría financiando parte de los costes imputables al mercado regulado. Es decir, las tarifas de venta no cubren totalmente los peajes y cánones asignados al mercado liberalizado.
- Respecto a la correspondencia entre ingresos y costes por actividades, según el escenario de previsión inicial, el peaje de transporte y distribución (término de reserva de capacidad y término de conducción), financiaría parte de las actividades de regasificación y almacenamiento. En particular, los cánones de almacenamiento cubrirían el 65% de los costes de dicha actividad y el peaje de regasificación cubriría el 97%.

**Cuadro 8. Coherencia de costes e ingresos en el escenario de elegibilidad total**

	Costes Previstos (A)	Ingresos				(B) - (A)
		Total (B)	Mercado Regulado	Mercado Liberalizado	Mercado Regulado / Total (%)	€
Regasificación	158.397.814	154.345.223	14.261.803	140.083.419	9%	- 4.052.591
Almacenamiento	65.533.802	42.336.237	37.397.559	4.938.678	88%	- 23.197.565
GTS	11.047.925	11.047.925	6.419.348	4.628.577	58%	-
CNE	2.957.993	2.957.993	1.718.729	1.239.264	58%	-
Transporte y Distribución	1.542.647.274	1.571.235.963	975.581.271	595.654.692	62%	28.588.689
<b>TOTAL COSTES</b>	<b>1.780.584.807</b>	<b>1.781.923.340</b>	<b>1.035.378.710</b>	<b>746.544.630</b>	<b>58%</b>	<b>1.338.533</b>

Fuente: CNE, Memoria que acompañó a las propuestas de Órdenes 2004, Orden ECO/31/2004, Orden ECO/32/2004 y Orden ECO/33/2004.

## 5 EJERCICIO DE ADITIVIDAD TARIFARIA

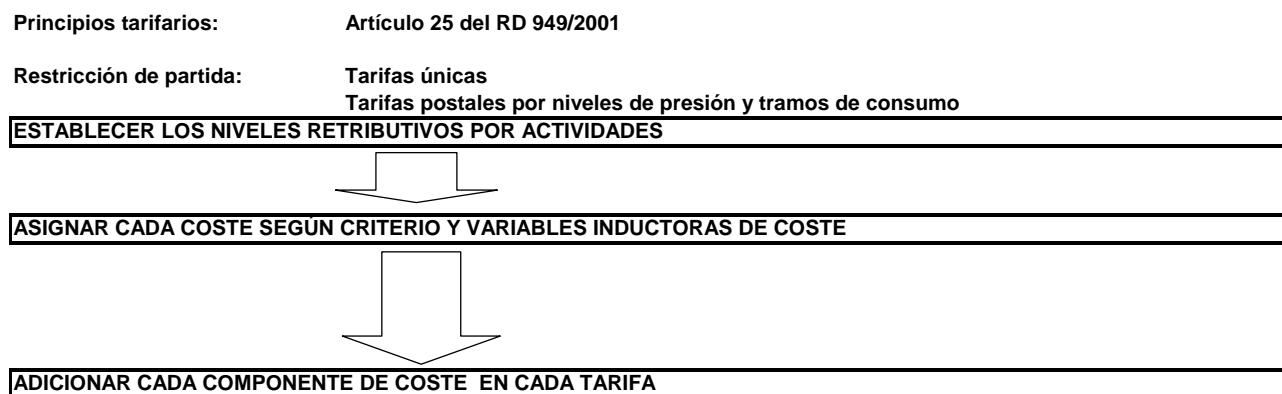
### 5.1 Metodología tarifaria

El punto de partida del ejercicio de aditividad de costes para establecer las correspondientes tarifas, peajes y cánones de gas natural es la definición de los principios generales que van a dirigir su establecimiento. En este caso, los principios tarifarios vienen determinados en el artículo 25 del RD 949/2001. Por otra parte, dos características básicas que determinan el esquema tarifario vigente son el principio de tarifa única en todo el territorio nacional, sin perjuicio de sus especialidades y la estructura de tarifas postales por niveles de presión y tramos de consumo. Por ejemplo, la definición de un sistema de peajes de entrada –salida llevaría a una estructura tarifaria diferente a la vigente por el RD 949/2001.

A partir de ahí, en primer lugar, se establecen los diferentes niveles retributivos de las distintas actividades reguladas, que deben imputarse en cada caso. En segundo lugar, se determinan los criterios de asignación de cada uno de ellos, para que, a partir de las variables inductoras de costes, disponibles por el regulador, se obtenga cada componente de coste asignado a cada grupo de consumidores. Por último, se agrega cada

componente de coste de forma aditiva, para establecer las tarifas de venta. Dicha metodología se muestra en el siguiente cuadro.

**Cuadro 9. Fases de una metodología tarifaria aditiva**



Desde un punto de vista de eficiencia asignativa, los peajes deben reflejar las consecuencias de las decisiones de los consumidores por utilizar las distintas infraestructuras. En este sentido, para asignar costes de forma eficiente es necesario desglosar los distintos costes y dentro de cada uno, diferenciar entre los distintos servicios que proporciona cada infraestructura gasista. De esta forma se determinan los peajes y cánones desagregados por cada servicio prestado, trasladando al consumidor los costes en los que incurre su suministro. Por ejemplo, el peaje de regasificación actual engloba costes de diferentes servicios (descarga de buques, regasificación, almacenamiento, carga en cisterna), lo que fue puesto de manifiesto en el Informe de la CNE de “Propuesta de peaje para el servicio de carga de GNL a buque desde la planta de regasificación”. Sería eficiente diseñar un cargo separado para recuperar los costes asociados a la recepción de buques, para repercutir el uso de las infraestructuras terrestre-marítimas y la operación y mantenimiento de las mismas.

### 5.1.1 Costes imputables a cada tarifa y peaje

En una estructura tarifaria de tipo postal, cada peaje y canon refleja el coste medio del servicio utilizado por el colectivo de consumidores que se decida diferenciar, según características de coste, como pueden ser los niveles de presión, factores de carga, consumo anual del cliente, etc.



En consecuencia, teniendo en cuenta la diferenciación de costes por grupos de consumidores, se debe partir del nivel retributivo de cada actividad, sobre el que se calcularán los distintos peajes, cánones y demás complementos a adicionar en la tarifa. Para contrastar que los peajes y cánones son suficientes y que reflejan los costes, debe existir una correspondencia entre la retribución de cada actividad y los ingresos que se obtengan con los peajes y cánones de cada servicio.

Se constata, en el primer ejercicio de previsión de 2002 cierta correspondencia entre costes e ingresos por distintos peajes y cánones, si bien se han registrado desvíos en sucesivos ejercicios tarifarios, debido, fundamentalmente, a que mientras los niveles retributivos de cada actividad regulada han evolucionado de forma heterogénea, en función de las inversiones realizadas, se han aplicado las mismas variaciones anuales entre los peajes y cánones hasta 2006<sup>6</sup>. Este hecho podría reflejar la financiación de actividades con cargo a peajes y cánones de otro tipo de servicios.

Hacer explícito en las Ordenes de retribución, la cuantía de la retribución fija establecida para cada actividad regulada, facilitaría poder contrastar la correspondencia entre los ingresos y los costes.

Asimismo, se considera que una condición para que los peajes reflejen costes de suministro, pasa por establecer peajes separados de transporte y distribución. Por otra parte, si el objetivo, tal y como se indica en el mandato es proponer peajes, cánones y tarifas de forma eficiente, se podría abundar en dicha condición, manteniendo una estructura postal, estableciendo peajes de conducción así como tarifas de venta que reflejen los niveles de transporte primario y secundario, debido a que la retribución de ambas actividades es distinta. Esto podría llevar a establecer peajes de transporte y distribución, y por tanto tarifas de venta, según otros niveles de presión (superior a 60 bar, de 60 a 16 bar, de 16 a 4 bar e inferior a 4 bar), de acuerdo con los niveles de presión que determina la retribución del transporte, primario y secundario, y distribución, siempre que

---

<sup>6</sup> Véanse informes 3/2003, 1/2004, 1/2005 y 27/2005.

sea verificable que dichos umbrales de presión justifican la diferenciación de peajes, por corresponder a costes medios distintos.

### 5.1.2 Criterios de asignación

Los criterios de asignación que se utilicen para asignar cada concepto de coste a los distintos colectivos de consumidores, están relacionados intrínsecamente con el sistema tarifario del que se parta.

Un sistema del tipo de entrada-salida refleja los costes marginales de cada tramo de la red que es utilizado en cada combinación. En la práctica, para recuperar la totalidad de los costes de las infraestructuras de red, debido a que tienen elevados costes fijos, al menos en algunos tramos de la misma y a que son actividades que muestran características de monopolio natural, se aplican factores de escalamiento, más o menos diferenciados, sobre los distintos peajes de entrada-salida calculados sobre la base del puro coste marginal. En otro caso, no se cubrirían todos los costes necesarios.

Análogamente, un sistema de peajes y cánones de tipo postal, basado en el coste medio de cada actividad, permite recuperar de forma directa<sup>7</sup> los costes de las redes pero se aleja de una situación más eficiente desde un punto de vista de asignación de costes a los consumidores. En la práctica, aún manteniendo un esquema tarifario postal, si es posible diferenciar entre grupos de consumidores, es posible obtener una asignación más eficiente de los costes de las redes que si no se establece dicha diferenciación. Siguiendo una solución de precios Ramsey, precisamente por los elevados costes fijos de dichas actividades de red, que presentan características de monopolio natural, una regla de asignación eficiente de costes denominados hundidos, manteniendo la restricción de recuperación de los costes de la actividad correspondiente<sup>8</sup>, implica imputar

---

<sup>7</sup> En su no recuperación plena, por exceso o defecto, influyen, tanto si el diseño del peaje correspondiente es de tipo binómico o monómico, las diferencias en las variables de facturación respecto a los valores previstos que sirvieron para calcular dicho peaje.

<sup>8</sup> Con la aplicación de precios Ramsey se obtiene una asignación eficiente bajo dos premisas: recuperar, por un lado, los costes de la empresa regulada a partir de los consumidores (y no mediante subsidios) y maximizar, por otro, el excedente de los consumidores y de la empresa.

proporcionalmente mayores costes hundidos de las infraestructuras de las redes a aquellos consumidores cuya demanda es más inelástica al precio, obteniéndose peajes más eficientes, desde un punto de vista asignativo de costes, a los peajes basados en costes medios.

Por ejemplo, en el sistema tarifario vigente en España, se aplican peajes y cánones postales en todos los servicios, si bien en el caso del peaje de transporte y distribución, existe una diferenciación por grupos tarifarios, en función, para un mismo nivel de presión, de la variable de consumo anual del cliente. Dicha variable de tramos de consumo anual debe ser una proxy de la elasticidad demanda –precio del consumidor que justifica asignaciones diferenciadas de los costes hundidos de las redes, entre consumidores pertenecientes a un mismo grupo de presión. Dicha diferenciación, por ejemplo en el caso de clientes acogidos a redes de transporte primario, (superior a 60 bar) es un 20,6% en el peaje 1.1 (consumo inferior a 200 GWh) y del 7,7% en el peaje 1.2 (entre 200 y 1000 GWh) respecto del peaje más reducido 1.3 (consumo superior a 1000 GWh).

Asimismo, se podrían plantear esquemas de diferenciación de peajes de regasificación y almacenamiento por grupos tarifarios más eficientes que los vigentes, en los que no existe ninguna diferenciación. El problema fundamental radica en diferenciar peajes y cánones de forma que reflejen distintos colectivos de consumidores con costes de suministro diferentes, basados en variables inductoras de coste objetivas y fáciles de aplicar por el regulador, tanto en su cálculo, como en la liquidación de los mismos.

Análogamente, bajo un criterio de eficiencia es preciso establecer una diferenciación temporal o por periodos, en los términos fijos de los peajes/cánones por el uso de infraestructuras, ya que si bien las infraestructuras gasistas han de ser dimensionadas

---

$$\frac{p_i - CMa_i}{p_i} = \frac{k}{\eta_i}$$

donde:

$P_i$ : precio del bien  $i$ .

$CMa_i$ : Coste marginal de  $i$

$\eta_i$ : elasticidad de la demanda de  $i$

$k$ : Constante

para atender la demanda punta anual de los consumidores, no todos los consumidores contribuyen en igual medida a provocar esta punta de demanda de la que se derivan las necesidades de inversión adicional, sino que su contribución depende de su propio perfil de consumo a lo largo del año.

En particular, asumiendo que la demanda punta del sistema se produce en invierno, los consumidores cuya demanda punta se produce en invierno están causando costes de capacidad al sistema que deberían ser soportados por ellos. Análogamente, se puede decir que los usuarios de red cuya demanda punta se produce en verano no están causando costes de capacidad adicionales al sistema, ya que hacen uso de la capacidad construida para dar cobertura a la demanda que se produce en invierno. Desde este punto de vista, lo más eficiente sería que estos consumidores pagaran menos por una misma capacidad (de la red, de la planta, de los almacenamientos subterráneos) pero para un perfil muy distinto.

