



Comisión

Nacional

de Energía

**PROPUESTA DE REVISIÓN DE
PEAJES Y CÁNONES DE ACCESO A
LAS INSTALACIONES GASISTAS
PARA 2009 Y DE LA TARIFA DE
ÚLTIMO RECURSO PARA EL PRIMER
TRIMESTRE DE 2009**

27 de noviembre de 2008

INDICE

| | | |
|-----|---|----|
| 1 | OBJETO..... | 2 |
| 2 | RESUMEN Y CONCLUSIONES | 3 |
| 3 | PROPUESTA DE REVISIÓN DE PEAJES Y CÁNONES PARA 2009..... | 14 |
| 3.1 | Previsión de la demanda de gas en 2009 | 14 |
| 3.2 | Previsión de costes reconocidos a las empresas gasistas..... | 20 |
| 3.3 | Ejercicio de suficiencia tarifaria | 22 |
| 3.4 | Propuesta de revisión de peajes y cánones para 2009..... | 23 |
| 4 | PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO (TUR) PARA EL PRIMER TRIMESTRE DE 2009..... | 33 |
| 4.1 | Coste de la materia prima | 34 |
| 4.2 | Peajes de acceso implícitos en la tarifa de último recurso | 40 |
| 4.3 | Costes derivados de la seguridad de suministro | 45 |
| 4.4 | Costes de comercialización..... | 45 |
| 4.5 | Propuesta de revisión de TUR para el primer trimestre de 2009 | 46 |
| 5 | PROPUESTAS COMPLEMENTARIAS..... | 49 |
| 5.1 | Introducción de señales de localización en las entradas al sistema | 49 |
| 5.2 | Subasta de la capacidad de almacenamiento..... | 60 |
| 5.3 | Aceleración del calendario de eliminación de la TUR | 62 |
| 5.4 | Redefinición de los peajes de tránsito internacional..... | 64 |
| 5.5 | Tablón de anuncio de ofertas de capacidad en el mercado secundario..... | 69 |

PROPUESTA DE REVISIÓN DE PEAJES Y CÁNONES DE ACCESO A LAS INSTALACIONES GASISTAS PARA 2009 Y DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO PARA EL PRIMER TRIMESTRE DE 2009

1 OBJETO

Este informe tiene por objeto la elaboración de una propuesta de revisión anual de peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas y de la tarifa de último recurso para el primer trimestre de 2009, en cumplimiento de la Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio:

“A partir de 1 de julio de 2008 y con carácter trimestral en base a la función primera de la Comisión Nacional de Energía, establecida en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Comisión Nacional de Energía dos meses antes de la fecha prevista para cada revisión tarifaria, enviará a la Secretaría General de Energía una propuesta de revisión de las tarifas de energía eléctrica y de gas. ...

Dicha propuesta se basará en los siguientes principios:

Primero.-Aditividad de las tarifas mediante la construcción de las mismas sobre la base de tarifas de acceso y con la mejor previsión del coste de la energía, de tal forma que no distorsionen el mercado.

Segundo.-Suficiencia de ingresos a corto-medio plazo

Tercero.-Recuperación de los costes de las actividades mediante los peajes de acceso que se revisarán una vez al año (diciembre), y, en su caso, mediante la financiación del déficit ex ante.

Cuarto.-Asignación eficiente de los costes entre los distintos suministros.

... ”

2 RESUMEN Y CONCLUSIONES

La propuesta que se presenta en este informe está orientada, ante todo, a garantizar la suficiencia global de peajes y cánones respecto de la retribución prevista en 2009 para las empresas gasistas, señalizando las actividades que más están contribuyendo al aumento de los costes subyacentes. En este sentido, la principal aportación consiste en realizar una imputación transparente de los distintos costes reconocidos a cada tipo de peaje y canon existente, que constituye el punto de partida para implementar una metodología tarifaria sólida, que asigne los costes de manera eficiente. Asimismo, se propone una tarifa de último recurso (TUR) aditiva en la cual se ha realizado una asignación de los costes de regasificación y almacenamiento a los usuarios que más contribuyen a generar los mismos.

Los cambios propuestos son coherentes con algunas de las reformas más solicitadas por los participantes en el proceso de consulta pública realizado por la CNE en febrero-marzo de 2008¹:

- Necesidad de ir estableciendo una correspondencia más estrecha entre la retribución de cada actividad regulada y los ingresos que la misma recauda a través del sistema de peajes y cánones. Esta correspondencia es débil en el sistema vigente, debido a la existencia de un peaje conjunto de transporte y distribución y al hecho de que una parte relevante de los costes reconocidos a la actividad de regasificación se recuperan mediante otros peajes. Esta situación tiene su origen en un sistema que se diseñó en 2002 con el objetivo de hacer frente a fuertes inversiones en transporte y regasificación para garantizar un estándar elevado en la seguridad de suministro y facilitar a la vez el desarrollo de la competencia en el mercado español. Posteriormente el reflejo de estas inversiones y su relación con los correspondientes peajes se han diluido en la actualización uniforme, año tras año, de todos los términos de los peajes y cánones, independientemente de la naturaleza de la variación de la retribución reconocida.

¹ Véase “Consulta pública de la Comisión Nacional de Energía sobre la metodología para el establecimiento de peajes y cánones de acceso a las redes y tarifas de último recurso en el sector de gas natural” en www.cne.es.

- Necesidad de aumentar la transparencia de la metodología de asignación de costes, indicando los criterios utilizados, y teniendo en cuenta los factores de carga efectivos de los distintos grupos de consumidores. Uno de los principales problemas del diseño de peajes y cánones existente es que los factores de carga implícitos que sirvieron para su cálculo son, en general, superiores a los factores de carga reales, lo que ha ido distorsionando la asignación de costes, favoreciendo a consumidores que demandan un volumen elevado de capacidad en punta y tienen factores de carga relativamente bajos.
- Ausencia de mecanismos de incentivos y penalizaciones que motiven a los comercializadores a realizar sus nominaciones teniendo en cuenta las posibles congestiones o restricciones locales. En el sistema gasista actual existe una holgura de capacidad importante en las plantas de regasificación que aporta flexibilidad y seguridad al sistema, pero, sin embargo, se producen desequilibrios entre los puntos de entrada y los puntos de destino del gas (esta situación se ha puesto de manifiesto especialmente desde el 1 de enero de 2008, con la eliminación de las tarifas de venta y la introducción de la TUR, cuando ENAGAS ha perdido la posibilidad de realizar ajustes en los flujos de gas mediante su gestión del gas para el mercado regulado). Por su parte, los peajes de regasificación existentes no envían señales de localización que ayuden a resolver estos problemas.

Por otra parte, cabe señalar que en la propuesta no se plantea una modificación de la estructura vigente de peajes de transporte y distribución y de la TUR, puesto que existen razones de calado que aconsejan evitar cambios significativos en el corto plazo:

- Existe un debate en curso sobre el modelo de gestión logística más adecuado para el sistema gasista español en el seno del Grupo de Modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema. En ello todavía no se ha alcanzado un acuerdo entre los agentes de mercado, lo que desaconseja la propuesta de una estructura de peajes que condicione las diferentes opciones de modelos logísticos que pudieran considerarse de cara al futuro. En este sentido cabe mencionar el debate abierto sobre propuestas como las del “tanque único” y de la “planta única” que pretenden

lograr una gestión más coordinada de todas las plantas del sistema y que podrían verse condicionadas por la adopción de una estructura de peajes de entrada diferenciados.

- La Ley de Hidrocarburos apenas impone restricciones al diseño de los peajes y cánones. Por otra parte, en su artículo 93, en la redacción dada por la Ley 12/2007, establece que la TUR debe configurarse como un pago uniforme en todo el territorio para todos los usuarios de red, esto es, de manera postal. En consecuencia, el establecimiento de un sistema de peajes y cánones diferente del postal podría dificultar la consistencia con la TUR y distorsionar el desarrollo de la competencia en el segmento de consumidores con derecho a la TUR (una ventaja del sistema actual es la simetría en la estructura de peajes de conducción y de la TUR).
- Aún cuando se han realizado avances importantes en la liberalización del sector del gas, la estructura de este mercado presenta todavía un alto grado de asimetría entre la posición del principal incumbente y de otras empresas, por lo que cualquier cambio sustancial en el sistema de peajes debería considerarse con cierta prudencia desde la perspectiva de su impacto sobre el desarrollo futuro de la competencia.
- La información de la que actualmente dispone la CNE sobre el reparto de costes de cada actividad, especialmente entre fijos y variables y por presión y grupo de consumidores, es todavía insuficiente, lo que imposibilita realizar una asignación fiable dirigida a separar claramente los costes entre los distintos grupos consumidores y a recuperar los costes fijos principalmente a través de los términos de capacidad y los costes variables a través de los términos variables. Para la elaboración de esta propuesta la CNE ha solicitado, por primera vez, a los distintos agentes del sector información sobre los costes de cada actividad; dicha información, que se recibió el 30 de septiembre de 2009 deberá ser verificada convenientemente.

En cualquier caso, esta CNE considera necesario que en el medio plazo se realice una reforma más significativa del sistema tarifario existente de la que se presenta en este

informe, que vaya dirigida a mejorar sus propiedades de aditividad, transparencia y eficiencia. En particular, se considera necesaria la evolución hacia un sistema donde se establezcan peajes por actividad que reflejen de forma más directa sus costes, lo que requiere ante todo una separación entre peajes de transporte y distribución, y se trate, en la medida de lo posible, de recuperar los costes fijos de cada actividad mediante los términos de capacidad y los costes variables a través de los términos variables de sus peajes y cánones.

La propuesta de peajes y cánones para 2009 es un ejercicio de previsión que se ha elaborado a través de las siguientes etapas:

1. Previsión de demanda:

- Escenarios globales de demanda convencional y eléctrica, que se caracterizan por una incertidumbre elevada, en el momento de realizar la propuesta, sobre el alcance de la contracción de la economía y de su impacto en la demanda de gas convencional. A dicha incertidumbre se añade la dificultad de prever la demanda de gas para generación eléctrica en cualquier escenario, máxime en la situación actual de incertidumbre sobre la demanda eléctrica². El escenario de demanda prevista considerado por la CNE se muestra a continuación:

Cuadro 1. Escenario de demanda previsto por la CNE para el cierre de 2008 y 2009.

| <i>GWh</i> | Cierre 2008 | Año 2009 | Tasa de variación 2009 sobre el cierre de 2008 |
|-----------------------------|----------------|----------------|--|
| Demanda convencional | 262.346 | 271.973 | 3,7% |
| Demanda eléctrica | 194.821 | 195.267 | 0,2% |
| TOTAL | 457.167 | 467.240 | 2,2% |

Fuente: Previsiones de las empresas gasistas y del GTS

Se ha realizado además un ejercicio de sensibilidad considerando un escenario de previsión más expansivo de la demanda eléctrica según las previsiones de las

² Véase “Propuesta de revisión de las tarifas de acceso para 2009 y revisión de las tarifas integrales vigentes para el primer trimestre de 2009”.

empresas distribuidoras (según este escenario la demanda eléctrica aumentaría en un 13,9% y la demanda total un 8%).