En términos generales, una asignación eficiente de los costes de capacidad de transporte, regasificación y almacenamiento, lleva a repercutir mayores costes a los usuarios que consumen en periodos punta, esto es, a discriminar peajes por periodos en función de la probabilidad de punta.

La diferenciación de costes por periodos ha sido tomada en cuenta en la Orden ITC/4100/2005. En el artículo 11 de dicha Orden se establece, por primera vez, peajes aplicables a contratos de duración inferior al año. Esta diferenciación en los términos fijos de los peajes está en línea con los servicios de acceso a los usuarios de la red tanto a corto (servicios de duración inferior al año), como a largo plazo, que ofrecen los gestores de las redes de transporte, de acuerdo con el Reglamento (CE) nº 1775/2005. Para el diseño de los términos fijos de peajes a corto plazo, tras la necesaria definición de los periodos relevantes, deben ser repercutidos sobre todos los peajes, los costes de la capacidad empleada en todos los periodos, mientras que los costes de capacidad que sólo son empleados en ciertos periodos deberían recaer sobre los peajes específicos de esos periodos, lo que implica una asignación de costes por periodos previamente a fijar los peajes concretos y asegurar que la recaudación por aplicación de dichos peajes no será inferior a la retribución reconocida.

Respecto a los coeficientes incluidos en la Orden, tal y como se indicó en el informe 27/2005 de esta Comisión, la metodología de cálculo basada en el reparto de costes fijos en función de la capacidad máxima diaria mensual y la máxima anual es adecuada, así como la señal que proporcionan estos recargos / descuentos sobre el término fijo de los peajes.

Asimismo, en línea con el Reglamento (CE) nº 1775/2005, los gestores de la red de transporte ofrecerán servicios de acceso de terceros de carácter interrumpibles, donde el precio de la capacidad interrumpible de transporte debe reflejar la probabilidad de interrupción. Por primera vez, la Orden ITC/4100/2005, en el artículo 12, establece peajes de transporte y distribución de tipo interrumpible. No obstante, se desconoce la valoración de probabilidad de interrupción que justifica el criterio utilizado para determinar dichos peajes interrumpibles. Los términos de dichos peajes se establecen a partir de los peajes de conducción de transporte y distribución de consumos en firme, en los que se elimina el término fijo de conducción correspondiente y se elevan un 1% y un 47% los términos variables de los peajes en firme, dependiendo de que la interrupción sea de tipo B (por 10 días en un año) o tipo A (por 5 días de interrupción en un año), respectivamente.

**Cuadro 10. Peajes interrumpibles de la Orden ITC/4100/2005**

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

### 5.1.3 Diseño de los precios regulados

En términos generales, las infraestructuras gasistas han de ser dimensionadas para atender la demanda punta anual de los consumidores, que deberán pagar unos peajes y cánones que sean un reflejo de los costes fijos de las infraestructuras, así como de sus costes variables.

Los peajes y cánones de acceso se calculan a partir de los costes reconocidos y de las previsiones de los factores inductores de coste en cada caso (demanda punta, consumo, número de clientes, características del uso de infraestructuras en cada planta, etc.).

Según una estructura tarifaria postal, si se quiere mantener una correspondencia exacta entre los costes fijos y la recaudación a través de los términos de capacidad de cada peaje y cánones, los términos de capacidad deberían estar calculados dividiendo la retribución derivada de costes fijos entre la capacidad punta del sistema, y se asignaría entre consumidores, en función de la participación a la punta del sistema. Por otra parte, el término variable del peaje se debería calcular como el cociente entre la retribución correspondiente a costes variables y la demanda esperada.

En el caso del sistema tarifario actual se observa, como se ha indicado en el epígrafe 5.1 del presente informe, que existen diferencias entre los costes de las actividades y los peajes/cánones que permiten la cobertura de su retribución. Por otra parte, respecto al diseño de los términos de facturación (fijo/variables) deberían mantener una relación con los costes fijos/variables de los niveles retributivos que deben cubrir.

En la práctica, como en las infraestructuras gasistas los costes fijos son muy elevados, se suele imputar costes fijos a los términos variables de los peajes.

Cabe señalar que el diseño del término fijo por cliente en el caso del término de conducción del transporte y distribución del grupo 3 y de algunas tarifas de venta (grupo 3, 2.1 y 2.2), suponiendo homogeneidad de clientes pequeños, simplifica su facturación y procura que dicho pago fijo refleje costes hundidos de la red, sin excluir a los

consumidores cuyo excedente sea inferior a dicha cuota fija. No obstante, cabría su análisis y, en su caso posible revisión, en particular en el caso de la tarifa de venta 2.1.

## **5.2 Ejercicio de aditividad de costes para establecer tarifas de venta 2006**

En el epígrafe anterior se han descrito los principios, restricciones de partida, la definición de criterios asignativos y las variables de diseño tarifario, como elementos que se consideran necesarios para establecer los peajes, cánones y las tarifas de venta de gas natural, a partir de una metodología de asignación de costes.

Tal y como se ha indicado en el epígrafe 3 del presente informe, una de las características del sistema tarifario actual es la coherencia entre la estructura de tarifas de venta y de los peajes de conducción, por niveles de presión y tramos de consumo, lo que facilita realizar un ejercicio de aditividad de costes para establecer las tarifas de venta.

Partiendo de los valores de los peajes y cánones publicados en la Orden ITC/4100/2005, y teniendo en cuenta los conceptos que deben incluir las tarifas de venta, descritos en el artículo 26 del RD 949/2001, se presenta, para el año 2006, un ejercicio de aditividad de los peajes y cánones correspondientes que configuran unas tarifas aditivas. Los resultados de este ejercicio de aditividad se comparan con los valores de las tarifas de venta publicadas en la Orden ITC/4101/2005.

### **5.2.1 Consideraciones iniciales**

Para obtener las tarifas de forma aditiva, se agregan los siguientes conceptos de costes, a partir de la estructura tarifaria de niveles de presión y tramos de consumo que determina el RD 949/2001:

- Peajes de transporte y distribución, peajes de regasificación y canon de almacenamiento subterráneo de la Orden ITC/4100/2005.
- Coste unitario de la materia prima establecido en la Orden ITC/4101/2005.

- Coste de la compra-venta de gas destinada al mercado regulado y coste del suministro a tarifa, cuyas fórmulas establece la Orden ITC/4099/2005. En el coste de suministro a tarifas se distingue entre el coste unitario a presión inferior a 4 bar, que se aplica específicamente a las tarifas del grupo 3 y el coste unitario a presión superior a 4 bar, que se aplica al resto de tarifas.
- Coste de los barcos de invierno durante el Plan invernal 2005-2006, con destino al mercado regulado cuya cuantía (8,5 Millones de €) viene estimada en la Memoria que acompaña a las Ordenes de retribución, peajes y tarifas de venta para 2006.
- Cuota del GTS y tasa de la CNE de la Orden ITC/4100/2005 sobre todos los conceptos de costes imputados a las tarifas de venta (CMP, compra venta, suministro a tarifa y barcos de invierno). Previamente se excluyen en los peajes y cánones dichos porcentajes para no imputarlos doblemente<sup>9</sup>

### 5.2.2 Metodología para establecer tarifas de venta aditivas

A continuación se resumen los criterios seguidos en el ejercicio de aditividad.

Se adicionan los peajes, cánones y resto de costes que corresponda a cada tarifa definida por nivel de presión y tramo de consumo.

Se tiene en cuenta la supresión de las tarifas del grupo 4 (interrumpibles) y del grupo 1 (superior a 60 bar), de acuerdo con los calendarios establecidos en la Orden ITC/4101/2005.

Se definen criterios para asignar los volúmenes de regasificación, almacenamiento subterráneo y barcos de invierno entre los consumidores acogidos a tarifa de venta, de acuerdo con los perfiles de carga de cada colectivo de consumidores, por considerar que dichos costes deben ser imputados a quienes lo producen, en función de su demanda en punta invernal, marcadamente estacional. Los criterios de asignación de dichos costes se hacen explícitos en el epígrafe 5.2.4 del presente informe.

---

<sup>9</sup> Sobre la inconsistencia actual entre los porcentajes (cuota GTS y tasa CNE) aplicados en tarifa de venta y peajes y cánones, véase el informe 27/2005 de la CNE.



No se facturan los excesos de caudal a facturar, porque las variables de facturación corresponden al ejercicio inicial de previsión.

No se incluye el peaje de almacenamiento de GNL porque no se dispone de información de los excesos de GNL previstos para 2006 sobre el almacenamiento operativo de la planta, a los que imputar a los clientes del mercado regulado.

Se aplican las mismas condiciones de facturación del término fijo de regasificación que en los peajes con duración inferior al año, por corresponder las necesidades de regasificación únicamente a los meses de temporada invernal. De acuerdo con la Orden ITC/4101/2005, el término fijo del peaje de regasificación a los clientes del mercado regulado a quienes aplica, cuyas necesidades de regasificación en los meses de invierno se incrementa por el coeficiente 1,587.

Se aplican los coeficientes estacionales de la Orden ITC/4100/2005 a los términos fijos de los peajes de conducción de los clientes del grupo 1 y 4, cuyas tarifas desaparecerán a lo largo de 2006.

No se han aplicado peajes interrumpibles debido a la falta de información sobre si los clientes acogidos actualmente a tarifas interrumpibles cumplen las condiciones de interrumpibilidad que establece el artículo 12 de la Orden ITC/4100/2005.

### **5.2.3 Datos de partida**

La información utilizada para realizar el ejercicio de aditividad tarifaria corresponde a 2006, por lo que los datos de aprovisionamiento del mercado regulado son los de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes.

Según la información de la Memoria, la demanda prevista para el mercado regulado asciende a 58.632 GWh para 2006, de los cuales 51.772,7 GWh corresponden al contrato de Sagane, y con cargo a GNL 6.860 GWh, tanto para la cobertura de las puntas invernales del mercado regulado con GNL spot (4.459,57 GWh), como para suministrar a

las plantas satélites cuyo destino son clientes conectados a la red de gasoductos (2.400 GWh).

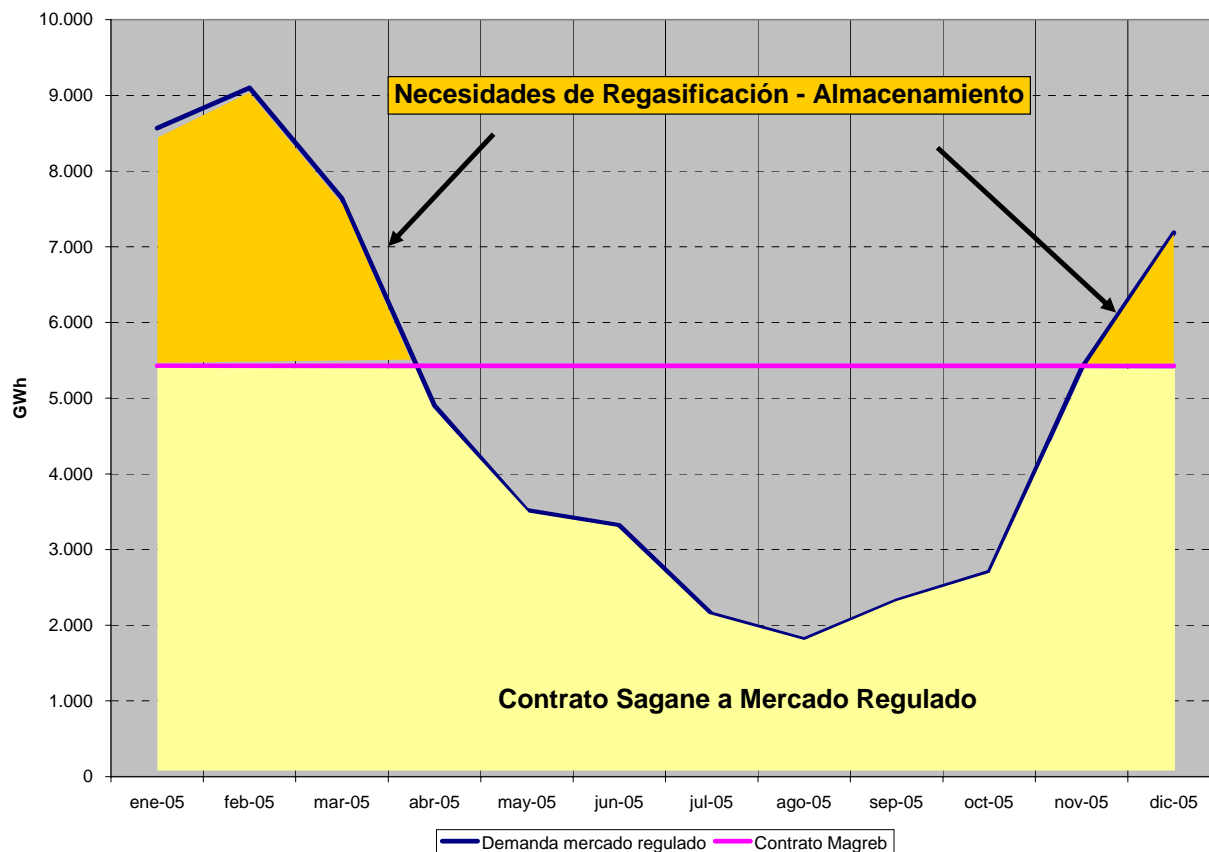
**Cuadro 11. Estructura de aprovisionamientos. Año 2006**

	Bcm	GWh/año	%
<b>Argelia GN</b>	4,45	51.772,70	88,30%
<b>GNL Libia</b>	0,21	2.400,00	4,09%
<b>GNL Spot</b>	0,38	4.459,57	7,61%

Fuente: Memoria que acompañó las Órdenes de 2006

Cabe señalar que dicha estructura de aprovisionamientos del gas natural es el resultado de asignar preferentemente el contrato de Sagane al mercado regulado cuyo perfilado mensual no es conocido explícitamente, teniendo en cuenta la supresión de las tarifas de venta del grupo 1 y grupo 4, durante el año (véase gráfico 2).

**Gráfico 2. Demanda Mercado regulado vs Contrato Magreb**



De acuerdo con el artículo 15 del Real Decreto Ley 6/2000, se añadió la siguiente disposición transitoria decimosexta a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

*«**Disposición transitoria decimosexta.** El titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 por 100 del gas proveniente del mismo a “Enagas, Sociedad Anónima”, que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifas y el 25 por 100 restante a comercializadores para su venta a consumidores cualificados. Antes del 31 de diciembre de 2000 se fijará, por Orden del Ministro de Economía, el procedimiento para la aplicación del 25 por 100 destinado a los comercializadores, que deberá ser transparente y no discriminatorio y se realizará a un precio que incluya el coste de adquisición de la materia prima más una retribución en concepto de gastos de gestión que se fijará reglamentariamente. Cada comercializador no podrá acceder a más de un 25 por 100 del gas destinado al mercado liberalizado, podrá contemplarse la exclusión del mismo en función de la posición relativa en el mercado y contemplará la posibilidad de aplicar las cantidades no cubiertas por las peticiones de los comercializadores, al mercado a tarifas a través de la empresa “Enagas, Sociedad Anónima”.*

*A partir del 1 de enero del año 2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifas.»*

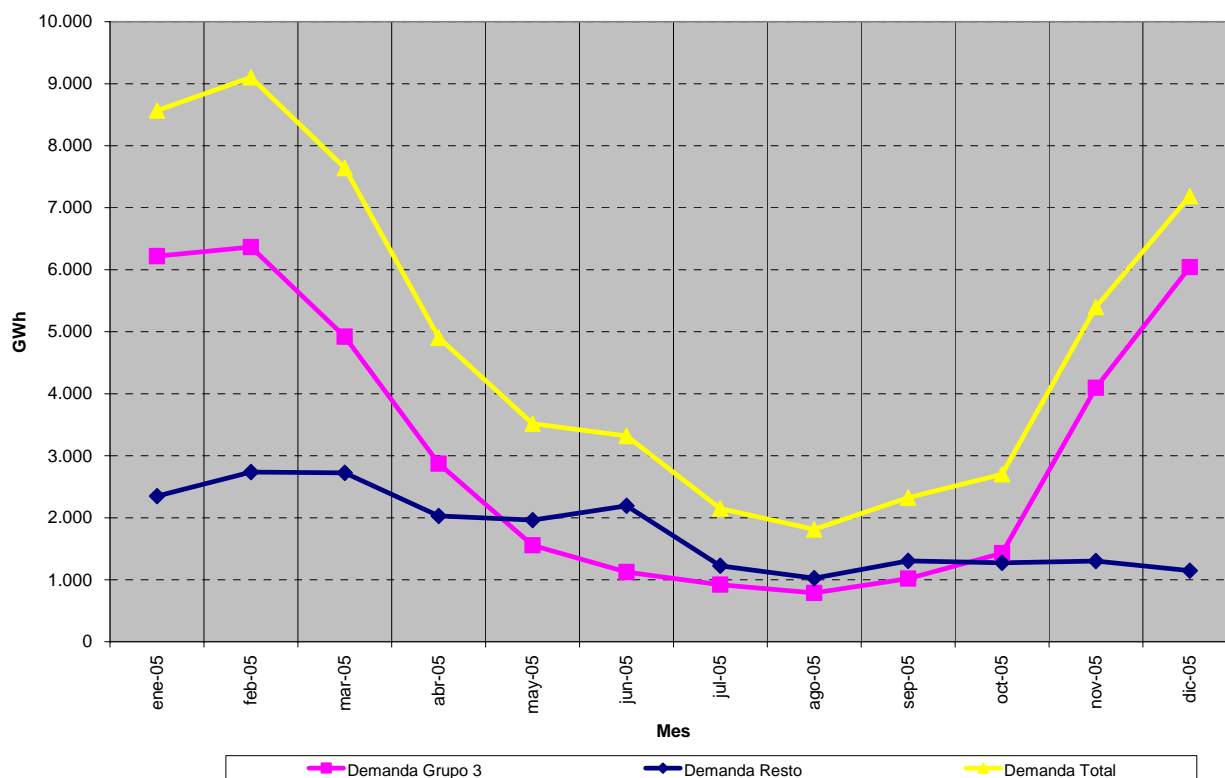
Según información de la Memoria del año 2006, la cuantía total de dicho contrato asciende a 65.130 GWh/año (5,6 Bcm/año), mientras que la demanda total anual del mercado regulado para 2006 se estima en 58.625 GWh/año. No obstante, debido al carácter estacional de la demanda del mercado regulado, se hace necesario extraer de almacenamientos subterráneos para cumplir con dicha demanda y además, dadas sus limitaciones actuales, acudir al GNL spot para cubrir las puntas de los meses invernales. Es decir, finalmente la demanda del mercado regulado que es cubierta con el contrato de Sagane asciende a 51.772,7 GWh.

Cabe señalar la relevancia de hacer explícito mensualmente, el carácter preferente del contrato Sagane con destino el mercado regulado, porque justifica tanto los aprovisionamientos que son necesarios del mercado spot para abastecer la demanda del mercado regulado en las puntas de invierno, como la mayor demanda del contrato de Sagane que queda disponible para el mercado liberalizado en los meses estivales. Este último efecto se ve incrementado por la supresión de las tarifas de venta de los grupos 1 y 4 durante 2006 y de las tarifas 2.5 y 2.6 a partir de enero de 2007.

En definitiva, para años sucesivos debería constatarse que la demanda del mercado regulado, teniendo en cuenta la fuerte estacionalidad de algunas tarifas y su contribución a la punta de demanda de invierno, no es cubierta en su totalidad por el contrato de Sagane, pudiendo ser necesario una valoración mensual.

Se puede observar en el gráfico 3, el carácter marcadamente estacional de la demanda de los consumidores del grupo 3 (presión inferior a 4 bar), a partir de los perfiles mensuales de los consumidores acogidos a las distintas tarifas de venta, con información de la Resolución de 15 de julio de 2002 de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los formularios oficiales para la remisión de información de los sujetos que actúan en el sistema de gas natural. En el perfilado de los consumos de cada tarifa se tiene en cuenta la eliminación de las tarifas del grupo 1, las tarifas 2.5 y 2.6 del grupo 2 y las tarifas del grupo 4, incluyendo los consumos mensuales de las tarifas transitorias aplicables durante determinados meses de 2006.

**Gráfico 3. Perfil de consumo. Grupo 3 vs resto Tarifas**



Se observa que la estacionalidad registrada en la demanda del mercado regulado se debe, fundamentalmente, al consumo del grupo 3 y, en particular, a la tarifa 3.2 debido al uso de la calefacción de los consumidores acogidos a dicha tarifa. La estacionalidad registrada en la demanda del grupo 3 muestra que las necesidades de regasificación y almacenamiento subterráneo de dichas tarifas -siempre que no sean cubiertas con el contrato de Sagane-, son superiores a las del resto de grupos. Por tanto, debido a que las tarifas deben reflejar los costes en los que se hace incurrir al sistema, los costes de regasificación y/o almacenamiento que se asigna anualmente al mercado regulado, deberían ser imputados, mayoritariamente, pero no en exclusiva, a las tarifas del grupo 3. El criterio utilizado para imputar dicho coste, así como el de almacenamiento subterráneo se incluye en el epígrafe 5.2.4 del presente informe.

Por otra parte, los consumos desglosados por tarifas de venta se corresponden con las previsiones incluidas en la Memoria que acompañó a las propuestas de Ordenes, que a su vez procedían de las previsiones de mercado para 2006, solicitadas a las empresas gasistas. Sobre estas previsiones anuales por tarifas, se ha sustraído el consumo derivado de la eliminación progresiva durante 2006 de las tarifas que correspondan, según el calendario de la Orden ITC/4101/2005. Para medir el efecto de supresión de las tarifas se han tenido en cuenta los perfiles de consumo correspondientes a 2005, de la información de la Resolución de 15 de julio de 2002 de la DGPEM, sobre los consumos previstos para 2006 por tarifa. Cabe señalar que el consumo del mercado regulado para 2006 así obtenido coincide prácticamente con los aprovisionamientos necesarios para la demanda regulada, que se incluyeron en la Memoria (58.625 GWh).

Asimismo, se toma de la Memoria, la información sobre las necesidades de regasificación previstas para 2006 con destino el mercado regulado (6.860 GWh).

Por otra parte, se incluye la información de la Memoria relativa a las necesidades de inyección en los almacenamientos subterráneos con destino el mercado regulado (2.900 GWh). Se utiliza información de ENAGAS sobre la capacidad máxima de los almacenamientos subterráneos (24.908 GWh), así como el volumen de las inyecciones/extracciones totales del sistema (13.982 GWh). La diferencia (10.926 GWh), suponiendo que los almacenamientos utilizan toda la capacidad disponible, daría lugar a

la capacidad del sistema no utilizada con fines estacionales sino para dar cumplimiento a las existencias mínimas<sup>10</sup>.

Debido al efecto de la supresión de algunas tarifas, no se ha tenido en cuenta, en las previsiones de caudal contratado, la información facilitada por las empresas para 2006, sino que se aplican factores de carga, acordes con valores reales obtenidos en SIFCO. Por una parte, para facturar el término de reserva de capacidad, se aplica un factor de carga del 87%, acorde con el valor registrado en SIFCO para 2004. Por otra parte, para facturar los términos de conducción, se utiliza información de consumos mensuales registrados en 2005, obtenidos según la Resolución de 15 de julio de 2002. Los factores de carga de los grupos interrumpibles, materia prima y grupo 3, se calculan a partir del consumo máximo mensual de los últimos 12 meses entre el consumo total de los últimos 12 meses. Los factores de carga necesarios para facturar al resto de grupos tarifarios se obtienen como cociente del consumo medio diario de los 12 últimos meses entre el promedio del caudal máximo contratado de los 12 meses de cada grupo.

Asimismo, para facturar por el peaje de regasificación a los clientes del mercado regulado que corresponda, se aplica el factor de carga facilitado en las previsiones de 2006 por ENAGAS para el mercado regulado (13,5%).

#### **5.2.4 Criterios para asignar las necesidades de regasificación, almacenamiento subterráneo y barcos de invierno**

El objetivo es incluir como un componente más de las tarifas calculadas de forma aditiva, los peajes de regasificación y de almacenamiento subterráneo, a aquellos consumidores cuyo suministro hace incurrir al sistema en dicho coste. Es decir, se traslada a aquellos consumidores cuyo consumo es marcadamente estacional y contribuye directamente a la punta de invierno. Para realizar esta imputación se parte de los datos de las necesidades de regasificación y almacenamiento subterráneo con destino el mercado a tarifa, de la

---

<sup>10</sup> De acuerdo con la Ley 34/1998, los transportistas que incorporen gas al sistema estarán obligados a mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a 35 días de sus ventas firmes a distribuidores para el suministro a clientes en régimen de tarifas.

Memoria, así como de los perfiles de consumo mensual de los distintos grupos tarifarios, lo que permite diferenciar el comportamiento estacional de los consumidores a tarifa.

#### **5.2.4.1 Asignación de las necesidades de regasificación**

Según la información de la Memoria, las necesidades de regasificación del mercado a tarifa se estiman en 6.859 GWh para el año 2006, de los cuales 2.400 GWh están destinados al suministro de GNL a cisternas y 4.459,57 GWh están destinados a cubrir las puntas de demanda del mercado regulado.