- Previsión del grado de utilización de las infraestructuras de regasificación y de almacenamiento a efectos de calcular los incrementos necesarios en los peajes de regasificación y almacenamiento vigentes.
- Reparto de la demanda prevista entre las distintas categorías de consumidores conectados a las redes de transporte y distribución, que se diferencian por nivel de presión y volumen de consumo (se toma la misma estructura de escalones de consumo y presión establecida por el Real Decreto 949/2001), a efectos de calcular los incrementos necesarios en los peajes de transporte y distribución vigentes.

Toda esta información se ha obtenido a través de peticiones de información realizadas por la CNE al GTS y a las empresas transportistas y distribuidoras, así como del análisis de la propia información disponible en la CNE.

2. Previsión de costes reconocidos a las empresas gasistas en concepto de actividades reguladas, obtenida sobre la base del Informe de propuesta de retribución de las actividades reguladas del sector del gas para el año 2009 de la CNE, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión de 27 de noviembre de 2008, que se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro 2. Costes de las actividades reguladas gasistas para el año 2009 (€)*.

| Concepto | Año | | | Tasa de variación 2009/2008 | |
|--|----------------------|---------------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|
| | 2009 | Propuesta de Ordenes - Año 2008 | | sobre reales 2008 | sobre imputados 2008 |
| | | Reales | Imputados | | |
| Retribución Actividad de Regasificación | 509.687.279 | 513.130.621 | 438.482.473 | -0,67% | 16,24% |
| Retribución de la Actividad de AASS | 67.877.396 | 61.291.075 | 55.576.208 | 10,75% | 22,13% |
| Retribución Actividad de Transporte | 703.318.404 | 643.618.199 | 604.402.626 | 9,28% | 16,37% |
| Retribución Actividad Distribución | 1.483.450.992 | 1.300.302.656 | 1.251.382.211 | 14,09% | 18,54% |
| Retribución Actividad de Gestión Técnica del Sistema | 11.312.294 | 10.821.000 | 10.821.000 | 4,54% | 4,54% |
| Retribución de la Comisión Nacional de Energía | 4.820.287 | 4.407.000 | 4.407.000 | 9,38% | 9,38% |
| Déficit - superávit de años anteriores | 71.140.880 | 106.740.000 | 106.740.000 | -33,35% | -33,35% |
| Ahorro y eficiencia energética | 57.000.000 | 57.000.000 | 57.000.000 | 0,00% | 0,00% |
| Total Sector Gasista | 2.908.607.532 | 2.697.310.551 | 2.528.811.518 | 7,83% | 15,02% |

Fuente: Informe de propuesta de retribución de las actividades reguladas del sector del gas para el año 2009 de la CNE, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE, en su sesión de 27 de noviembre de 2008, Memoria sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

* En la primera columna se muestran los costes reconocidos según la propuesta de la CNE para el año 2009, que se comparan con los costes reconocidos en 2008 ("reales") y con los que se imputaron en los peajes y cánones de 2008 ("imputados").

3. Ejercicio de suficiencia tarifaria, consistente en la comparación de la retribución propuesta para 2009 con la recaudación tarifaria que se obtendría considerando la previsión de demanda de 2009 y los valores de peajes y cánones vigentes en 2008 según la Orden ITC/3863/2007. Este ejercicio sirve para poner de manifiesto la variación necesaria en los peajes y cánones de 2009 para garantizar que los ingresos previstos a partir de los mismos sean suficientes, en su totalidad, para cubrir la retribución reconocida a las empresas para el mismo año, así como las desviaciones respecto de años anteriores. Como indica el cuadro siguiente, el incremento necesario asciende al 9,1%. Como se puede inferir del cuadro anterior este incremento necesario en los peajes y cánones de 2009 se debe, en parte, al hecho de que algunos costes de 2008 (169 millones de euros³) no fueron imputados en los peajes y cánones del mismo año.

³ La cuantía de 169 millones de euros corresponde a la diferencia entre el total de costes reconocidos en 2008 (2.697 millones de euros) y los costes imputados (2.528 millones de euros) a los peajes y cánones en el mismo año. Se observa que este valor es superior a los 71 millones de euros que se reconocen como

Cuadro 3. Incrementos necesarios a aplicar a los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007 para recuperar los costes previstos para el ejercicio 2009*.

| | Miles de € | c€/kWh demandado | % de variación |
|--|------------|---------------------|-------------------|
| Costes previstos año 2009 | 2.908.608 | 0,623 | |
| Ingresos previstos a los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007 | 2.664.874 | 0,570 | |
| Incrementos necesarios para obtener peajes y canones suficientes | 243.733 | 0,052 | 9,1% |

Fuente: CNE y Orden ITC/3863/2007

*La previsión de demanda considerada en este ejercicio es la que se muestra en el cuadro 1, que implica un crecimiento del 3,7% de la demanda convencional y un 0,2% de la demanda eléctrica.

En el ejercicio de sensibilidad que se ha realizado considerando el escenario más expansivo de la demanda de gas para generación eléctrica, proporcionado por las empresas distribuidoras, se obtiene que el porcentaje de incremento de peajes pasaría desde el 9,1% hasta el 8,3%, sin considerar el aumento en los costes reconocidos variables que esta mayor demanda generaría.

4. Cálculo del desalineamiento entre los peajes y cánones vigentes en 2008 y los costes subyacentes

- Cálculo de imputación de los costes previstos para 2009 a los distintos servicios de acceso de las instalaciones gasistas, que va en la dirección de corregir el desalineamiento entre peajes y costes subyacentes.
- Cálculo del incremento necesario de los peajes y cánones existentes para garantizar su suficiencia respecto de los costes imputados a los distintos servicios, que se muestra a continuación.

déficit en 2009, puesto que incluye también una cantidad de retribución que correspondería a instalaciones existentes con retribución todavía pendiente de reconocer.

Cuadro 4. Incrementos necesarios a aplicar a los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007 resultantes de aplicar el procedimiento de imputación de costes*.

| Actividad | Peaje | MWh | Coste imputado | | Facturación a peajes y cánones vigentes | | Incrementos necesarios |
|----------------------------|--------------------|---------------------------|------------------|--------------|---|--------------|------------------------|
| | | | Miles de € | cent €/kWh | Miles de € | cent €/kWh | % |
| Regasificación | Descarga de buques | 339.225.235 | 36.979 | 0,011 | 19.353 | 0,006 | 91,1% |
| | Regasificación (1) | 324.206.107 | 343.487 | 0,106 | 287.407 | 0,089 | 19,5% |
| | Carga en cisternas | 13.642.628 | 12.385 | 0,091 | 9.982 | 0,073 | 24,1% |
| | TOTAL | 337.848.735 | 392.851 | 0,116 | 316.743 | 0,094 | 24,0% |
| Almacenamiento subterráneo | | 29.536.510 ⁽²⁾ | 68.274 | 0,231 | 86.610 | 0,293 | -21,2% |
| Peajes de T y D | | 467.239.537 | 2.447.483 | 0,524 | 2.261.521 | 0,484 | 8,2% |
| TOTAL | | 467.239.537 | 2.908.608 | 0,623 | 2.664.874 | 0,570 | 9,1% |

Fuente: Orden ITC/3863/2007 y CNE

* Los costes incluidos en el cuadro incorporan las tasas aplicadas en concepto de retribución del GTS y de la CNE, según un reparto homogéneo.

Notas: (1) Incluye canon de almacenamiento de GNL
(2) MWh inyectados /extraídos

Los ajustes necesarios para reestablecer una imputación eficiente de los costes reconocidos a cada peaje/cánon son significativos, especialmente en los peajes de regasificación y en los del almacenamiento subterráneo (tal y como se explica de forma detallada en el apartado 3 del informe, a los peajes de regasificación se han imputado sólo los costes correspondientes a la capacidad actualmente utilizada, en torno al 75% del total instalado). Teniendo en cuenta que en el curso de 2009 entrará en funcionamiento el gasoducto de MEDGAZ y que a través del mismo una pluralidad de comercializadores tendrán acceso a gas canalizado y no sólo a GNL, se considera que las subidas propuestas en los peajes de regasificación no deberían tener un impacto negativo sobre la dinámica competitiva en el mercado.

En cualquier caso, si se considerara que suponen un cambio demasiado radical, estos ajustes en los peajes podrían introducirse de forma gradual, fraccionándose entre varios años, aún cuando sería recomendable proporcionar lo antes posible alguna señal sobre la necesidad de alinear peajes y costes subyacentes y evitar un

incremento uniforme de todos los peajes en 2009, como el aplicado en ejercicios tarifarios pasados.

En este informe se realiza además una propuesta de tarifa de último recurso (TUR) para el primer trimestre de 2009. Según el artículo 93 de la Ley 34/1998, en la redacción dada por la Ley 12/2007, la TUR es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores de último recurso a los consumidores con derecho a acogerse⁴ a la misma y su cálculo deberá incluir de forma aditiva los peajes de acceso que correspondan, el coste de la materia prima, los costes derivados de la seguridad de suministro y los costes de comercialización. Asimismo, este artículo establece, también, que la TUR se fijará de forma que no ocasione distorsiones en el mercado, permitiendo la competencia entre agentes.

En aras a estos principios, se propone una tarifa de último recurso aditiva en la cual se ha realizado una asignación de los costes de regasificación y almacenamiento a los usuarios que más contribuyen a generar los mismos. Como se muestra en el cuadro siguiente, la TUR aditiva propuesta sería superior en un 2,02% a la TUR actualmente vigente. Dicho aumento refleja, principalmente, el incremento en los peajes de acceso y en el coste de comercialización, puesto que el coste de la materia prima disminuye en casi un 2%, de acuerdo con la fórmula de actualización para dicho componente de coste que se establece en la Orden ITC/2857/2008.

⁴ Teniendo en cuenta la Disposición final tercera de la propuesta de Real Decreto por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, se ha calculado el consumo en la TUR como aquel correspondiente a consumidores que tienen derecho a la misma y que tienen un contrato con un comercializador de último recurso.