Las necesidades de regasificación cuyo destino es cubrir la punta invernal, que son imputables a cada tarifa, se asignan en función de su participación en la punta de demanda invernal. Para ello, se parte de los perfiles mensuales de consumo estimados, aplicando a la previsión de consumo de cada tarifa en 2006, los perfiles de consumo correspondientes a 2005, según información de la Resolución de 15 de julio de 2002.

Para calcular la contribución en la punta invernal, fijada en los meses de enero, febrero, marzo y diciembre de 2006, entre los consumidores a tarifa, se asigna la cuantía de necesidades de regasificación del mercado regulado (6.859 GWh) entre aquellas tarifas que más contribuyen a la punta, en función de la relación entre la demanda mensual máxima invernal y mínima estival, obtenida a partir de los datos de los consumos mensuales por tarifas de venta. Finalmente, se asigna entre aquellas tarifas en las que dicha relación supera la relación media del mercado regulado, esto es, entre todas las tarifas del grupo 3, la tarifa 2.1 y 2.1 bis. De esta forma se imputa proporcionalmente una mayor cuantía de volumen de regasificación a tarifa a aquellos clientes con mayor estacionalidad en su consumo, tal y como se observa en el siguiente cuadro.

**Cuadro 12. Asignación de las necesidades de regasificación del mercado regulado por tarifas. Año 2006**

	DEMANDA ANUAL (kWh suministrados)	DEMANDA MÍNIMA MENSUAL (kWh)	DEMANDA MÁXIMA MENSUAL (kWh)	RELACION MÁX/MIN	Necesidades Regasificación ASIGNADAS (kWh)
<b>GRUPO 1 (P &gt; 60 bar)</b>	<b>3.840.910.658</b>	<b>926.086.627</b>	<b>981.888.536</b>	<b>1,06</b>	<b>0</b>
<b>GRUPO 1 FIRME (P &gt; 60 bar)</b>	<b>2.124.645.113</b>	<b>331.629.216</b>	<b>387.431.125</b>	<b>1,17</b>	<b>0</b>
1.1 C (1) ≤ 200.000.000	112.720.106	17.532.209	19.987.342	1,14	
1.2 200.000.000 < C ≤ 1.000.000.000	1.622.663.442	256.285.544	281.075.365	1,10	
1.3 C > 1.000.000.000	389.261.565	57.811.463	86.368.418	1,49	
<b>GRUPO 1 INTERRUPTIBLE (P &gt; 60 bar)</b>	<b>1.716.265.545</b>	<b>594.457.411</b>	<b>594.457.411</b>	<b>1,00</b>	
<b>GRUPO 2 (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	<b>11.129.773.655</b>	<b>952.314.237</b>	<b>1.279.125.597</b>	<b>1,34</b>	<b>7.755.489</b>
<b>GRUPO 2 FIRME (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	<b>8.100.860.263</b>	<b>479.694.231</b>	<b>755.244.954</b>	<b>1,57</b>	<b>5.728.883</b>
2.1 C ≤ 500.000	45.894.124	1.281.273	7.543.613	5,89	5.728.883,34
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	290.392.597	13.886.991	35.080.322	2,53	
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	1.415.926.570	73.655.639	139.741.474	1,90	
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	4.342.080.624	260.785.555	395.740.791	1,52	
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	1.832.232.295	117.340.813	160.763.920	1,37	
2.6 C > 500.000.000	174.334.053	12.743.960	16.374.835	1,28	
<b>GRUPO 2 FIRME (P ≤ 4 bar) Art. 17.3 ECO/302/2002</b>	<b>1.122.668.183</b>	<b>60.859.355</b>	<b>112.119.992</b>	<b>1,84</b>	<b>2.026.605,29</b>
2.1 C ≤ 500.000	16.235.149	453.253	2.668.570	5,89	2.026.605,29
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	159.778.094	7.640.818	19.301.687	2,53	
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	550.376.189	28.630.235	54.318.057	1,90	
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	312.278.751	18.755.476	28.461.342	1,52	
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	84.000.000	5.379.574	7.370.337	1,37	
2.6 C > 500.000.000	-	0	0		
<b>GRUPO 2 INTERRUPTIBLE (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	<b>1.906.245.209</b>	<b>411.760.651</b>	<b>411.760.651</b>	<b>1,00</b>	
<b>GRUPO 3 (P ≤ 4 bar)</b>	<b>37.354.443.509</b>	<b>787.876.970</b>	<b>6.473.853.883</b>	<b>8,22</b>	<b>6.851.814.511</b>
3.1 C ≤ 5.000	6.491.267.857	180.705.548	1.101.372.990	6,09	838.817.746,63
3.2 5.000 < C ≤ 50.000	21.204.805.377	363.974.891	3.784.885.733	10,40	4.675.098.694,35
3.3 50.000 < C ≤ 100.000	847.029.294	22.475.053	123.197.016	5,48	98.440.326,11
3.4 C > 100.000	8.811.340.982	220.721.479	1.464.398.144	6,63	1.239.457.744,29
<b>TOTAL</b>	<b>52.325.127.822</b>	<b>2.666.277.834</b>	<b>8.734.868.015</b>	<b>3,28</b>	<b>6.859.570.000</b>
<b>MATERIA PRIMA</b>	<b>6.300.000.000</b>	<b>399.175.361</b>	<b>590.952.952</b>	<b>1,48</b>	
<b>TOTAL MERCADO LIBERALIZADO</b>	<b>58.625.127.822</b>	<b>3.065.453.195</b>	<b>9.325.820.968</b>	<b>3,04</b>	<b>6.859.570.000</b>

### 5.2.4.2 Asignación de las necesidades de inyección/extracción de almacenamientos subterráneos

De acuerdo con la información de la Memoria que acompaña a las propuestas de Órdenes correspondientes a 2006, las necesidades de inyección con destino al mercado



regulado ascienden a 2.900 GWh, lo que coincide con información proporcionada por ENAGAS. Se supone que este volumen anual de inyecciones en almacenamiento del mercado regulado coincide con el de extracciones.

Se asignan las necesidades de almacenamiento subterráneo del mercado regulado, entre las distintas tarifas, de acuerdo con los coeficientes de participación en la punta de demanda descritos anteriormente, para asignar las necesidades de regasificación del mercado regulado entre tarifas de venta.

Por otra parte, para facturar el término fijo del peaje de almacenamiento subterráneo se hace una distinción entre el uso estratégico y estacional de dichos almacenamientos, imputando en mayor medida el uso de capacidad por motivos de estacionalidad, nuevamente, a aquellos consumidores que más contribuyen a la punta de invierno.

Es importante destacar que para calcular la cuantía considerada como almacenamiento estratégico, se resta de la capacidad total de los almacenamientos subterráneos, las necesidades de almacenamiento estacional<sup>11</sup>. Al imputar esta cantidad a la totalidad de las ventas firmes de 2006, se obtiene que es necesario almacenar 9 días de dichas ventas. Este coste se imputa de forma homogénea a todos los consumidores.

En definitiva se diferencia, por una parte, entre el coste de capacidad asociado al almacenamiento estratégico (10.926 GWh), que se asigna a todas las ventas firmes del sistema, ya sea mercado regulado, como liberalizado<sup>12</sup>. Por otra, el coste de la capacidad de los almacenamientos subterráneos derivado de la estacionalidad de la demanda que se imputa al mercado regulado (2.900 GWh), se asigna únicamente a los consumidores a tarifa con marcada estacionalidad en su demanda (Grupo 3, tarifa 2.1 y tarifa 2.1 bis)<sup>13</sup>. Esta diferenciación permite imputar a cada consumidor los costes en los que realmente incurre su suministro, teniendo en cuenta el efecto de la estacionalidad en los

---

<sup>11</sup> El supuesto implícito en esta hipótesis es que los almacenamientos utilizan toda la capacidad disponible.

<sup>12</sup> Según los datos de consumo previstos para 2006 de todas las ventas firmes y la capacidad de los almacenamientos con fines no estacionales, los días de almacenamiento ascienden a 9 días de las ventas firmes del sistema.

<sup>13</sup> Según los datos de consumo previstos para 2006 de los consumidores del grupo 3 y de clientes a tarifa 2.1, y la capacidad de los almacenamientos con fin estacional asignada al mercado regulado, los días de almacenamiento imputados exclusivamente a dichos clientes ascienden a 28 días de sus ventas firmes

almacenamientos subterráneos asociado a los clientes estacionales, principalmente los clientes acogidos a la tarifa/peaje 3.2, debido a que demandan gas natural para calefacción.

No obstante la asignación realizada en el presente informe, cabe señalar que, según información comunicada por el GTS el 9 de febrero de 2006, las extracciones extraordinarias operativas producidas en los almacenamientos subterráneos en la punta invernal se deben a la demanda de gas de las centrales térmicas convencionales, clientes que han estado acogidos a tarifa de venta en el primer trimestre del año.

Otro escenario que no se penalice la estacionalidad de los consumidores a tarifas del grupo 3, 2.1 y 2.1 bis, supondría facturar el término fijo del peaje de almacenamiento sin distinguir entre el uso estacional y estratégico, esto es, teniendo en cuenta la capacidad de los almacenamientos subterráneos y las ventas firmes del sistema (equivalente a 27 días de ventas firmes del sistema). Análogamente, se podrían imputar los 35 días de existencias mínimas teóricas, que no reales, establecido en la Ley 34/1998.

#### **5.2.4.3 Asignación del coste de los Barcos de invierno de acuerdo con el Plan invernal**

Dicho coste se asigna con el mismo criterio utilizado para distribuir las necesidades de regasificación y almacenamiento subterráneo entre tarifas, esto es, en función de la contribución de la demanda de cada grupo tarifario a la punta invernal, esto es, entre los consumidores a tarifas del grupo 3, 2.1 y 2.1 bis.

### ***5.3 Análisis de resultados de dicho ejercicio de aditividad***

En el siguiente cuadro se resumen, en términos unitarios por kWh de consumo final, los resultados del ejercicio de aditividad de costes para establecer tarifas, desglosando por componentes de costes.

**Cuadro 13. Resultado del ejercicio de aditividad de costes para establecer las tarifas de venta de 2006. Cent€/kWh de consumo final del cliente**

	Peaje de Transporte y Distribución (Excluyendo cuotas)		Resto de Peajes (Excluyendo cuotas)		Resto de conceptos de costes					Tarifa aditiva
	Reserva de Capacidad (1)	Término de Conducción (2)	Peaje de Regasificación (3)	Almacena. Subterráneo (4)	Gestión Compra - Venta (5)	Suministro a tarifas (6)	CMP (7)	Barcos Invierno (8)	Cuota del GTS y Tasa CNE (9)	SUMA DE PEAJES + COSTES
<b>GRUPO 1 (P &gt; 60 bar)</b>	0,02478	0,11371	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0120	2,2305
<b>GRUPO 1 FIRME (P &gt; 60 bar)</b>	0,02478	0,10701	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0119	2,2238
1.1 C (1) ≤ 200.000.000	0,02478	0,12742	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0120	2,2443
1.2 200.000.000 < C ≤ 1.000.000.000	0,02478	0,10516	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0119	2,2219
1.3 C > 1.000.000.000	0,02478	0,10882	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0119	2,2256
<b>GRUPO 1 INTERRUPTIBLE (P &gt; 60 bar)</b>	0,02478	0,12201	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0120	2,2388
<b>GRUPO 2 (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	0,02478	0,19476	0,000170	0,006225	0,0139	0,0583	2,0213	0,0001	0,0125	2,3320
<b>GRUPO 2 FIRME (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	0,02478	0,19196	0,000172	0,006396	0,0139	0,0392	2,0213	0,0001	0,0124	2,3101
2.1 C ≤ 500.000	0,02478	1,66253	0,030395	0,024842	0,0139	0,0392	2,0213	0,0155	0,0207	3,8530
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	0,02478	0,32669	0,000000	0,023015	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0132	2,4621
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	0,02478	0,19338	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0124	2,3106
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	0,02478	0,17073	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0123	2,2878
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,02478	0,18589	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0123	2,3031
2.6 C > 500.000.000	0,02478	0,16121	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0122	2,2782
<b>GRUPO 2 FIRME (P ≤ 4 bar) Art. 17.3 ECO/302/2002</b>	0,02478	0,25257	0,000440	0,005943	0,0139	0,2284	2,0213	0,0002	0,0137	2,5612
2.1 C ≤ 500.000	0,02478	1,76182	0,030395	0,024842	0,0139	0,2284	2,0213	0,0155	0,0222	4,1431
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	0,02478	0,35534	0,000000	0,005666	0,0139	0,2284	2,0213	0,0000	0,0143	2,6636
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	0,02478	0,21826	0,000000	0,005666	0,0139	0,2284	2,0213	0,0000	0,0135	2,5258
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	0,02478	0,19779	0,000000	0,005666	0,0139	0,2284	2,0213	0,0000	0,0134	2,5052
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,02478	0,19393	0,000000	0,005666	0,0139	0,2284	2,0213	0,0000	0,0134	2,5013
2.6 C > 500.000.000	0,02478	0,17463	0,000000	0,005666	0,0139	0,2284	2,0213	0,0000	0,0133	2,4819
<b>GRUPO 2 INTERRUPTIBLE (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	0,02478	0,17261	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0123	2,2897
<b>GRUPO 3 (P ≤ 4 bar)</b>	0,02478	2,15285	0,044664	0,025699	0,0139	0,2284	2,0213	0,0227	0,0244	4,5587
3.1 C ≤ 5.000	0,02478	3,24948	0,031465	0,024906	0,0139	0,2284	2,0213	0,0160	0,0302	5,6404
3.2 5.000 < C ≤ 50.000	0,02478	2,34967	0,053685	0,026241	0,0139	0,2284	2,0213	0,0273	0,0256	4,7708
3.3 50.000 < C ≤ 100.000	0,02478	1,63719	0,028299	0,024716	0,0139	0,2284	2,0213	0,0144	0,0215	4,0144
3.4 C > 100.000	0,02478	0,92089	0,034252	0,025073	0,0139	0,2284	2,0213	0,0174	0,0177	3,3037
<b>TOTAL</b>	0,02478	1,58667	0,031921	0,020086	0,0139	0,1783	2,0213	0,0162	0,0210	3,9142
<b>TARIFA DE MATERIA PRIMA</b>	0,02478	0,10895	0,000000	0,005666	0,0139	0,0392	2,0213	0,0000	0,0119	2,2257
<b>TOTAL</b>	0,02478	1,42787	0,028491	0,018537	0,0139	0,1633	2,0213	0,0145	0,0200	3,7327

(9) Se aplican los porcentajes correspondientes publicados en la Orden ITC/4100/2005 sobre los conceptos de (1) a (8).

La distribución de los distintos componentes de costes en cada tarifa, de acuerdo con el ejercicio de aditividad presentado para 2006, se muestra en el siguiente cuadro.

**Cuadro 14. Estructura porcentual de costes imputados a cada tarifa de venta (Se excluyen cuotas en los componentes de peajes y cánones): Año 2006**

	Peaje de Transporte y Distribución			Resto de Peajes		Resto de Costes					TOTAL
	Reserva de Capacidad	Término fijo (consumidor / caudal)	Término Variables	Peaje de Regasificación	Almacenamiento Subterráneo	Gestión Compra - Venta	Suministro a tarifas	CMP	Barcos Plan Invernal	Cuotas	
<b>GRUPO 1 (P &gt; 60 bar)</b>	1,1%	3,3%	1,8%	0,0%	0,3%	0,6%	1,8%	90,6%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>GRUPO 1 FIRME (P &gt; 60 bar)</b>	1,1%	3,0%	1,9%	0,0%	0,3%	0,6%	1,8%	90,9%	0,0%	0,5%	100,0%
1.1 C (1) ≤ 200.000.000	1,1%	3,4%	2,3%	0,0%	0,3%	0,6%	1,7%	90,1%	0,0%	0,5%	100,0%
1.2 200.000.000 < C ≤ 1.000.000.000	1,1%	2,9%	1,9%	0,0%	0,3%	0,6%	1,8%	91,0%	0,0%	0,5%	100,0%
1.3 C > 1.000.000.000	1,1%	3,2%	1,7%	0,0%	0,3%	0,6%	1,8%	90,8%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>GRUPO 1 INTERRUPTIBLE (P &gt; 60 bar)</b>	1,1%	3,8%	1,7%	0,0%	0,3%	0,6%	1,8%	90,3%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>GRUPO 2 (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	1,1%	5,4%	3,0%	0,0%	0,3%	0,6%	2,5%	86,7%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>GRUPO 2 FIRME (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	1,1%	5,4%	3,0%	0,0%	0,3%	0,6%	1,7%	87,5%	0,0%	0,5%	100,0%
2.1 C ≤ 500.000	0,6%	40,1%	3,0%	0,8%	0,6%	0,4%	1,0%	52,5%	0,4%	0,5%	100,0%
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	1,0%	9,5%	3,8%	0,0%	0,9%	0,6%	1,6%	82,1%	0,0%	0,5%	100,0%
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	1,1%	5,1%	3,3%	0,0%	0,2%	0,6%	1,7%	87,5%	0,0%	0,5%	100,0%
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	1,1%	4,5%	3,0%	0,0%	0,2%	0,6%	1,7%	88,4%	0,0%	0,5%	100,0%
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	1,1%	5,5%	2,6%	0,0%	0,2%	0,6%	1,7%	87,8%	0,0%	0,5%	100,0%
2.6 C > 500.000.000	1,1%	4,8%	2,3%	0,0%	0,2%	0,6%	1,7%	88,7%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>GRUPO 2 FIRME (P ≤ 4 bar) Art. 17.3 ECO/302/2002</b>	1,0%	6,5%	3,3%	0,0%	0,2%	0,5%	8,9%	78,9%	0,0%	0,5%	100,0%
2.1 C ≤ 500.000	0,6%	39,5%	3,0%	0,7%	0,6%	0,3%	5,5%	48,8%	0,4%	0,5%	100,0%
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	0,9%	9,6%	3,7%	0,0%	0,2%	0,5%	8,6%	75,9%	0,0%	0,5%	100,0%
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	1,0%	5,3%	3,4%	0,0%	0,2%	0,6%	9,0%	80,0%	0,0%	0,5%	100,0%
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	1,0%	4,7%	3,2%	0,0%	0,2%	0,6%	9,1%	80,7%	0,0%	0,5%	100,0%
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	1,0%	4,9%	2,9%	0,0%	0,2%	0,6%	9,1%	80,8%	0,0%	0,5%	100,0%
2.6 C > 500.000.000	1,0%	4,5%	2,5%	0,0%	0,2%	0,6%	9,2%	81,4%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>GRUPO 2 INTERRUPTIBLE (4 &lt; P ≤ 60 bar)</b>	1,1%	4,8%	2,7%	0,0%	0,2%	0,6%	1,7%	88,3%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>GRUPO 3 (P ≤ 4 bar)</b>	0,5%	11,3%	35,9%	1,0%	0,6%	0,3%	5,0%	44,3%	0,5%	0,5%	100,0%
3.1 C ≤ 5.000	0,4%	14,9%	42,7%	0,6%	0,4%	0,2%	4,0%	35,8%	0,3%	0,5%	100,0%
3.2 5.000 < C ≤ 50.000	0,5%	11,8%	37,4%	1,1%	0,6%	0,3%	4,8%	42,4%	0,6%	0,5%	100,0%
3.3 50.000 < C ≤ 100.000	0,6%	16,2%	24,6%	0,7%	0,6%	0,3%	5,7%	50,4%	0,4%	0,5%	100,0%
3.4 C > 100.000	0,8%	4,4%	23,5%	1,0%	0,8%	0,4%	6,9%	61,2%	0,5%	0,5%	100,0%
<b>TOTAL</b>	0,6%	10,2%	30,3%	0,8%	0,5%	0,4%	4,6%	51,6%	0,4%	0,5%	100,0%
<b>TARIFA DE MATERIA PRIMA</b>	1,1%	3,2%	1,7%	0,0%	0,3%	0,6%	1,8%	90,8%	0,0%	0,5%	100,0%
<b>TOTAL</b>	0,7%	9,8%	28,5%	0,8%	0,5%	0,4%	4,4%	54,2%	0,4%	0,5%	100,0%

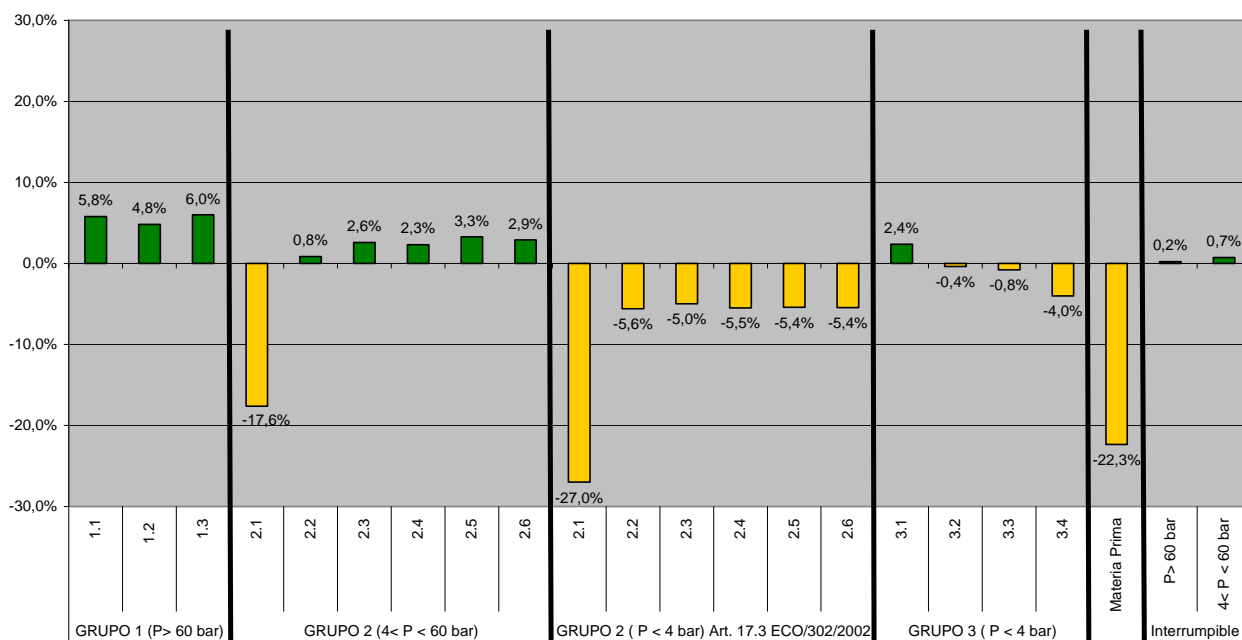
En el siguiente cuadro se comparan, en términos medios, los valores de las tarifas de la Orden ITC/4101/2005 con los obtenidos en el ejercicio de aditividad de costes presentado. Cabe destacar que el ingreso medio obtenido de los consumidores a tarifa aditiva analizados, es un 1,50% superior que con las tarifas vigentes, lo que implica que en términos globales, las tarifas vigentes no estarían cubriendo, en términos medios, todos los costes que le corresponden, de acuerdo con el ejercicio de aditividad presentado en este informe.

**Cuadro 15. Comparación de tarifas de venta de la Orden ITC/4101/2005 (B) y tarifas resultado de adicionar costes (A)**

	Factor de Carga	TARIFA ADITIVA (A)	MERCADO REGULADO (B)	(B) - (A)	Tasa de Variación (B) s/ (A)
	%	Cent €/kWh	Cent €/kWh	Cent €/kWh	
<b>GRUPO 1 (P&gt; 60 bar)</b>	<b>50%</b>	<b>2,230</b>	<b>2,296</b>	<b>0,065</b>	<b>2,92%</b>
<b>GRUPO 1 FIRME (P&gt; 60 bar)</b>	<b>59%</b>	<b>2,224</b>	<b>2,337</b>	<b>0,113</b>	<b>5,10%</b>
1.1 C (1) ≤ 200.000.000	57%	2,244	2,375	0,130	5,80%
1.2 200.000.000 < C ≤ 1.000.000.000	61%	2,222	2,329	0,107	4,84%
1.3 C > 1.000.000.000	51%	2,226	2,359	0,134	6,00%
<b>GRUPO 1 INTERRUPTIBLE (P&gt; 60 bar)</b>	<b>43%</b>	<b>2,239</b>	<b>2,244</b>	<b>0,005</b>	<b>0,23%</b>
<b>GRUPO 2 (4&lt; P ≤ 60 bar)</b>	<b>67%</b>	<b>2,332</b>	<b>2,359</b>	<b>0,027</b>	<b>1,17%</b>
<b>GRUPO 2 FIRME (4&lt; P ≤ 60 bar)</b>	<b>72%</b>	<b>2,310</b>	<b>2,364</b>	<b>0,054</b>	<b>2,34%</b>
2.1 C ≤ 500.000	33%	3,853	3,175	-0,678	-17,60%
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	59%	2,462	2,483	0,021	0,85%
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	76%	2,311	2,371	0,060	2,59%
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	80%	2,288	2,341	0,053	2,31%
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	60%	2,303	2,379	0,075	3,28%
2.6 C > 500.000.000	64%	2,278	2,344	0,066	2,90%
<b>GRUPO 2 FIRME ( P ≤ 4 bar) Art. 17.3 ECO/302/2002</b>	<b>73%</b>	<b>2,561</b>	<b>2,414</b>	<b>-0,147</b>	<b>-5,75%</b>
2.1 C ≤ 500.000	33%	4,143	3,025	-1,118	-26,99%
2.2 500.000 < C ≤ 5.000.000	57%	2,664	2,514	-0,149	-5,61%
2.3 5.000.000 < C ≤ 30.000.000	76%	2,526	2,400	-0,126	-4,97%
2.4 30.000.000 < C ≤ 100.000.000	83%	2,505	2,368	-0,137	-5,49%
2.5 100.000.000 < C ≤ 500.000.000	75%	2,501	2,366	-0,136	-5,42%
2.6 C > 500.000.000	75%	2,482	2,347	-0,135	-5,45%
<b>GRUPO 2 INTERRUPTIBLE (4&lt; P ≤ 60 bar)</b>	<b>49%</b>	<b>2,290</b>	<b>2,306</b>	<b>0,017</b>	<b>0,72%</b>
<b>GRUPO 3 ( P ≤ 4 bar)</b>	<b>47%</b>	<b>4,559</b>	<b>4,540</b>	<b>-0,019</b>	<b>-0,41%</b>
3.1 C ≤ 5.000	52%	5,640	5,773	0,133	2,35%
3.2 5.000 < C ≤ 50.000	45%	4,771	4,753	-0,018	-0,37%
3.3 50.000 < C ≤ 100.000	53%	4,014	3,983	-0,032	-0,78%
3.4 C > 100.000	50%	3,304	3,171	-0,132	-4,01%
<b>TOTAL</b>	<b>51%</b>	<b>3,914</b>	<b>3,911</b>	<b>-0,003</b>	<b>-0,07%</b>
<b>TARIFA DE MATERIA PRIMA</b>	<b>80%</b>	<b>2,226</b>	<b>1,729</b>	<b>-0,497</b>	<b>-22,33%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>53%</b>	<b>3,733</b>	<b>3,677</b>	<b>-0,056</b>	<b>-1,50%</b>