Cuadro 5. Tarifa de Último Recurso prevista para enero 2009 como resultado del ejercicio de aditividad.

| | Suministros con derecho a acogerse a la TUR | | TUR propuesta (c€/kWh) | | | | |
|------------|---|---------------|------------------------|---------------------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Nº clientes | GWh | Peaje T & D | Regasificación & Almacenamiento | Coste del gas | Gestión Comercial | TOTAL |
| TUR | 6.849.108 | 59.663 | 2,54937 | 0,18962 | 2,74410 | 0,17005 | 5,65314 |
| T.1 | 3.422.940 | 8.438 | 4,08243 | 0,17126 | 2,74410 | 0,17005 | 7,16785 |
| T.2 | 3.368.710 | 34.022 | 2,82468 | 0,19836 | 2,74410 | 0,17005 | 5,93719 |
| T.3 | 21.010 | 1.286 | 2,08782 | 0,16275 | 2,74410 | 0,17005 | 5,16472 |
| T.4 | 36.448 | 15.916 | 1,18532 | 0,18285 | 2,74410 | 0,17005 | 4,28232 |

| | Suministros con derecho a acogerse a la TUR | | TUR (c€/kWh) | | Diferencia: Propuesta vs Vigente | |
|------------|---|---------------|----------------|----------------|----------------------------------|--------------|
| | Nº clientes | GWh | Propuesta CNE | Vigente | c€/kWh | % |
| TUR | 6.849.108 | 59.663 | 5,65314 | 5,54130 | 0,11184 | 2,02% |
| T.1 | 3.422.940 | 8.438 | 7,16785 | 7,15555 | 0,01230 | 0,17% |
| T.2 | 3.368.710 | 34.022 | 5,93719 | 5,82516 | 0,11203 | 1,92% |
| T.3 | 21.010 | 1.286 | 5,16472 | 5,06952 | 0,09521 | 1,88% |
| T.4 | 36.448 | 15.916 | 4,28232 | 4,11677 | 0,16555 | 4,02% |

Fuente: CNE

Finalmente, en el informe se presentan una serie de propuestas complementarias de naturaleza cualitativa sobre:

- La introducción de señales de localización en las entradas al sistema.
- El aumento de la cantidad de capacidad de almacenamiento subterráneo que se asigne mediante procedimiento de subasta, con el objetivo de enviar a los comercializadores una señal económica que refleje la escasez actual de la capacidad de almacenamiento (esto no afectaría al nivel del peaje por el uso de la infraestructura que se ha calculado anteriormente, sino aportaría una prima sobre el mismo para poner en valor la capacidad de almacenamiento; dicha prima tendría carácter de coste liquidable y por tanto representaría un ingreso para el sistema regulado).
- La posible aceleración del calendario de eliminación de las tarifas de último recurso, mediante la supresión de la TUR para los niveles de consumo superior a 50.000 kWh/año, en línea con informes anteriores de la CNE.



- La redefinición de los peajes de tránsito internacional para fomentar el uso del centro de gravedad del sistema (AOC) como punto de compra-venta de gas natural.
- El establecimiento de un tablón de anuncios para la publicación de ofertas de capacidad como estímulo al desarrollo de un mercado secundario de capacidad.

3 PROPUESTA DE REVISIÓN DE PEAJES Y CÁNONES PARA 2009

3.1 *Previsión de la demanda de gas en 2009*

El 17 de julio de 2008 la CNE solicitó a las distintas empresas transportistas y distribuidoras y al Gestor Técnico del Sistema (GTS), información relativa al número de clientes, caudales y consumos, previstos para el cierre de 2008 y para 2009. Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, el 30 de septiembre de 2008, esta Comisión analizó la adecuación de la misma a la estructura de tarifas y peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNE, prestando especial atención a las previsiones realizadas para los clientes interrumpibles, las centrales térmicas y los ciclos combinados y solicitando, en su caso, la corrección de inconsistencias y erratas en la información remitida.

En lo que concierne a la demanda total prevista para cierre de 2008, desglosada en los dos componentes de demanda convencional y demanda para generación eléctrica, se pueden apreciar ligeras diferencias entre las previsiones realizadas por las empresas gasistas y las previsiones del GTS. De acuerdo con las primeras la demanda en 2008 alcanzaría unos 457.167 GWh, mientras que el GTS estima que el año se cierre con una demanda superior, de 457.838 GWh. Además, como se muestra en el cuadro siguiente, el GTS estima una demanda convencional superior y una demanda de gas para generación eléctrica inferior a la estimada por los otros agentes.

En cuanto a la demanda total prevista para 2009, también desglosada en los dos componentes de demanda convencional y demanda para generación eléctrica, se puede apreciar una diferencia sustancial entre las previsiones realizadas por los agentes en el mercado y las previsiones del GTS. De acuerdo con los primeros, la demanda en 2009 alcanzaría unos 493.857 GWh, registrando un aumento del 8% con respecto al cierre de 2008. Por otra parte, el GTS prevé una demanda de 447.439 GWh, que implicaría un descenso del 2,3% respecto a 2008. Tal y como se indica en el cuadro esta diferencia surge, en primer lugar, en relación con la existencia de una gran incertidumbre sobre el funcionamiento futuro de las centrales de ciclo combinado de gas, principalmente relacionado con la evolución económica y de la demanda de energía eléctrica, la

hidraulicidad, los precios relativos de gas y carbón en los mercados internacionales, la evolución de la cotización internacional de los derechos de emisión del CO₂, de la energía aportada por las instalaciones de régimen especial y con el hecho de que no se prevé la entrada de nuevos ciclos combinados en 2009. Mientras los agentes de mercado esperan una subida del 13,9% del consumo de gas en generación, el GTS prevé una reducción del 7,1%. En segundo lugar, se aprecia también cierta diferencia en la estimación del crecimiento de la demanda convencional, que oscila entre el 1,2% del GTS y el 3,7% de las empresas gasistas, debida posiblemente a la dificultad de valorar con precisión el impacto de la crisis económica en el momento en que realizaron las previsiones solicitadas por esta Comisión.

Cuadro 6. Escenario de demanda previsto por las empresas gasistas y por el GTS para el cierre de 2008 y 2009.

| GWh | Cierre 2008 | | Año 2009 | | Tasa de variación 2009 sobre el cierre de 2008 | |
|-----------------------------|-------------------|----------------|-------------------|----------------|--|--------------|
| | Empresas gasistas | GTS | Empresas gasistas | GTS | Empresas gasistas | GTS |
| Demanda convencional | 262.346 | 266.793 | 271.973 | 269.938 | 3,7% | 1,2% |
| Demanda eléctrica | 194.821 | 191.045 | 221.884 | 177.500 | 13,9% | -7,1% |
| TOTAL | 457.167 | 457.838 | 493.857 | 447.439 | 8,0% | -2,3% |

Fuente: Empresas gasistas, GTS y CNE

Frente a las importantes diferencias en las previsiones de demanda de gas para generación eléctrica, se han comparado de manera más detallada todos los escenarios de previsión del GTS y de las empresas con los elaborados por el Operador del Sistema Eléctrico (OS), solicitados por esta Comisión a efectos de la tarifa eléctrica de 2009. Del cuadro siguiente se desprende que OS estima un rango de variación de la demanda de gas para generación eléctrica para 2009 todavía mayor que el del GTS, que se sitúa entre 148.267 GWh y 195.267 GWh. En efecto, en su primer escenario el OS prevé una demanda de gas de 125.138 GWh, al suponer una precedencia de las centrales de carbón importado sobre las de ciclos combinados de gas, mientras en el segundo escenario prevé una demanda de 194.570 GWh, correspondiente al caso en que las centrales de ciclo combinado entran en el orden de mérito antes que las centrales de

carbón importado. Por su parte, la previsión de las empresas se sitúa muy por encima del escenario más alto del que utiliza el OS.

Cuadro 7. Escenarios de la demanda de gas natural y producción eléctrica de las centrales de ciclo combinado previstos para 2009 por los diferentes agentes.

| Fuente | Escenario | Demanda Gas Natural (MWh) | Producción Eléctrica ⁽¹⁾ (MWh) |
|--------------------|---|---------------------------|---|
| OS | BALANCE DIARIO (ÚLTIMOS 12 MESES) | 174.794.401 | 92.641.033 |
| | PREVISIÓN COBERTURA DE DEMANDA: 1ª HIPÓTESIS ⁽²⁾ | 125.137.736 | 66.323.000 |
| | PREVISIÓN COBERTURA DE DEMANDA: 2ª HIPÓTESIS | 194.569.811 | 103.122.000 |
| GTS ⁽³⁾ | ALTO | 195.267.000 | 103.491.510 |
| | MEDIO | 177.500.480 | 94.075.254 |
| | BAJO | 148.267.000 | 78.581.510 |
| EMPRESAS | | 220.085.698 | 116.645.420 |

Fuente: Empresas gasistas, CNE, GTS, OS y CNE

Notas:

(1) Factor de eficiencia del 53% en la producción eléctrica en ciclos combinados.

(2) 1ª Hipótesis: precios: 2,90 c€/termia gas natural, 1,30 c€/termia carbón internacional puesto en puerto. Supone una precedencia de las centrales de carbón importado sobre las de ciclo combinado de gas

2ª Hipótesis: precios 2,40 c€/termia gas natural, 1,30 c€/termia carbón internacional puesto en puerto. Supone precedencia de las centrales de ciclo combinado sobre las de carbón.

(3) Demanda de gas para generación eléctrica; incluye ciclos combinados y centrales térmicas.

Frente al amplio abanico de previsiones disponibles, y debiendo emplear una previsión central de demanda para 2009 a efectos de elaborar la propuesta tarifaria, se ha optado por una previsión de 467.240 GWh, que implica un crecimiento del 2,2% respecto de 2008, y se basa en la demanda convencional prevista por las empresas gasistas, por considerarse que tienen información más detallada sobre el comportamiento de estos

consumidores, y en el escenario alto de demanda de gas para generación eléctrica contemplado por el GTS, acorde con uno de los escenarios de cobertura de la demanda del Operador del Sistema Eléctrico. La evolución reciente de los futuros del carbón, del petróleo y del gas natural en los mercados internacionales indica que en 2009 quizás pueda considerarse más probable una coyuntura de precios del gas natural inferior a los del carbón, similar al que existe en la situación actual. En este sentido se ha considerado oportuno tomar como referencia el escenario alto del GTS, que es el que más se acerca a la segunda hipótesis del OS de precedencia de los ciclos combinados sobre el carbón en el despacho eléctrico y que implica un crecimiento casi nulo de la demanda en lugar de un descenso de la misma.

Cuadro 8. Escenario de demanda previsto para el cierre de 2008 y 2009.

| <i>GWh</i> | Cierre 2008 | Año 2009 | Tasa de variación 2009 sobre el cierre de 2008 |
|-----------------------------|----------------|----------------|--|
| Demanda convencional | 262.346 | 271.973 | 3,7% |
| Demanda eléctrica | 194.821 | 195.267 | 0,2% |
| TOTAL | 457.167 | 467.240 | 2,2% |

Fuente: Empresas gasistas, GTS y CNE

En cualquier caso, este ejercicio de previsión debe tomarse con extrema cautela, puesto que la incertidumbre sobre el impacto de la situación económica actual, que afecta tanto a la evolución esperada de la demanda convencional, como al consumo de gas para generación eléctrica, es especialmente elevada.

Por ello, se apunta un escenario de demanda más expansivo (el del crecimiento del 8% en la demanda eléctrica previsto por los agentes), aún cuando, como se comentará más adelante, es poco probable que pueda cambiar el incremento total de los peajes para 2009.