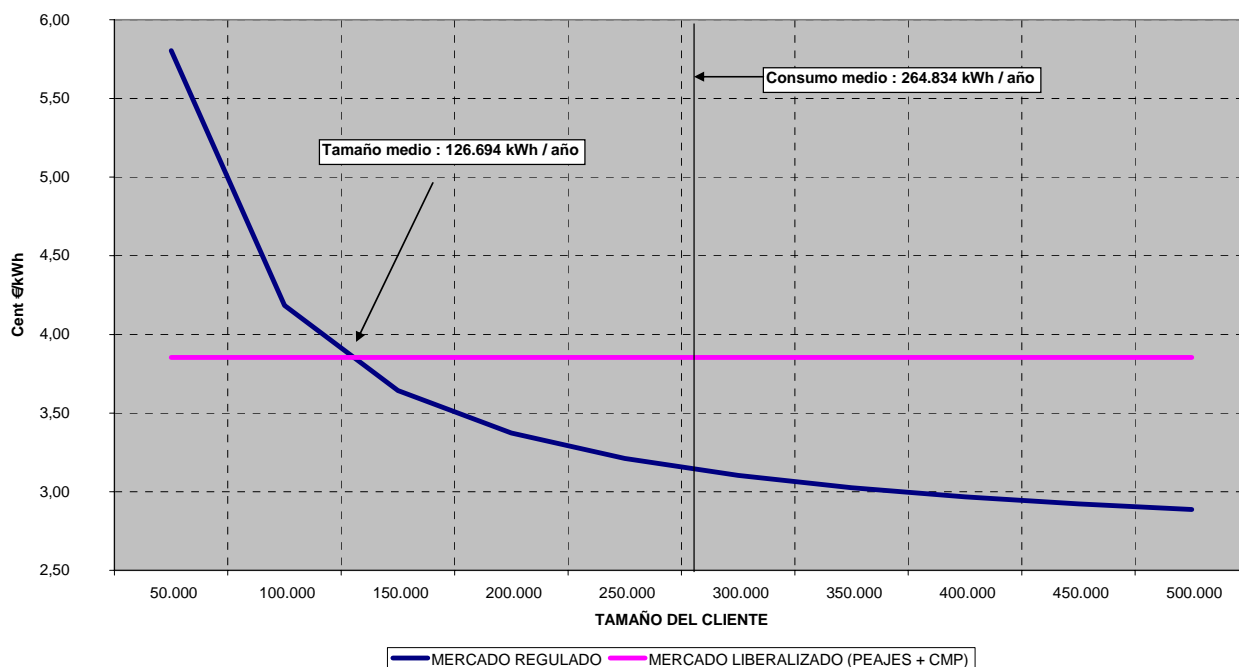
Se distinguen tres grupos de tarifas de venta, en relación con el resultado de aditividad de costes presentado en el informe.

**Gráfico 4. Diferencias porcentuales entre las tarifas de venta en enero de 2006 y el ejercicio de aditividad de costes**



En primer lugar, se distinguen tarifas de venta que infravaloran los costes, de acuerdo con el ejercicio de aditividad presentado. En este grupo se incluye la tarifa de materia prima cuyo valor, según la Resolución de 27 de diciembre de 2005, es un 22,3% inferior al resultado de adicionar todos los costes que le corresponden por su suministro de forma análoga al resto de tarifas de venta. Asimismo, cabe destacar la tarifa 2.1, con un 17,6% de diferencia entre sus valores y los de la tarifa aditiva. Cabe destacar que dicho resultado se debe al diseño de los términos de su tarifa, que produce importantes diferencias a partir de consumos muy reducidos de los clientes. Por ejemplo, para el factor de carga medio incluido en el ejercicio (33%) se muestran elevadas diferencias en el ejercicio de aditividad de costes respecto a las tarifas vigentes, para un rango muy amplio de consumo anual por cliente (véase gráfico 5).

**Gráfico 5. Composición precio medio mercado regulado vs precio medio mercado liberalizado (peajes+Cmp). Tarifa 2.1 con factor de carga del 33%**



En este grupo de tarifas con valores inferiores al resultado de adicionar costes se incluye también la tarifa 3.4, con un 4% de diferencia.

Por otra parte, los consumidores acogidos a tarifas 2bis<sup>14</sup>, especialmente la tarifa 2.1bis con una diferencia del 27%, incluyen menores costes que los que les correspondería pagar con tarifas aditivas, a pesar de estar considerando en dicho ejercicio de aditividad, los peajes de conducción 2 bis. Respecto al periodo transitorio de dichas tarifas/peajes especiales cabe señalar que a partir de 2010 a todos estos consumidores se les aplicará el peaje/tarifa correspondiente a su presión de suministro, de acuerdo con las Órdenes ITC/4100/2005 y 4101/2005.

Un segundo grupo de tarifas, corresponde a aquellas cuyos valores sobreestiman la suma de los costes que les corresponden, de acuerdo con el ejercicio presentado. En este grupo están incluidas todas las tarifas del grupo 1 (presión superior a 60 bar), que serán

<sup>14</sup> Los consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estaban conectados a gasoductos a presión inferior a 4 bar, con un consumo anual igual o superior a 200MWh/año, podrán solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar. En el caso de que esta solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes a dicha presión en su zona, le serán de aplicación las tarifas 2 bis.

eliminadas en julio de 2006, con una diferencia del 5,10% superior, de media del grupo, respecto al valor de la tarifa aditiva. Asimismo se incluyen las tarifas del grupo 2 (presión entre 4 y 60 bar) 2.3, 2.4, 2.5 y 2.6, así como la tarifa 3.1 aplicable a clientes de menor consumo del sistema y conectados a presión inferior a 4 bar (2,4% de diferencia).

Un tercer grupo de tarifas incluye a aquellas cuyos valores se corresponden prácticamente con los del ejercicio de aditividad. En este grupo están incluidas las tarifas interrumpibles vigentes (tanto para los consumidores acogidos a presión superior a 60 bar, como para los consumidores acogidos a presión entre 4 y 60 bar) y las tarifas 3.2, 3.3 y 2.2.

No obstante, cabe señalar que si se hubieran aplicado los peajes interrumpibles de la Orden ITC/4100/2005 a clientes acogidos a tarifas interrumpibles, se obtendrían diferenciales positivos entre las tarifas vigentes y las resultantes de adicionar costes<sup>15</sup>.

#### ***5.4 Facturación de los peajes y cánones vigentes por los consumidores a tarifa***

En el escenario presentado en el informe, la facturación obtenida de aplicar los peajes y cánones de la Orden ITC/4100/2005 a las variables de facturación correspondientes del mercado regulado, asciende a 883,9 Millones de €.

---

<sup>15</sup> No se aplican peajes interrumpibles porque se desconoce el cumplimiento o no de las condiciones necesarias para su aplicación que describe la Orden ITC/4100/2005.



### Cuadro 16. Facturación de peajes y cánones a clientes en mercado regulado. Año 2006

#### 1. Peaje de Regasificación

	Factor carga	kWh/día	MWh Regasif.	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Total Regasificación</b>	<b>13,50%</b>	<b>139.209.944</b>	<b>6.859.570</b>	<b>16.196</b>	<b>597</b>	<b>16.793</b>	<b>0,0286</b>

#### 2. Peaje de Transporte y Distribución

	Nº clientes	Factor de Carga (%)	Consumo (MWh)	Reserva Capacidad (Miles €)	Termino Conducción (Miles €)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Grupo 1</b>	<b>13</b>	<b>50%</b>	<b>3.840.911</b>	<b>957</b>	<b>4.391</b>	<b>5.348</b>	<b>0,1392</b>
Firme	9		2.124.645	529	2.286	2.815	0,1325
Interrumpible	4	43%	1.716.266	428	2.105	2.533	0,1476
<b>Grupo 2</b>	<b>795</b>	<b>67%</b>	<b>11.129.774</b>	<b>2.773</b>	<b>21.793</b>	<b>24.566</b>	<b>0,2207</b>
Firme	601	72%	8.100.860	2.018	15.634	17.652	0,2179
Interrumpible	11	49%	1.906.245	475	3.308	3.783	0,1985
Art. 9 ECO/32/2004	183	73%	1.122.668	280	2.851	3.131	0,2788
<b>Grupo 3</b>	<b>4.265.671</b>	<b>47%</b>	<b>37.354.444</b>	<b>9.306</b>	<b>808.519</b>	<b>817.824</b>	<b>2,1894</b>
<b>Materia Prima</b>	<b>2</b>	<b>80%</b>	<b>6.300.000</b>	<b>1.569</b>	<b>6.901</b>	<b>8.470</b>	<b>0,1344</b>
<b>Total T&amp;D</b>	<b>4.266.482</b>		<b>58.625.128</b>	<b>14.605</b>	<b>841.603</b>	<b>856.208</b>	<b>1,4605</b>

#### 3. Almacenamiento Subterráneo

	Factor carga	MWh	MWh Inyectados	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. Subterráneo</b>	<b>0,36%</b>	<b>4.372.381</b>	<b>5.800.000</b>	<b>9.917</b>	<b>1.009</b>	<b>10.926</b>	<b>0,0186</b>

#### 4. Almacenamiento GNL

	m3	Nº días	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Almc. GNL</b>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.

<b>Total Acceso Mercado Regulado</b>					<b>883.927</b>	<b>1,5078</b>
--------------------------------------	--	--	--	--	----------------	---------------

En el caso de haber facturado el término fijo de capacidad del almacenamiento subterráneo a todas las ventas en firme del sistema, la facturación del mercado regulado hubiera disminuido en 2,8 Millones de € menos que el escenario presentado.

### Cuadro 17. Efecto sobre la facturación de la consideración de almacenamiento estratégico y operativo vs sólo operativo. Año 2006

#### 1. Facturación Almacenamiento Subterráneo, considerando almacenamiento estratégico y operativo

	Factor carga	MWh	MWh Inyectados	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<i>Almc. Subterráneo</i>	0,36%	4.372.381	5.800.000	9.917	1.009	10.926	0,0186

#### 2. Facturación Almacenamiento Subterráneo, sin diferenciar entre almacenamiento estratégico y operativo

	Factor carga	MWh	MWh Inyectados	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<i>Almc. Subterráneo</i>	0,51%	3.136.675	5.800.000	7.114	1.009	8.123	0,0147

Diferencia: (2) - (1)

	Factor carga	MWh	MWh Inyectados	Fact. Tf (Miles €)	Fact. Tv (Miles €)	Facturación (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<i>Almc. Subterráneo</i>	0,14%	-1.235.706	0	-2.803	0	-2.803	0,0039

Asimismo, el artículo 12 de la Orden ITC/4100/2005, de 27 de diciembre, introduce los peajes interrumpibles. Dichos peajes son de aplicación a aquellos clientes que cumplan con una serie de requisitos técnicos y geográficos especificados en dicha Orden Ministerial. Si bien esta Comisión desconoce si los clientes actualmente acogidos a las tarifas interrumpibles cumplen los citados requisitos, de aplicarse dichos peajes interrumpibles, en lugar de los peajes firmes, la facturación de dichos clientes se reduciría en 3,8 Millones de € menos que el escenario presentado.