Sobre la base de la información solicitada a las empresas gasistas y al GTS, se ha desglosado la demanda total prevista entre las distintas categorías de consumidores conectados a las redes de transporte y distribución. Como se muestra en el cuadro

siguiente, casi el 50% de la demanda procede de los consumidores del grupo 1, que incluye las centrales de generación eléctrica y los grandes clientes industriales. Un 37% de la demanda corresponde al grupo 2 y tan sólo un 15% al grupo 3, que, por otra parte, es el más numeroso (más de 7 millones de clientes). La demanda prevista de gas como materia prima representa un 1% del total y corresponde a dos consumidores. En el cuadro se indican, además, los factores de carga de los distintos grupos de consumidores, que se han calculado a partir de la información sobre los caudales de consumo mensual solicitada a las empresas gasistas.

Cuadro 9. Escenario de demanda, nº de clientes y capacidad contratada, previsto para 2009.

| | Consumo (MWh) | Nº clientes | Capacidad contratada (kWh/día) | Factor de Carga (%) |
|----------------------|--------------------|------------------|--------------------------------|---------------------|
| Grupo 1 | 219.032.481 | 104 | 1.099.442.991 | 54,6% |
| Firme | 193.400.610 | 96 | 939.157.991 | 56,4% |
| Interrumpible (A+B) | 25.631.871 | 8 | 160.285.000 | 43,8% |
| Grupo 2 | 172.917.195 | 4.807 | 688.021.191 | 68,9% |
| Firme | 163.973.876 | 3.849 | 642.531.979 | 69,9% |
| Interrumpible (A+B) | 4.077.470 | 6 | 12.102.000 | 92,3% |
| Art. 9 ECO/32/2004 | 4.865.849 | 952 | 33.387.212 | 39,9% |
| Grupo 3 | 70.604.245 | 7.073.305 | 523.370.769 | 37,0% |
| Materia Prima | 4.685.617 | 2 | 19.500.000 | 65,8% |
| TOTAL | 467.239.537 | 7.078.218 | 2.330.334.952 | 54,9% |

Fuente: Empresas gasistas y CNE

Nota: el art.9 ECO/32/2004 se refiere al peaje 2.bis.

Se subraya que las variables de facturación y asignación de costes, esto es el número de clientes, el nivel de consumo, los factores de carga por grupos de consumidores, son previsiones obtenidas de información solicitada al GTS y a las empresas del sector. Dichas variables condicionan necesariamente el ejercicio de asignación de costes propuesto en este informe.

Finalmente, sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas se ha estimado el grado de utilización en 2009 de las instalaciones de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo. En particular, para calcular las necesidades previstas de regasificación se ha considerado la suma de la demanda total y de las mermas del sistema de transporte. Estas variables también son previsiones y afectan directamente al ejercicio de imputación de costes reconocidos entre los distintos peajes y cánones.

Cuadro 10. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2009.

| | | |
|------------------------------|---------------------------------|---|
| | Caudal (MWh/día)/mes | GWh regasificados |
| Regasificación | 1.399.055 | 324.206 |
| | Nº de buques | GWh descargados de buques |
| Descarga de buques | 479 | 339.225 |
| | Caudal (MWh/día)/mes | GWh cargados en cisternas |
| Carga en cisternas | 37.896 | 13.643 |
| | | Volumen de gas almacenado (GWh) en exceso sobre el almacenamiento operativo incluido en el peaje de regasificación |
| Almacenamiento de GNL | | 904.007 |
| | Capacidad contratada GWh | GWh Inyectados/Extraídos |
| Almacenamiento de GN | 28.069 | 29.537 |

Fuente: Empresas gasistas, GTS y CNE

3.2 Previsión de costes reconocidos a las empresas gasistas

Esta Comisión ha elaborado un informe sobre propuesta de retribución para el año 2009 de las actividades reguladas de transporte, almacenamiento subterráneo y distribución de gas, a efecto de la determinación de los peajes y cánones .

Según dicha propuesta, aprobada por el Consejo de Administración en su sesión del 27 de noviembre de 2008, se prevé que los costes reconocidos para las actividades reguladas gasistas alcancen para 2009 un valor total de unos 2.908 millones de euros, que representa un incremento de casi el 8% respecto del total de los coste reconocidos en 2008 y un incremento mayor, del 15%, respecto de los costes que efectivamente se imputaron en los peajes vigentes. Esta diferencia se explica, en parte, por la existencia de un déficit en concepto de costes reconocidos pendientes de recaudación (entre 2002 y 2008 este se ha reducido en un 33% y representa poco más del 2% del total reconocido en 2009) y, en parte, por la existencia de un porcentaje de instalaciones existentes sin retribución reconocida (éstas han aumentado en torno a un 27% desde 2008 a 2009, y representan alrededor del 5% del total presupuestado para 2009)⁵.

⁵ Para una explicación detallada de estos aspectos se remite al Informe de la CNE sobre propuesta de retribución para el año 2009 de las actividades reguladas de transporte, almacenamiento subterráneo y distribución de gas, a efecto de la determinación de los peajes y cánones.

Cuadro 11. Escenario de costes previstos para 2009 (€).

| Concepto | Año | | | Tasa de variación 2009/2008 | |
|---|----------------------|---------------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------|
| | 2009 | Propuesta de Ordenes - Año 2008 | | sobre reales 2008 | sobre imputados 2008 |
| | | Reales | Imputados | | |
| Retribución Actividad de Regasificación | 509.687.279 | 513.130.621 | 438.482.473 | -0,67% | 16,24% |
| Infraestructuras Terrestres y Marítimas | 36.764.382 | | | | |
| Tanques | 212.024.715 | | | | |
| Vaporizadores | 250.675.746 | | | | |
| Cargaderos de cisternas | 5.801.200 | | | | |
| Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación | 4.421.236 | | | | |
| Retribución de la Actividad de AASS | 67.877.396 | 61.291.075 | 55.576.208 | 10,75% | 22,13% |
| Retribución Actividad de Transporte | 703.318.404 | 643.618.199 | 604.402.626 | 9,28% | 16,37% |
| Transporte Primario | 636.622.006 | | | | |
| Transporte Secundario | 43.190.936 | | | | |
| Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación | 23.505.462 | | | | |
| Retribución Actividad Distribución | 1.483.450.992 | 1.300.302.656 | 1.251.382.211 | 14,09% | 18,54% |
| Retribución Actividad de Distribución | 1.455.426.378 | 1.202.461.766 | 1.202.461.766 | 21,04% | 21,04% |
| Retribución Específica de Distribución (Antenas conexión y sustitución de PS) | 28.024.614 | 97.840.890 | 48.920.445 | -71,36% | -42,71% |
| Retribución Actividad de Gestión Técnica del Sistema | 11.312.294 | 10.821.000 | 10.821.000 | 4,54% | 4,54% |
| Retribución de la Comisión Nacional de Energía | 4.820.287 | 4.407.000 | 4.407.000 | 9,38% | 9,38% |
| Déficit - superávit de años anteriores | 71.140.880 | 106.740.000 | 106.740.000 | -33,35% | -33,35% |
| Ahorro y eficiencia energética | 57.000.000 | 57.000.000 | 57.000.000 | 0,00% | 0,00% |
| Total Sector Gasista | 2.908.607.532 | 2.697.310.551 | 2.528.811.518 | 7,83% | 15,02% |

Fuente: CNE y Memoria sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Cabe destacar el significativo incremento en valor absoluto, para el año 2009, en la actividad de transporte, debido a la aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 326/2008 sobre el cómputo y cobro de la retribución, junto con el importante número de las nuevas instalaciones de transporte puestas, o, previstas poner en servicio en el año 2009; y en la actividad de distribución, por las previsiones de incremento de ventas y por la aplicación del apartado 3 de la Disposición final 2ª de la Orden ITC/3863/2007, que modifica la Orden ITC/3993/2006, sobre la aplicación del IPH con valores reales, una vez conocido su valor.

En lo que concierne a los costes reconocidos a la actividad de regasificación en 2009 se observa que su cuantía se reduce en un 0,67% si se compara con los costes reconocidos en 2008. Por otra parte, dado que los costes imputados en los peajes de 2008 fueron inferiores a los costes reconocidos en el mismo año, resulta que una parte relevante de los costes de regasificación de 2009 (unos 510 millones en total) se debe a esta menor

imputación (en torno a 75 millones, resultante de la diferencia entre costes reconocidos en 2008 y costes imputados a los peajes del mismo año).

Se señala que la retribución propuesta tiene carácter provisional, debido, en primer lugar, al hecho de que se han incluido valores unitarios de referencia provisionales de los costes de inversión y de los costes de operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones de transporte puestas en marcha con posterioridad al 1 de enero de 2008 (esta Comisión está realizando los trabajos oportunos para revisar estos valores). En segundo lugar, y como consecuencia de la situación económica prevista, se espera una reducción de los indicadores de precios que realmente se utilizarán a finales de año para actualizar los valores unitarios de inversión, costes de O&M y variables. En la propuesta de costes reconocidos se ha incluido la actualización de estos indicadores hasta septiembre de 2008.

3.3 Ejercicio de suficiencia tarifaria

Sobre la base de la previsión de demanda de 467.240 GWh para 2009 y del desglose de la misma entre distintos grupos tarifarios, se ha calculado la recaudación que se obtendría en 2009 aplicando los peajes y cánones establecidos en la Orden ITC/3863/2007. Dicha recaudación se ha comparado con los costes reconocidos según la propuesta de retribución de 2009⁶.

La comparación entre los ingresos previstos a los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007 y los costes previstos para el año 2009 pone en evidencia la necesidad de un incremento medio del 9,1% de los peajes y cánones para asegurar que los ingresos previstos en 2009 cubran los costes reconocidos en el mismo año y las desviaciones de años anteriores de acuerdo con la propuesta provisional de la CNE para 2009.

⁶ Informe de la CNE sobre propuesta de retribución para el año 2009 de las actividades reguladas de transporte, almacenamiento subterráneo y distribución de gas, a efecto de la determinación de los peajes y cánones.

Cuadro 12. Incrementos necesarios para obtener peajes y cánones suficientes considerando los costes previstos para el año 2009 (€).

| | Miles de € | c€/kWh demandado | % de variación |
|--|----------------|---------------------|-------------------|
| Costes previstos año 2009 | 2.908.608 | 0,623 | |
| Ingresos previstos a los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007 | 2.664.874 | 0,570 | |
| Incrementos necesarios para obtener peajes y cánones suficientes | 243.733 | 0,052 | 9,1% |

Fuente: CNE y Orden ITC/3863/2007

Como ejercicio de sensibilidad se ha considerado el escenario más expansivo de la demanda de gas para generación eléctrica, proporcionado por las empresas distribuidoras, según las cuales la demanda eléctrica aumentaría en un 13,9% y la demanda total un 8%. A partir de este escenario se ha obtenido el resultado de que el porcentaje de incremento de peajes pasaría desde el 9,1% hasta el 8,3%, sin considerar el aumento en los costes reconocidos variables que esta mayor demanda generaría.

3.4 Propuesta de revisión de peajes y cánones para 2009

Como punto de partida fundamental para el establecimiento de una metodología tarifaria que proporcione señales de eficiencia asignativa es necesario imputar el total de los costes reconocidos a los distintos peajes de forma que cada uno de ellos refleje el coste del servicio que proporciona, asegurando, en este sentido, que cada consumidor paga por los costes que causa al sistema y fomentando así una utilización eficiente de las infraestructuras. Como se ha indicado anteriormente, la actualización de peajes y cánones se ha realizado hasta la fecha de manera poco transparente en cuanto a la imputación de los costes a los distintos servicios que ofrecen las instalaciones gasistas. En el primer ejercicio de previsión de 2002 esta CNE constataba cierta correspondencia entre costes e ingresos por distintos peajes y cánones. Sin embargo, en los ejercicios posteriores se han registrado desvíos 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, en general, hasta la fecha, las mismas variaciones anuales entre los peajes y cánones⁷.

Se trata, por lo tanto, de ir estableciendo una metodología más transparente, indicando criterios de imputación de costes objetivos, que tengan, además, en cuenta el impacto sobre la competencia en el mercado gasista.

Una vez determinados los diferentes niveles retributivos que corresponden a cada servicio, y estimadas las variables de reparto, son necesarios determinados criterios de asignación de cada uno de los costes, con el fin de obtener el componente de coste asignado a cada grupo de consumidores.

Sin embargo, no se dispone todavía de información suficientemente procesada y validada para poder verificar la bondad de los actuales umbrales de presión y consumo que definen cada categoría de consumidores y la retribución asignada, y poder realizar una asignación de los costes entre dichas categorías que tenga en cuenta, por ejemplo, su factor de carga y participación en la demanda punta como inductores de costes. Asimismo, no se puede realizar una clasificación fiable de los costes de las distintas actividades entre fijos y variables para poder reflejar dicha separación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de los distintos grupos tarifarios vigentes.

Por lo tanto, la propuesta de revisión que se presenta a continuación mantiene el modelo de peajes vigentes en cuanto a la tipología de peajes y cánones y la estructura de los términos fijos y variables.

No obstante, el presente informe, teniendo en cuenta la información actualmente disponible, realiza una imputación de costes a cada peaje/canon, indicando la tasa media de incremento o reducción necesaria respecto de los valores actuales para que cada servicio recaude los costes imputados al mismo.

⁷ Véanse los informes de la CNE 3/2003, 1/2004, 1/2005, 27/2005, 34/2006, y 37/2007.

Se precisa que, a efectos del ejercicio de imputación, los costes de las distintas actividades son los que se muestran en el cuadro siguiente, que tienen en cuenta el reparto homogéneo de las cuotas de la CNE y del GTS entre los distintos conceptos de costes reconocidos.

Cuadro 13. Costes a recuperar mediante los peajes y cánones una vez distribuida la tasa de la CNE y la cuota del GTS entre los diferentes conceptos de costes (€).

| Concepto | € |
|--|----------------------|
| Retribución Actividad de Regasificación | 512.661.801 |
| Infraestructuras Terrestres y Marítimas | 36.978.938 |
| Tanques | 213.262.086 |
| Vaporizadores | 252.138.683 |
| Cargaderos de cisternas | 5.835.055 |
| Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación | 4.447.038 |
| Retribución de la Actividad de AASS | 68.273.526 |
| Retribución Actividad de Transporte | 707.422.952 |
| Transporte Primario | 640.337.315 |
| Transporte Secundario | 43.442.997 |
| Retribución Financiera Gas Talón/Gas Operación | 23.642.640 |
| Retribución Actividad de Distribución | 1.492.108.373 |
| Retribución Actividad de Distribución | 1.463.920.208 |
| Retribución Específica de Distribución (Antenas conexión y sustitución de PS) | 28.188.165 |
| Déficit - superávit (2002 - 2007) | 71.140.880 |
| Ahorro y eficiencia energética | 57.000.000 |
| Total Sector Gasista | 2.908.607.532 |

Fuente: CNE

3.4.1 Costes de regasificación

La estructura actual de peajes y cánones fue establecida en 2002, sobre la base del reparto de costes que entonces existía entre las distintas actividades reguladas. Entre 2002 y 2008 se han realizado fuertes inversiones, especialmente en capacidad de regasificación, en el marco de un sistema de planificación obligatoria orientado a

garantizar la seguridad de suministro según criterios estrictos⁸. Con el principal objetivo de fomentar la competencia y no perjudicar a nuevos entrantes que tan solo podrían abastecerse de GNL⁹, hasta la fecha estos costes se ido repartiendo entre todos los usuarios del sistema, mediante una actualización uniforme de todos los peajes y cánones (en 2008 estos se revisaron a la alza con una tasa de variación en torno al 6%).

Por otra parte, la existencia de peajes de regasificación inferiores a los costes subyacentes¹⁰ está contribuyendo a una utilización ineficiente de las plantas de regasificación. En términos generales, la carencia de almacenamiento subterráneo junto con el nivel de los peajes de regasificación vigentes llevan en la actualidad a una sobrecontratación de la capacidad de regasificación por parte de los comercializadores, dirigida a disponer de almacenamiento en los tanques de GNL, lo que, a su vez genera congestiones y obliga al retraso de las descargas o al desvío de buques por parte del GTS.

A efecto de que los peajes envíen una señal económica de eficiencia, se propone que los peajes de regasificación de 2009 reflejen de manera más ajustada los costes de esta actividad. A este fin cabe, ante todo, reconocer que las plantas de regasificación realmente prestan dos servicios diferenciados: (1) proporcionar capacidad de entrada a los agentes que la contratan y (2) aportar seguridad de suministro al sistema, relacionada con la capacidad excedentaria de regasificación que se viene estableciendo en la planificación obligatoria. El coste asociado al primer servicio es el que se propone incorporar en el peaje de regasificación, mientras el segundo, ligado a la seguridad de

⁸ Por ejemplo, el requisito de que la capacidad global de entrada al sistema sea suficiente para garantizar la cobertura, en caso de fallo total de una cualquiera de las entradas, del 100% de la demanda convencional y de un mínimo del 90% de los ciclos combinados.

⁹ En el informe de la CNE sobre la propuesta de Orden ITC de peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasista de 2008 se señalaba que la recuperación de los costes totales de la actividad de regasificación con cargo a los peajes aplicables a dicha actividad pudiera tener efectos no deseables sobre la competencia del mercado, dado que, a igualdad del coste de la materia prima, proporcionaría a los comercializadores que se abastecen a través del gaseoducto del Magreb una ventaja competitiva respecto del resto. Asimismo, se comentaba que, dado que las plantas de GNL incrementan la seguridad del abastecimiento, incluso de los clientes abastecidos mediante gaseoducto, pudiera ser razonable que parte de los costes de la actividad de regasificación fueran recuperados mediante los peajes del resto de las actividades.

¹⁰ En el informe de la CNE sobre la propuesta de Orden ITC de peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas de 2008 se observaba que los ingresos resultantes de los peajes de regasificación sólo permitían recuperar entre el 53.% y el 62% de los costes totales de dicha actividad, siendo el resto de los costes financiados por los peajes de las actividades de almacenamiento y de transporte y distribución.

suministro, se repartiría entre todos los usuarios del sistema a través de los peajes de transporte y distribución.

Para realizar dicha imputación diferenciada de costes, se incluye una previsión del coste de regasificación sin incluir el “servicio” de seguridad de suministro. Según el cálculo realizado por la CNE, que tiene en cuenta que la capacidad de regasificación contratada en enero de 2009 asciende al 74,5%¹¹, el coste que se debería imputar a la totalidad de los peajes de regasificación en 2009 ascendería a unos 393 millones de euros. Dicho valor resulta de aplicar el porcentaje de 74,5% al coste de 350 millones de euros correspondiente a los tanques (incluida la retribución financiera del gas talón y de operación) y a la vaporización. Esto se justifica por considerar que solo estas instalaciones pueden estar sobredimensionadas por razones de seguridad de suministro. Las demás instalaciones, que incluyen las infraestructuras terrestres y marítimas y los cargaderos de cisternas, tienen un tamaño que es independiente de la capacidad de emisión de la planta y por tanto no sería razonable considerar que una parte de las mismas representa capacidad en exceso que contribuye a la seguridad del sistema. Se señala que el referido porcentaje se revisaría anualmente para reflejar el grado de utilización de las plantas, implicando que el coste imputado a los peajes de regasificación tendería a aumentar a medida en que vaya reduciéndose el exceso de capacidad.

Al no existir un peaje de regasificación conjunto, sino una variedad de servicios asociados, surge la complejidad de cómo asignar los costes de los distintos activos de las plantas de regasificación (infraestructuras terrestres y marítimas, tanques, vaporizadores, cargaderos de cisternas, retribución financiera del gas talón y del gas operación) a los distintos servicios y relativos peajes. En particular, es especialmente complejo imputar el coste de los tanques a los distintos servicios de regasificación, carga en cisterna y almacenamiento de GNL, puesto que todos estos servicios utilizan los tanques en alguna medida. Por lo tanto, y teniendo en consideración la información remitida por las empresas a esta Comisión, se ha optado por repartir la retribución de dichas instalaciones entre los peajes de regasificación y carga en cisternas, mientras el coste de las

¹¹ Véase el apartado 5.1.3 para más detalles sobre la capacidad contratada en las plantas de regasificación. Para evaluar la misma, se ha tomado, como mes de referencia, el mes de enero de 2009, ya que al corresponder con uno de los meses de mayor consumo de gas, permite evaluar las posibles restricciones en el sistema, que pueden no manifestarse si se analiza la capacidad disponible en los meses de verano.

infraestructuras terrestres y marítimas se imputa en su totalidad a la descarga de buques y el de los cargaderos de cisternas a la carga de cisternas. Este reparto podrá, en su caso, revisarse en la próxima revisión anual, tras analizar la información auditada que proporcionen las empresas.

En el cuadro siguiente se muestran los supuestos adoptados y sus implicaciones sobre el nivel de los peajes existentes.

Cuadro 14. Incrementos necesarios a aplicar al peaje de descarga de buques, al peaje de regasificación, carga en cisternas y al canon de almacenamiento de GNL considerando el escenario de imputación de costes de la CNE. (€)*.