### Cuadro 18. Efecto de la aplicación de los peajes interrumpibles sobre la facturación de T & D. Año 2006

	Sin considerar la aplicación de peajes interrumpibles (A)		Aplicando Peajes interrumpibles en T & D (B)		(B) - (A)	
	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)	Total T&D (Miles €)	Precio medio (cent€/kWh)
<b>Grupo 1</b>	<b>5.348</b>	<b>0,1392</b>	<b>3.895</b>	<b>0,1014</b>	<b>-1.453</b>	<b>0,0378</b>
Firme	2.815	0,1325	2.815	0,1325	0	-
Interrumpible	2.533	0,1476	1.080	0,0629	-1.453	0,0847
<b>Grupo 2</b>	<b>24.566</b>	<b>0,2207</b>	<b>22.262</b>	<b>0,2000</b>	<b>-2.303</b>	<b>0,0207</b>
Firme	17.652	0,2179	17.652	0,2179	0	-
Interrumpible	3.783	0,1985	1.479	0,0776	-2.303	0,1208
Art. 9 ECO/32/2004	3.131	0,2788	3.131	0,2788	0	-
<b>Grupo 3</b>	<b>817.824</b>	<b>2,1894</b>	<b>817.824</b>	<b>2,1894</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Materia Prima</b>	<b>8.470</b>	<b>0,1344</b>	<b>8.470</b>	<b>0,1344</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Total T&amp;D</b>	<b>856.208</b>	<b>1,4605</b>	<b>852.452</b>	<b>1,4541</b>	<b>-3.757</b>	<b>0,0064</b>

## 6 OTRAS CONSIDERACIONES

### **6.1 Sobre la metodología tarifaria a implantar en España en base a los desarrollos regulatorios a nivel europeo: Peajes de entrada salida**

En el desarrollo de una metodología tarifaria para el sector del gas en España, es necesario tener en consideración las modificaciones regulatorias que evolucionan a nivel europeo en materia tarifaria, en la medida en que pueden tener una repercusión en la regulación española en el medio plazo.

Cabe señalar en primer lugar, en relación a las tarifas, lo establecido en el artículo 18 de la Directiva 2003/55/CE.

*“Acceso de terceros.*

*1. Los Estados miembros garantizarán la aplicación de un sistema de acceso de terceros a las redes de transporte y distribución y a las instalaciones de GNL, basado en tarifas publicadas, aplicables a todos los clientes cualificados, incluidas las empresas de suministro, de forma objetiva y sin discriminación entre usuarios de la red. Los Estados miembros velarán por que dichas tarifas o las metodologías para su cálculo sean aprobadas antes de su entrada en vigor por la autoridad reguladora mencionada en el apartado 1 del artículo 25 y por que tales tarifas, así como las metodologías, cuando sólo se aprueben las metodologías, se publiquen antes de su entrada en vigor.*

*2. Si lo necesitan para desempeñar sus funciones, incluido el transporte transfronterizo, los gestores de redes de transporte podrán acceder a la red de otros gestores de redes de transporte.*

*3. Lo dispuesto en la presente Directiva no impedirá que se celebren contratos a largo plazo siempre y cuando éstos cumplan las normas comunitarias en materia de competencia.”*

En segundo lugar, es importante tener en cuenta lo establecido en el artículo 3 del “Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las condiciones de acceso a

las redes de transporte de gas natural”<sup>16</sup>, que entró en vigor a finales de noviembre de 2005 y será directamente aplicable en los Estados miembros a partir del 1 de julio de 2006<sup>17</sup>.

*“Tarifas de acceso a las redes.*

*1. Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, aplicadas por los gestores de redes de transporte, y aprobadas por las autoridades reguladoras de conformidad con el apartado 2 del artículo 25 de la Directiva 2003/55/CE, así como las tarifas publicadas conforme a lo dispuesto en el artículo 18, apartado 1, de dicha Directiva serán transparentes, tendrán en cuenta las necesidades de integridad de la red y su mejora y reflejarán los costes reales incurridos, en la medida en que dichos costes correspondan a los de un gestor de redes eficiente y estructuralmente comparable y sean transparentes, incluyendo al mismo tiempo una rentabilidad adecuada de las inversiones, y tendrán debidamente en cuenta, en su caso, la evaluación comparativa de tarifas efectuada por las autoridades reguladoras. Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, se aplicarán de forma no discriminatoria.*

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

*Las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de la red y proporcionarán incentivos para la inversión y mantenimiento o creación de la interoperabilidad de las redes de transporte.*

*2. Las tarifas de acceso a la red no limitarán la liquidez del mercado ni distorsionarán el comercio transfronterizo de las diferentes redes de transporte. Cuando las diferencias en las estructuras tarifarias o en los mecanismos de balance constituyan un obstáculo al comercio entre las redes de transporte, sin perjuicio de lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 25 de la Directiva 2003/55/CE, los gestores de redes de transporte tratarán activamente, en estrecha colaboración con las autoridades nacionales competentes, de lograr la convergencia de las estructuras tarifarias y de los principios de tarificación incluyendo también los relativos al balance.”*

---

<sup>16</sup> “REGLAMENTO (CE) nº 1775/2005 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 28 de septiembre de 2005 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural”, publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea el 3 de noviembre de 2005.

<sup>17</sup> El Reglamento es obligatorio en todos sus elementos y directamente aplicable en cada Estado miembro.

A raíz de la aprobación del REGLAMENTO (CE) nº 1775/2005, la Comisión Europea está desarrollando una nota interpretativa sobre tarifas, discutida actualmente en el “Joint Madrid Working Group”. A pesar de que lo recogido en dicha nota explicativa del Reglamento no será de obligado cumplimiento, será importante tener en cuenta los aspectos tarifarios que analiza dicho Working Group.

De todo lo anterior, se puede concluir que los desarrollos normativos realizados en el ámbito europeo, se orientan hacia un sistema de tarifas que no son negociadas, que deben estar aprobadas por los reguladores, bien directamente o aprobando su metodología, deben garantizar el principio de no discriminación entre usuarios, ser transparentes y reflejar costes de forma eficiente. Asimismo, se establece que las tarifas deben asegurar una remuneración adecuada sobre las inversiones.

Otro aspecto que recoge el Reglamento, a diferencia de la Directiva, es la posibilidad de establecer tarifas teniendo en cuenta, cuando proceda, la evaluación comparativa de las tarifas efectuada por las autoridades reguladoras. A este respecto, establece en su considerando (7) que en particular si existe una competencia efectiva entre gasoductos, será de importante consideración el establecimiento de criterios de evaluación comparativa entre las tarifas por parte de las autoridades reguladoras. Asimismo, en el considerando (8) se establece que *“el uso de acuerdos basados en el mercado, tales como subastas, para establecer las tarifas debe ser compatible con lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE.”*

En lo que respecta a los sistema tarifarios que se deberán implantar, cabe señalar que, si bien, tanto en los documentos del CEER como en las notas interpretativas sobre tarifas de la Comisión Europea se recomienda el desarrollo de una metodología tarifaria tipo entrada – salida, ni la Directiva ni el Reglamento establece de forma explícita dicha recomendación. No obstante, es importante señalar de nuevo, que en el Reglamento se establece que *“las tarifas, o las metodologías para calcularlas, deberán favorecer la competencia y el comercio eficiente del gas, al mismo tiempo que evitarán las subvenciones cruzadas entre los usuarios de las red”*. Esta medida puede estar en contra de un sistema tarifario tipo postal, en la medida que refleja los costes en los que incurre el usuario “medio” por el uso de la red, si existe heterogeneidad de consumidores dentro de

cada grupo tarifario, pudiendo generarse subsidios cruzados entre los distintos consumidores.

Por último, se considera necesario tener en cuenta el ámbito de aplicación de cada una de las normativas desarrolladas. En el caso de la Directiva Europea, lo establecido en su artículo 18 hace referencia tanto a redes de transporte como de distribución. Sin embargo, en el caso del Reglamento, el ámbito de aplicación se circunscribe a las redes de transporte<sup>18</sup>.

Por todo ello, se considera necesario, de acuerdo con lo anterior, analizar junto con el Operador del Sistema, la posibilidad y efectos de la implantación de un sistema de peajes entrada- salida, teniendo en cuenta las características de la red, así como evaluar previamente los efectos territoriales y de la localización de los agentes en la red que pudiera suponer introducir un esquema de peajes de transporte más eficiente que el actual de tipo postal.

## ***6.2 Consideraciones en la estructura tarifaria vigente de tipo postal***

A continuación, se incluyen algunas consideraciones que podrían tenerse en cuenta a efectos tarifarios, manteniendo la estructura tarifaria vigente.

### **6.2.1 Retribución por actividades de acuerdo con los peajes definidos en el Real Decreto 949/2001**

Al objeto de valorar si los ingresos obtenidos por la facturación de los peajes y cánones son suficiente para cubrir los costes imputados a cada una de las actividades definidas en la normativa vigente, se considera necesario que en el ejercicio tarifario y en la Orden de retribución, se desglosen los costes imputables a cada una de estas actividades

---

<sup>18</sup> Artículo 2 del Reglamento: “El transporte de gas natural por redes, constituidas principalmente por gasoductos de alta presión, distintos de las redes de gasoductos previas (upstream) y de los gasoductos de alta presión utilizados fundamentalmente para la distribución local de gas natural, para su abastecimiento a los clientes, pero sin incluir el suministro”.

(regasificación, almacenamiento subterráneo, almacenamiento GNL, transporte y distribución), y, en particular, las retribuciones fijas de todos estos servicios.

Según lo establecido en la Orden ITC/4099/2005, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, el MITC determina anualmente la cuantía de costes de transporte correspondiente a cada una de las empresas transportistas, agregando en la cuantía correspondiente a cada una de ellas, los costes de almacenamiento subterráneo, regasificación y transporte. Sin embargo, no se determina de forma individualizada en la Orden, la retribución fija imputable a cada una de las actividades definidas anteriormente, lo que impide comparar directamente los ingresos por los peajes y cánones con la retribución asignada a cada actividad.

### ***6.3 Coherencia entre la estructura de peajes y los costes reconocidos por actividad. (Transporte – Distribución)***

En relación a lo señalado en el apartado anterior, sobre la coherencia entre la estructura tarifaria y los peajes por actividades vigentes, cabría reflexionar sobre la idoneidad de la estructura actual por niveles de presión. En este sentido, se considera necesario valorar si los niveles de presión y tramos de consumo definidos en el Real Decreto 949/2001 para las tarifas de venta y peajes de conducción, son idóneos o si es preciso introducir modificaciones, principalmente, debido a que la estructura tarifaria vigente no permite separar los ingresos imputables a transporte y a distribución.

Se considera necesario que exista una correspondencia entre la agregación de costes que se realiza al calcular la retribución a las empresas gasistas y los conceptos por actividad que se establecen en los peajes. En este sentido, cabe señalar que a la hora de calcular los costes, se determina una cuantía para remunerar la actividad de distribución y otra para las actividades de transporte.

Esta desagregación no se utiliza en la estructura de peajes y tarifas de venta en las que únicamente se considera la estructura en función de los niveles de presión definidos en el Real Decreto 949/2001 (inferior o igual a 4 bar, entre 4 y 60 bar y superior a 60 bar), lo

que no permite distinguir los costes imputables a cada grupo por el uso de las redes de transporte primario (superior a 60 bar), secundario (presión máxima de diseño superior a 16 bar) y distribución (presión máxima de diseño igual o inferior a 16 bar).

#### ***6.4 Efectos de los nuevos peajes en 2006: estacionales, de tránsito, interrumpibles***

En la Orden ITC/4100/2005, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, se incluyeron tres nuevos peajes no considerados en el Real Decreto 949/2001, 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 particular, se estableció un peaje estacional aplicable a los contratos de duración inferior a 365 días, un peaje interrumpible y un peaje de tránsito internacional.

En términos generales se valoró positivamente la introducción de dichos peajes en la medida en que daban respuesta a las demandas planteadas por los agentes participantes en el sector gasista. No obstante, tal y como se señala en el informe 27/2005 de esta Comisión, se considera necesario que cada uno de estos peajes sea analizado en profundidad durante 2006 y se realice un seguimiento de los efectos de cada uno de ellos puede generar en el funcionamiento del sistema.

#### ***6.5 Revisión de los términos de los peajes y cánones***

En el caso del peaje de regasificación, en continuidad con lo señalado en el informe sobre el peaje de trasvase de GNL a buque encargado a esta Comisión y enviado al MITC en diciembre de 2005, se considera que se podrían establecer distintos peajes en función de los servicios que se proporcionan en la planta y que, a su vez, sean diseñados en función de las variables inductoras de coste.