Retribución actividades reguladas (Miles de €)

| Infraestructuras Terrestres y Marítimas | Tanques (1) (2) | Vaporizadores (2) | Cargaderos de cisternas | TOTAL |
|---|-----------------|-------------------|-------------------------|----------------|
| 36.979 | 162.193 | 187.843 | 5.835 | 392.851 |

Peajes y Cánones

| Peaje | MWh | Coste imputado | | Facturación a peajes y cánones vigentes | | Incrementos necesarios |
|--------------------|--------------------|----------------|--------------|---|--------------|------------------------|
| | | Miles de € | cent €/kWh | € | cent €/kWh | % |
| Descarga de buques | 339.225.235 | 36.979 | 0,011 | 19.353 | 0,006 | 91,1% |
| Regasificación (3) | 324.206.107 | 343.487 | 0,106 | 287.407 | 0,089 | 19,5% |
| Carga en cisternas | 13.642.628 | 12.385 | 0,091 | 9.982 | 0,073 | 24,1% |
| TOTAL | 337.848.735 | 392.851 | 0,116 | 316.743 | 0,094 | 24,0% |

Fuente: CNE

*El coste a imputar procede del Cuadro 13.

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

(2) Sólo el 74,50% se recupera mediante la actividad de regasificación, el resto mediante los peajes de transporte y distribución

(3) Incluye canon de almacenamiento de GNL

Para cubrir la totalidad de los costes de regasificación referidos a la capacidad utilizada, los peajes de regasificación que se establezcan para 2009 deberían, en su conjunto, aumentar en un 24% respecto de los peajes de regasificación vigentes. Este incremento se explica, en gran parte, por el hecho de que la estructura de los peajes vigentes no recoge todo el coste de la regasificación, y en medida menor por el incremento de costes reconocidos en 2009. Asimismo, con el objetivo de asegurar que cada servicio específico refleje su propio coste, se propone un reajuste de la imputación de costes entre los

distintos servicios de regasificación, debiendo aumentar especialmente el precio del servicio de descarga de buque. Este aspecto, conjuntamente a la introducción de una diferenciación del peaje de descarga de buques, puede contribuir a proporcionar señales económicas a los agentes para una localización más eficiente de las entradas de gas al sistema (para una discusión más detallada sobre este tema véase el apartado 5.1).

Un escenario intermedio entre el resultante del mero incremento uniforme de los peajes de regasificación y el incremento derivado del ejercicio aquí presentado implicaría un ajuste más gradual para los usuarios actuales, pero proporcionaría señales de menor eficiencia. En cualquier caso, se debería indicar una directriz de cambio coherente con los criterios de imputación propuestos por la CNE.

3.4.2 Coste del almacenamiento subterráneo

Según la propuesta de retribución de la CNE, el coste reconocido en 2009 en concepto de almacenamiento subterráneo ascendería a 68 millones de euros. Por otra parte, la facturación a precios vigentes implicaría una recaudación de 87 millones de euros, superior a los costes reconocidos, derivado del aumento homogéneo trasladado anualmente a dicho peaje, a pesar de que han aumentado en un porcentaje inferior las instalaciones a remunerar. Dado que en 2009 no se prevé una reducción del coste de los almacenamiento y teniendo en cuenta el impacto de las variables de facturación en el ejercicio analizado, esta situación evidencia que los cánones correspondientes están recaudando más que los costes. La suficiencia de ingresos del sistema se estaría obteniendo a costa de señales de ineficiencia. Para corregir este problema y asegurar que el precio del servicio de almacenamiento subterráneo refleja su coste se requeriría una reducción del peaje del 21,2%, como se muestra en el cuadro siguiente. De nuevo, en aras a implementar una transición gradual, un escenario intermedio entre el resultado directo de la imputación eficiente de los costes, y el escenario derivado de un incremento uniforme sería posible, a condición de que se deje clara la dirección de cambio a seguir.

Cuadro 15. Incrementos necesarios a aplicar al canon de almacenamiento subterráneo*.

| Canon | MWh inyectados /extraídos | Coste imputado | | Facturación al canon vigente | | Incremento necesario |
|----------------------------|---------------------------|----------------|------------|------------------------------|------------|----------------------|
| | | Miles de € | cent €/kWh | € | cent €/kWh | % |
| Almacenamiento subterráneo | 29.536.510 | 68.274 | 0,231 | 86.610 | 0,293 | -21,2% |

Fuente: CNE

*El coste a imputar procede del Cuadro 13.

Dada la situación actual de escasez de la capacidad de almacenamiento subterráneo en España, podría considerarse que una reducción del correspondiente peaje no envía señales económicas adecuadas a medio plazo a los usuarios. A este respecto es importante precisar que, al tratarse de una actividad que se desarrolla en principio en un contexto de planificación y retribución regulada, el precio de la misma tan sólo refleja el coste del uso de las instalaciones y no es necesario que sirva de señal para inducir nuevas inversiones. Por otra parte, dada la posibilidad de que nuevas instalaciones puedan construirse fuera del régimen regulado, podría ser importante disponer de una señal sobre el valor de mercado del almacenamiento subterráneo, que por otra parte no debería obtenerse mediante un incremento discrecional del peaje regulado. A este fin, en el apartado 5.2 se propone la realización de una subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo de alcance más amplio respecto de la que ha venido realizándose hasta la fecha. Se señala que la prima resultante de esta subasta conllevaría más ingresos para el sistema regulado.

3.4.3 Costes de transporte y distribución

En la estructura tarifaria vigente existe un peaje conjunto para los servicios de transporte y distribución, a pesar de que el sistema retributivo distingue claramente entre la retribución de la actividad de transporte (primario y secundario) y la actividad de distribución. Esta característica de diseño, que se justificaba en un principio para impulsar el desarrollo homogéneo de la distribución de gas, ha perdido en la actualidad su razón de ser y está originando ineficiencias y distorsiones importantes.

En primer lugar, los consumidores que se abastecen directamente desde las redes de transporte están obligados a pagar un término de conducción que incorpora el coste de instalaciones de distribución que no utilizan, mientras los consumidores conectados a las redes de distribución reciben no soportan el coste íntegro del servicio que utilizan.

En segundo lugar, este peaje conjunto ha supuesto hasta la fecha unos flujos económicos significativos para el sistema de liquidaciones, puesto que los transportistas han recaudado anualmente unos ingresos en concepto de peajes en general inferiores a los reconocidos, mientras lo contrario ha sucedido con los distribuidores.

A esta situación se ha añadido la imputación del coste de regasificación a cargo de este peaje, tal y como se ha mencionado anteriormente.

Sería, por lo tanto, necesario establecer unos peajes separados para las actividades de transporte, primario y secundario, y de distribución (así lo han indicado claramente la gran mayoría de los participantes en el proceso de consulta pública sobre la metodología de tarifas de gas, realizada en febrero-marzo de 2008¹²). Cada uno de estos peajes debería establecerse con objeto de reflejar los costes en los que se incurre para prestar el servicio correspondiente, asegurando además que la recaudación sea suficiente para satisfacer la retribución reconocida. Esta modificación permitiría además minimizar los flujos económicos en el sistema de liquidaciones.

En la actualidad la CNE no dispone todavía de toda la información necesaria para realizar una propuesta cuantitativa en este sentido. En particular, se desconocen con precisión: (1) El coste que se debería de imputar a los consumidores de los grupos 2 y 3 por el uso de las instalaciones de un nivel superior, (2) el reparto de los costes de la actividad de distribución por nivel de presión, y (3) el coste que se debería de imputar a los consumidores del grupo 3 por el uso de las instalaciones de distribución de un nivel superior. Una vez realizados estos cálculos y en ocasión de la próxima revisión de peajes

¹² Véase “Consulta pública de la Comisión Nacional de Energía sobre la metodología para el establecimiento de peajes y cánones de acceso a las redes y tarifas de último recurso en el sector de gas natural” en www.cne.es.

se considera oportuno realizar una propuesta de peajes de transporte y distribución separados.

Por lo tanto, se ha mantenido la estructura existente del peaje conjunto de transporte y distribución y se ha imputado al mismo el coste total de 2.447 millones de euros de la propuesta de retribución de 2009, que incluye, además de los costes reconocidos de transporte y distribución, el coste de seguridad del suministro procedente del exceso de capacidad de regasificación (se ha imputado un mínimo del 25,5% del coste de tanques, vaporizadores y retribución financiera de gas talón y de operación) y de unos costes de carácter general (déficit de años anteriores y ahorro y eficiencia energética) que es razonable asignar directamente a los usuarios finales.

Cuadro 16. Incrementos necesarios a aplicar a los peajes de Transporte y Distribución considerando el escenario de imputación de costes de la CNE. (€)*.

Retribución actividades reguladas (Miles de €)

| Transporte (4) | Distribución | Retribución Específica de Distribución | Déficit - superávit de años anteriores | Ahorro y eficiencia energética | Seguridad del suministro (5) | TOTAL |
|----------------|--------------|--|--|--------------------------------|------------------------------|------------------|
| 707.423 | 1.463.920 | 28.188 | 71.141 | 57.000 | 119.811 | 2.447.483 |

Peajes y Cánones

| Peaje | MWh | Coste imputado | | Facturación a peajes vigentes | | Incrementos necesarios |
|----------------|-------------|----------------|------------|-------------------------------|------------|------------------------|
| | | Miles de € | cent €/kWh | € | cent €/kWh | % |
| Peaje de T & D | 467.239.537 | 2.447.483 | 0,524 | 2.261.521 | 0,484 | 8,2% |

Fuente: CNE

*El coste a imputar procede del Cuadro 11.

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

(2) Incluye el 25,5% de la retribución de los Tanques y Vaporizadores

Mediante la facturación a los peajes vigentes se obtendrían unos ingresos inferiores a los costes reconocidos en concepto de transporte, distribución y otros costes para 2009, y por tanto dichos precios deberían aumentar en media en un 8,2%. Se señala que no todo el incremento se debe a la necesidad de recuperar los costes adicionales que se han incluido, sino que se trata de recuperar también un aumento importante de los costes reconocidos en 2009 para las propias actividades de transporte y distribución, tal y como se muestra en el cuadro 13 de costes previstos para 2009.

4 PROPUESTA DE REVISIÓN DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO (TUR) PARA EL PRIMER TRIMESTRE DE 2009

El artículo 93 de la Ley 34/1998, en la redacción dada por la Ley 12/2007, define la tarifa de último recurso como el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores, que hayan sido designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo a la normativa vigente para esta tarifa, tengan derecho a acogerse a la misma.

Este artículo establece que la TUR será única en todo el territorio español sin perjuicio de sus especialidades por niveles de presión y volumen de consumo y que será el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, el que dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de la TUR o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

Además se determina que el sistema de cálculo de la TUR deberá incluir de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro, y deberá fijarse de forma que no ocasione distorsiones en el mercado.

En relación al coste de la materia prima, se habilita al Ministro de Industria, Comercio y Turismo a establecer un mecanismo de subasta que permita fijar el coste de la materia prima (CMP) para el cálculo de la TUR, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En este apartado del informe se presenta una propuesta de revisión de la TUR para el primer trimestre de 2009 que tiene en cuenta sus principales características según la normativa vigente, proponiendo en particular una modificación de la estructura actual para garantizar la aditividad de las componentes de la TUR y evitar así que pueda distorsionar la competencia en el mercado. El ejercicio realizado se inspira en la metodología empleada en el Informe que la CNE realizó en cumplimiento del *“Mandato trigesimo*

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” de fecha 4 de mayo de 2006.