## **6.6 Consumidores conectados a menos de 4 bar a los que se les aplica los peajes / tarifas 2 BIS**

Tanto en la Orden ITC/103/2005 de peajes y cánones, como en la Orden ITC/104/2005 de tarifas de venta, se establecía que los consumidores industriales que con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ECO/302/2002, estuviesen conectados a gasoductos a presión inferior o igual a 4 bar, con un consumo anual o superior a 200.000 kWh/año podrán solicitar a su distribuidor la conexión a presiones superiores a 4 bar y, en el caso de que dicha solicitud no pudiera ser atendida, por no disponer el distribuidor de redes de dicha presión en su zona, el consumidor podrá solicitar la aplicación de los peajes o tarifas correspondientes a consumidores conectados a gasoductos a presión entre 4 y 60 bar (peajes/ tarifas del grupo 2).

No obstante, ya se recogía en las citadas Órdenes, la intención de comenzar a aplicar un peaje/tarifa de adaptación de los peajes/tarifas del grupo 2 al grupo 3 de manera progresiva hasta el año 2010.

En línea con lo señalado anteriormente, en las Órdenes ITC/4100/2005 de peajes e ITC/4101/2005 de tarifas de venta, se incorporan unos peajes de transporte y distribución (términos de conducción) / tarifas de venta, denominados “2.bis” aplicables a este tipo de clientes, que incorporan un incremento respecto a los peajes / tarifas del grupo 2.

Esta Comisión, tal y como se ha indicado en informes tarifarios anteriores, considera que los peajes de transporte y distribución, así como las tarifas de venta, deben trasladar los costes reales de la red en el suministro de dichos clientes, por lo que valora positivamente la introducción de los peajes y tarifas de venta “2 bis”, en cuanto que suponen un acercamiento hacia los costes reales de la red de dichos suministros. No obstante, se considera necesario seguir avanzando en este punto, imputando en los peajes y tarifas BIS, de forma progresiva, hasta 2010, los costes reales en los que hace incurrir al sistema dichos suministros.

## **6.7 Tarifa de materia prima**

Esta Comisión reitera lo señalado respecto a la tarifa de materia prima en sucesivos informes tarifarios. En particular, en el informe 26/2005 se señalaba que, ni en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ECO/302/2002<sup>19</sup>, ni en la que acompañó a la propuesta de Orden ECO/33/2004, en donde se prorrogó la aplicación de dicha tarifa hasta el 31 de diciembre de 2009, no se aportó información que justificara la aplicación de dicha tarifa, ni de los costes imputados a su suministro, lo cual se considera necesario conocer debido a la excepción de aplicar esa tarifa por uso respecto a la estructura general aplicada al resto de consumidores de gas natural.

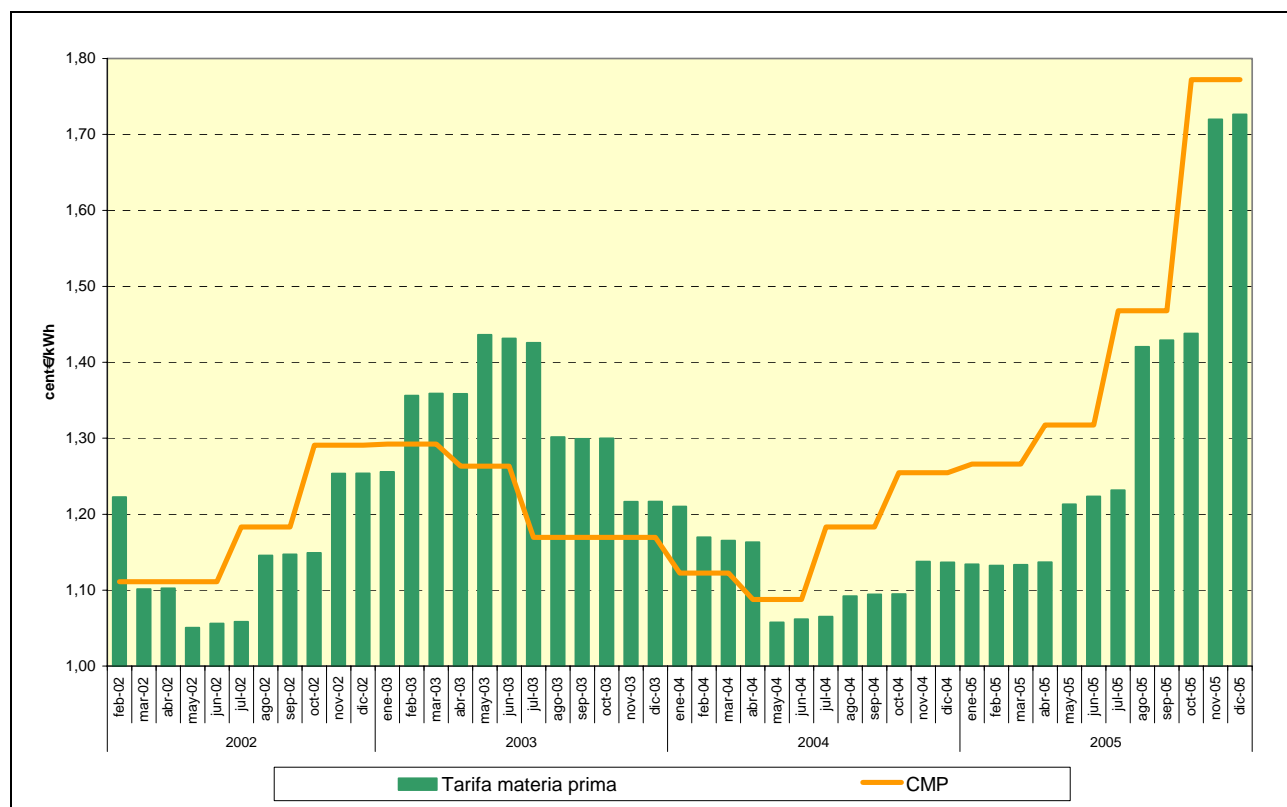
El efecto de aplicar a los suministros afectados la tarifa de uso de materia prima en lugar de la tarifa interrumpible de presión superior a 60 bar, supone unos menores ingresos para el sistema en torno a 32 millones de €, según información aportada por las empresas para 2006. En el gráfico 1 de este informe se observa que durante todo el año 2005 el precio publicado para la tarifa de uso de materia prima ha sido inferior al de la tarifa interrumpible de presión superior a 60 bar.

Asimismo, cabe señalar que desde mayo de 2004 el precio publicado para la tarifa de materia prima se ha situado sistemáticamente por debajo del precio de Cmp (véase cuadro 18).

---

<sup>19</sup> La nueva estructura tarifaria del RD 949/2001 eliminó las tarifas de usos vigentes hasta entonces, sustituyéndola por otra de tarifas según niveles de presión y tramos de consumo anual. En dicha estructura tarifaria no se contemplaba la tarifa por uso de materia prima que, posteriormente, en la disposición transitoria única de la Orden ECO/302/2002 fue incluida su aplicación hasta el 31 de diciembre de 2004.

**Cuadro 19. Evolución de la tarifa de materia prima y CMP (Cent€/kWh). 2002-2005**



## 6.8 Tarifa 2.1

Como se señala en el epígrafe 5.3 de este informe, la actual tarifa de venta 2.1 infravalora significativamente costes que le corresponden en un ejercicio de aditividad, debido al diseño de los términos de su tarifa. En consecuencia, se considera necesario revisar los términos de esta tarifa de venta.

## 7 CONCLUSIONES

**Primera.** Se presenta un ejercicio de aditividad de costes para establecer tarifas, obteniéndose las siguientes conclusiones.

- El ingreso medio obtenido de aplicar las tarifas calculadas aditivamente es superior al de aplicar las tarifas vigentes de la Orden ITC/4101/2005.

- Se distingue un grupo de tarifas de venta que infravalora la aditividad de los costes, tales como la tarifa de materia prima, la 2.1, las tarifas 2.bis y la tarifa 3.4. Asimismo, hay un grupo de tarifas que sobrevalora los costes respecto a los valores actuales, entre las que destaca la tarifa 3.1, 2.2, 2.3, 2.4 2.5 y 2.6. y tarifas del grupo 1. El resto de tarifas calculadas de forma aditiva se corresponde, aproximadamente, con los valores de las tarifas actuales.

En dicho ejercicio de aditividad se parte de los precios de los peajes y cánones vigentes. Se asignan los correspondientes componentes de costes a los consumidores acogidos a tarifas de venta, en términos generales, según los datos que incluye la Memoria, utilizando el criterio de imputar el coste de regasificación, barcos de invierno y almacenamiento subterráneo, de acuerdo con la participación en la punta invernal de los distintos consumidores acogidos a tarifas de venta.

**Segunda.** Un ejercicio de construir tarifas aditivas como el presentado en el informe permite comparar la asignación de costes de las tarifas de venta, establecer tarifas de referencia y hacer una previsión de facturación individual a obtener de los consumidores acogidos a las distintas tarifas, por componentes de costes.

**Tercera.** La estructura tarifaria actual de tipo postal se basa en asignar costes medios por grupos tarifarios, por lo que en el caso de que dentro de un mismo grupo de consumidores se incluya a consumidores heterogéneos, se producirán subsidios cruzados entre consumidores.

**Cuarta.** Si bien en el entorno europeo se valora favorablemente la aplicación de los peajes de transporte de tipo entrada-salida, por ser dicho esquema eficiente desde un punto de vista asignativo de los costes, no está exento de problemas en su cálculo. Es preciso hacer una valoración previa a su propuesta. Para ello se debe tener en cuenta consideraciones de la operación del sistema, en cuanto a la dificultad, en una red mallada como la existente, para identificar los flujos que inciden en la utilización de unas u otras infraestructuras. Asimismo deberán valorarse los efectos territoriales y de localización de los consumidores al aplicar un sistema de peajes entrada-salida que más eficiente que el postal y la compatibilidad de los resultados con el principio de tarifa única en todo el

territorio nacional de la Ley 34/1998. En consecuencia, se considera necesario analizar una propuesta de peajes de entrada-salida junto con el GTS.

**Quinta.** Se podrían analizar y en su caso introducir modificaciones en el sistema tarifario actual, manteniendo su estructura postal, encaminadas a dar señales de eficiencia de la asignación de costes a los consumidores. En particular todas estas medidas buscarían contrastar si los grupos tarifarios actuales identifican adecuadamente los distintos colectivos de consumidores por costes medios. A este respecto se propone:

- Que en las Ordenes de retribuciones se desglosara la retribución fija por actividades (almacenamiento, regasificación, transporte), además de diferenciar entre titulares de las plantas. Se considera que debe existir una correspondencia entre la retribución correspondiente y los peajes y cánones que permiten cubrirlas. Dicha correspondencia es un requisito para que cada peaje y canon reflejen adecuadamente los costes de cada actividad.
- A efectos de proporcionar transparencia y estabilidad regulatoria es necesario conocer los criterios utilizados para asignar los costes hundidos de las redes gasistas en función de los consumos anuales, que justifican que para un mismo nivel de presión (superior a 60 bar) existan diferencias significativas de precios entre los diferentes peajes en función del consumo anual del cliente, máxime cuando estos valores, corregidos por coeficientes que diferencian entre las entradas y salidas del sistema, sirven para calcular los peajes de tránsito internacional.
- Se propone analizar los tramos tarifarios de los niveles de presión actuales y la posibilidad incluir otros umbrales que tengan en cuenta los de la retribución del transporte primario, secundario y distribución, a efectos de trasladar de forma eficiente al consumidor los costes de las redes que utiliza para su suministro.
- Se propone revisar el diseño de la tarifa 2.1.
- Se considera necesario que durante los correspondientes periodos transitorios; se vaya trasladando progresivamente los costes reales que les corresponda a las tarifas/ peajes 2 bis y a la tarifa de materia prima.

- Se propone, teniendo en cuenta los distintos servicios de la planta de regasificación, la posibilidad de aplicar distintos peajes por la utilización de las distintas infraestructuras de la planta, en línea con lo señalado en el Informe de esta Comisión sobre propuesta de peaje de trasvase de GNL a buque.

**Sexta.** Cabe señalar la relevancia de hacer explícito en el ejercicio de previsión tarifario el carácter “preferente” del contrato Sagane con destino al mercado regulado, porque justifica los aprovisionamientos que son necesarios del mercado spot para abastecer la demanda del mercado regulado en las puntas de invierno, y por la mayor demanda del contrato de Sagane que queda disponible para el mercado liberalizado en los meses estivales. Este último efecto se ve incrementado por la supresión de las tarifas de venta de los grupos 1 y 4 durante 2006 y de las tarifas 2.5 y 2.6 a partir de enero de 2007.

Se considera que para años sucesivos debería constatarse que la demanda del mercado regulado, teniendo en cuenta la fuerte estacionalidad de algunas tarifas y su contribución a la punta de demanda de invierno, no es cubierta en su totalidad por el contrato de Sagane, pudiendo ser necesario una valoración mensual del mismo.