4.1 Coste de la materia prima

Como ya se puso de manifiesto en el Informe 36/2007 de esta Comisión, para determinar el coste del gas se dispone básicamente de dos métodos cuyas ventajas e inconvenientes ya fueron puestas de manifiesto en el citado informe:

- (i) Mediante una fórmula que establezca de forma transparente (o por lo menos conocida por esta Comisión) un determinado mix de gas (canalizado, GNL de corto y largo plazo¹³) y un mecanismo de indexación/actualización relacionado con la variación de los precios de productos derivados del petróleo y otros factores.
- (ii) Mediante la celebración de subastas públicas a través de las cuales los comercializadores de último recurso adquieran una parte de las cantidades destinadas al suministro de último recurso.

En cualquier caso, e independientemente del mecanismo adoptado para establecer el coste del gas que debe ser imputado a la tarifa de último recurso, sería necesario tener acceso a la información tanto de los costes de aprovisionamiento de gas de los comercializadores como del resto de costes.

La normativa vigente no establece ninguno de los dos sistemas. El mecanismo establecido mediante la Orden ITC/2857/2008 para la actualización del término variable de la TUR para cada nivel de consumo está basado en una fórmula que refleja la evolución de los precios de los derivados del petróleo, pero no es transparente en cuanto a la determinación del coste de la materia prima subyacente.

¹³ El aprovisionamiento de gas a España se realiza todavía en su mayor parte mediante contratos de largo plazo. El mercado spot o de corto plazo de GNL no es todavía suficientemente líquido y no ofrece indicadores de precio fiables. Por lo tanto, los importadores de gas en España tienden a recurrir esencialmente a contratos de largo plazo para suministrar los consumidores finales en España, recurriendo a contratos spot o de corto plazo tan sólo de forma marginal, para cubrir variaciones en la demanda y para realizar operaciones de trading.

En la Memoria que acompañaba a la propuesta de orden se indicaba la necesidad de la revisión debido a que la fórmula entonces vigente no recogía adecuadamente el cambio de la situación de los mercados y se decía que *“para estimar el coste del gas se ha considerado que una parte del suministro proviene de contratos a largo plazo, con una flexibilidad limitada, mientras que el resto correspondería a aprovisionamientos a corto plazo”*. Sin embargo, en la Memoria no se aportaba información sobre la cesta de aprovisionamientos considerada para el mercado de último recurso (en particular el reparto entre contratos a corto y largo plazo), ni sobre la estimación de coste del gas para el cuarto trimestre.

No obstante, es posible calcular en 2,789578 c€/kWh el coste del gas implícito en la tarifa de último recurso para el cuarto trimestre de 2008 a partir de la fórmula establecida en el punto 5 del artículo segundo de la Orden ITC/2857/2008 (este valor supone un aumento del 27,2% respecto del coste considerado en enero y un 15,2% respecto del coste del gas implícito¹⁴ en las tarifas publicadas en la Resolución de 3 de julio de 2008).

El cálculo de un valor actualizado del coste del gas a efecto de su incorporación en la propuesta de TUR para el primer trimestre de 2009 no es sencillo a partir de la citada Orden. A diferencia de otras revisiones trimestrales, que están destinadas a recoger las variaciones del coste de la materia prima (cuando supere el 1%), en la revisión de enero la actualización del coste del gas se solapa con la de peajes y cánones. Esto implica que el “incremento del término variable” según la fórmula establecida en la Orden ITC/2857/2008 en su artículo 4 no puede aplicarse a un término variable que se modifica al mismo tiempo. En otras palabras, no parece correcto aplicar la actualización del término variable que establece la Orden en la presente revisión puesto que se está alterando a la vez la estructura de peajes a la que se aplicaría el incremento.

Existen por tanto dos alternativas: (1) emplear el coste implícito del CMP vigente y revisarlo según la fórmula prevista en la Orden (por las razones indicadas anteriormente

¹⁴ Cabe señalar que la Resolución de 3 de julio, no proporciona de forma explícita la cifra correspondiente al Cmp del mes de julio. No obstante la cifra sí figura en una nota de prensa del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio con fecha de 10 de julio de 2008, disponible en <http://www.mityc.es/NR/rdonlyres/F1B3AAD7-4261-4B39-B920-FAAEC94E849A/28461/NPTarifasltimorecursogasnatural100708.pdf>

esta se ha aplicado al CMP implícito y no al término variable de la TUR); (2) emplear una referencia distinta, esencialmente basada en la evolución de los precios de los contratos spot internacionales, en ausencia de índices de precios públicos sobre contratos a largo plazo.

La primera solución tiene la principal ventaja de basarse en un CMP que refleja un mix de contratos a corto y largo plazo, aún cuando presenta el inconveniente de no ser transparente en su composición. Por otra parte, la segunda solución, que se basa en precios visibles, cotizados en mercados internacionales, es discutible por reflejar tan sólo el componente spot de los aprovisionamientos de gas, cuya volatilidad es muy elevada, y que, además, no es representativo de todo el coste del gas que se emplea para el suministro de la TUR.

Frente a esta alternativa, y dada la escasa información disponible para estimar adecuadamente el coste de los contratos de largo plazo, se ha optado por la primera solución, de forma coherente con el criterio, ya expresado en informes anteriores de la CNE, de que el CMP debería determinarse con referencia a una mezcla de contratos de corto y largo plazo, por lo menos mientras no se haya establecido un mecanismo basado en subastas públicas del gas para el suministro de último recurso en condiciones de mercado transparentes, competitivas y garantizando que no se produzcan estrategias de acaparamiento.

En el cuadro siguiente se muestra el valor del CMP que se obtiene para el primer trimestre de 2009 a partir del coste de gas implícito en la Orden ITC/2857/2008, actualizado sobre la base de la fórmula de revisión publicada en la misma Orden. Este coste sería de 2,74 c€/kWh, implicando una caída del 1,63% respecto del valor vigente de 2,79 c€/kWh.

Cuadro 17. Coste del gas a incluir en la TUR para el primer trimestre de 2009.

| <i>Cuarto Trimestre de 2008</i> | | Coste del gas (c€/kWh) |
|--|--|-----------------------------------|
| Coste del gas implícito en la Orden ITC/2857/2008 | | 2,78960 |

| <i>Primer Trimestre de 2009</i> | | Coste del gas (c€/kWh) | % variación CMP |
|--|--|-----------------------------------|----------------------------|
| Coste del gas implícito en la Orden ITC/2857/2008 | | 2,78960 | |
| Incremento resultante de aplicar la fórmula de revisión establecida en al Orden ITC/2857/2008 | | -0,04550 | |
| Aplicación fórmula Orden ITC/2857/2008 | | 2,74410 | -1,63% |

Fuente: Orden ITC/2857/2008 y CNE.

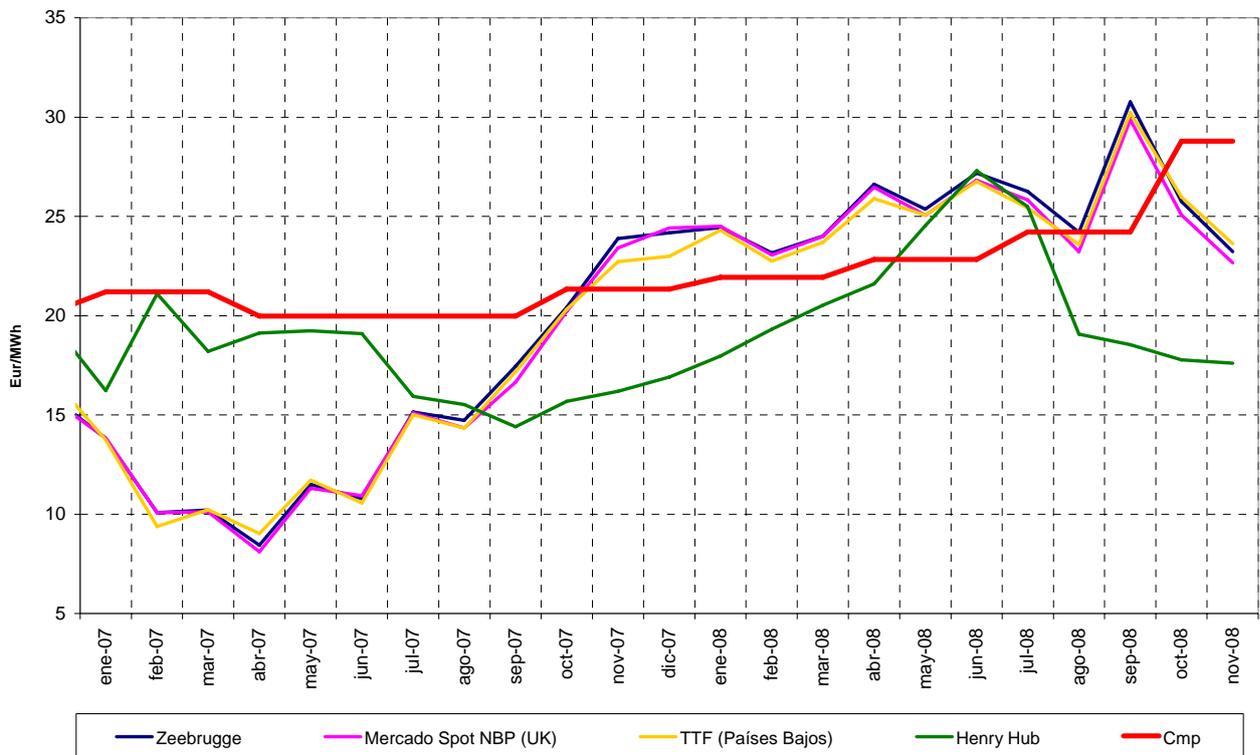
A efectos informativos se ha analizado también la situación de los mercados spot internacionales, donde en la actualidad se está observando un fuerte descenso de todas las cotizaciones. Esta tendencia es completamente distinta a la situación que se registró en septiembre de 2008, cuando se revisó la fórmula del CMP incluida en la TUR con la Orden ITC/2857/2008.

En el Gráfico 1 y en el Gráfico 2 se muestra la evolución de la cotización del gas en los mercados internacionales al contado y la evolución de los contratos de futuros con entrega en el año 2009 en dichos mercados.

Se observa que, en meses recientes, la evolución de la cotización del gas natural en los mercados internacionales ha mostrado dos tendencias claramente diferenciadas. Por una parte, hasta el mes de septiembre de 2007, momento en el cual se realiza la revisión de la fórmula del CMP incluido en la TUR con la Orden ITC/2857/2008, la cotización del gas presenta una tendencia alcista, si bien la cotización en el Henry – Hub comenzó a mostrar signos de desaceleración a partir de agosto de 2008.

A partir de dicha fecha, se ha producido una fuerte caída en la cotización del gas en los mercados internacionales, consecuencia tanto de la evolución de la situación económica, como de la caída en la cotización del Brent en los mercados internacionales. Así, por ejemplo, el precio en el mes de noviembre del contrato con entrega en el primer trimestre de 2009 cotiza un 30% inferior a lo que cotizaba en septiembre de 2008.

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



Fuente: Platts, World Gas Intelligence y CNE.

NBP (National Balancing Point): precio del gas en el mercado spot del Reino Unido

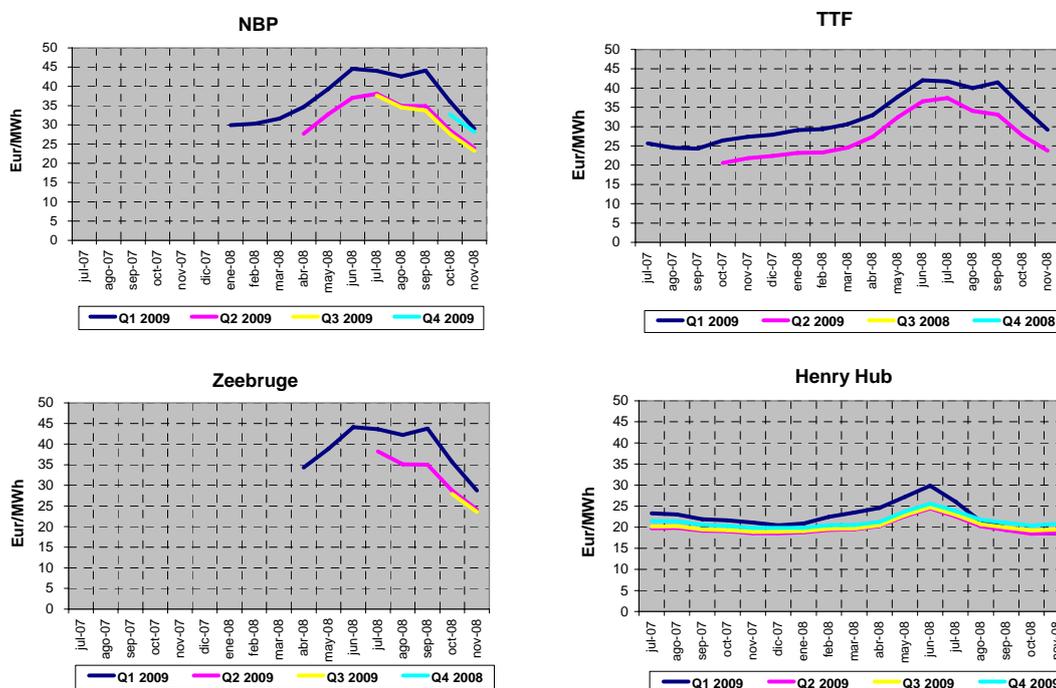
Zeebrugge: precio del gas en el mercado a corto plazo de Bélgica

TTF (Title Transfer Facility): precio del gas en el mercado spot de Holanda

CMP: Coste de la Materia Prima en España.

HH (Henry Hub): precio del gas en el mercado spot de Estados Unidos

Gráfico 2. Cotizaciones mensuales de los contratos de futuros con entrega en el año 2009 en mercados internacionales de gas natural.



Fuente: Platts y CNE.

Nota: NBP: National Balancing Point (NBP). Precio del gas en el mercado del Reino Unido
 TTF (Title Transfer Facility): precio del gas en el mercado de Holanda
 Zeebrugge: precio del gas en el mercado de Bélgica
 HH (Henry Hub): Media de los contratos mensuales en el mercado de Estados Unidos

Si se tomara como indicador de referencia una media de las cotizaciones más recientes de futuros con entrega en el primer trimestre de 2009 en los principales mercados (Zeebrugge, NBP, TTF y Henry Hub) se obtendría un precio de 2,64 c€/kWh, que implicaría un descenso respecto del CMP implícito en la Orden ITC/2857/2008 del 5,38% y es un 3,81% inferior que el resultante de considerar el procedimiento de actualización anteriormente descrito.

Finalmente, es preciso señalar que, aún cuando sus precios no son públicos, es conocido que los contratos de gas a largo plazo firmados entre las empresas comercializadoras y los productores tienden a revisarse en función de la evolución pasada de diversos

productos, típicamente el Brent, fuel óleos y gasóleos¹⁵, y a veces también de cotizaciones de gas spot. Por lo tanto, siempre tiende a existir un desfase temporal entre los precios de los contratos a largo plazo, los precios del petróleo y sus derivados y los precios spot, que se magnifica cuando estos registran variaciones muy importantes. Debido a este efecto, aún cuando en la circunstancia actual estos precios estén bajando, los precios de los contratos a largo plazo podrían, durante un periodo de tiempo, situarse por encima la cotización spot del gas en los mercados internacionales.

4.2 Peajes de acceso implícitos en la tarifa de último recurso

Para el cálculo de los peajes de acceso a incluir en la tarifa de último recurso (TUR) se ha realizado ante todo una estimación de la demanda prevista en TUR para 2009 (59.663 GWh), del caudal máximo contratado (463 GWh/día) y de los factores de carga de los distintos grupos de consumidores (en media este se situaría en un 35%). Estas estimaciones se han obtenido sobre la base de la información aportada por las empresas distribuidoras.

Cuadro 18. Suministros con derecho a acogerse a la TUR durante el año 2009*.

| Suministros con derecho a acogerse a la TUR | | | |
|---|-------------|------------|---------------------|
| | Nº clientes | GWh | Factor de carga (%) |
| TUR | 6.849.108 | 59.662.626 | 35,0% |
| T.1 | 3.422.940 | 8.438.390 | 35,0% |
| T.2 | 3.368.710 | 34.022.279 | 36,5% |
| T.3 | 21.010 | 1.286.221 | 34,7% |
| T.4 | 36.448 | 15.915.737 | 34,7% |

Fuente: Empresas gasistas y CNE.

* Teniendo en cuenta la Disposición final tercera de la propuesta de Real Decreto por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, se ha calculado el consumo en la TUR como aquel correspondiente a consumidores que tienen derecho a la misma y que tienen un contrato con un comercializador de último recurso.

¹⁵ La fórmula de actualización considera en la Orden ITC/2857/2008 para actualizar el término variable de las TUR, es función de la evolución durante los seis meses anteriores de la cotización del gasoil y del fueloil en los mercados internacionales.

En aplicación de lo establecido en el artículo 93 de la Ley 34/1998 de la Ley de Hidrocarburos a la hora de calcular las tarifas de último recurso se han realizado las siguientes hipótesis:

Consecuencia del carácter de máximo de las tarifas de último recurso

- Aunque parte los suministros acogidos a la TUR se abastecen desde una planta satélite de GNL, y que los peajes de transporte y distribución aplicables son inferiores a los aplicables al resto de suministros, se han considerado los peajes y cánones aplicables a los suministros abastecidos a partir de la red de GN.
- Se ha considerado que la totalidad del abastecimiento de los consumidores con derecho a TUR se realiza a través de GNL.

Consecuencia de la inclusión de forma aditiva de los peajes y cánones de acceso a la red

- Se han considerado los peajes y cánones resultantes del ejercicio mostrado en el presente informe, por lo que se han aplicado a los términos fijos y variables de los peajes establecidos en la Orden ITC/3863/2007 las variaciones señaladas en el punto 3.4 del presente informe.

La inclusión de forma aditiva de los peajes de la actividad de regasificación del almacenamiento subterráneo y del canon de almacenamiento de GNL, requiere la determinación de las necesidades de regasificación y almacenamiento de los consumidores con derecho a la TUR.

La determinación de dichas necesidades no es un proceso sencillo, dado que, por una parte, los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y almacenamiento son uniformes para todos los usuarios, sin diferenciar por volumen de consumo o nivel de presión, de forma coherente con el hecho de que la contratación de estos servicios se realiza directamente por los comercializadores y que, por otra parte, los comercializadores de último recurso cuando contratan la regasificación o reservan la capacidad en los puntos de entrada lo realizan para todos sus clientes y no sólo para los clientes con derecho a la TUR.

Por lo tanto, la asignación de estos peajes en la TUR se ha realizado según un criterio de causalidad de costes, es decir según la responsabilidad de los distintos grupos de consumidores en generar los costes de regasificación y almacenamiento del sistema, considerando que esta responsabilidad es una función directa del carácter estacional del consumo.

En particular, se han realizado las siguientes hipótesis para determinar las necesidades de almacenamiento subterráneo de los consumidores con derecho a la TUR

- La capacidad contratada con destino a los clientes con derecho a la TUR se han determinado como un porcentaje de la capacidad asignada a los consumidores con presión igual o inferior a 4 bar en los almacenamientos subterráneos resultado de considerar tanto las existencias mínimas de carácter estratégico, las de carácter operativo y las destinadas a suministros con presión igual o inferior a 4 bar.
- Los kWh inyectados o extraídos con destino a los clientes con derecho a la TUR, se han calculado como un porcentaje de las inyecciones y extracciones destinadas a los consumidores con presión igual o inferior a 4 bar.
- El porcentaje asignado a los clientes con derecho a TUR es el resultado de dividir la previsión de consumo de los consumidores con derecho a la TUR entre el consumo previsto para los consumidores con presión igual o inferior a 4 bar, y se estima en un 85% para el año 2009.

A la hora, de calcular las necesidades de regasificación de los consumidores con derecho a la TUR, se han realizado las siguientes hipótesis:

- Como se ha comentado anteriormente se ha considerando que los SUR abastecen la totalidad del mercado de la TUR a través del GNL, por lo que las necesidades de regasificación de cada una de las TUR son el resultado sumar a la demanda transportada con destino a dichos clientes, calculada aplicando las mermas correspondientes a la demanda prevista para el año 2009, el saldo de inyección/extracción previsto para dicho año para cada TUR (Véase Gráfico 3). A su vez, las inyecciones / extracciones previstas para cada una de las TUR se han calculado distribuyendo las cantidades previstas para la totalidad de la TUR en función de los

perfiles de consumo mensual de los distintos grupos tarifarios, de manera que se ha imputado en mayor proporción a los consumidores con un consumo más estacional

- El caudal contratado para la actividad de regasificación, es el resultado de restar, por grupo tarifario, a la capacidad contratada prevista para los consumidores con derecho a la TUR en el peaje de transporte y distribución, la extracción de gas natural prevista durante el mes de máxima demanda para dichos consumidores.
- Asimismo, se ha considerado que un porcentaje del volumen de gas almacenado (MWh) en exceso sobre el almacenamiento operativo incluido en el peaje de regasificación previsto para 2009, se destina a los consumidores con derecho a la TUR. El porcentaje que se destina a dichos consumidores se ha calculado como el porcentaje que supone la demanda prevista por los SUR sobre la demanda total prevista para 2009.

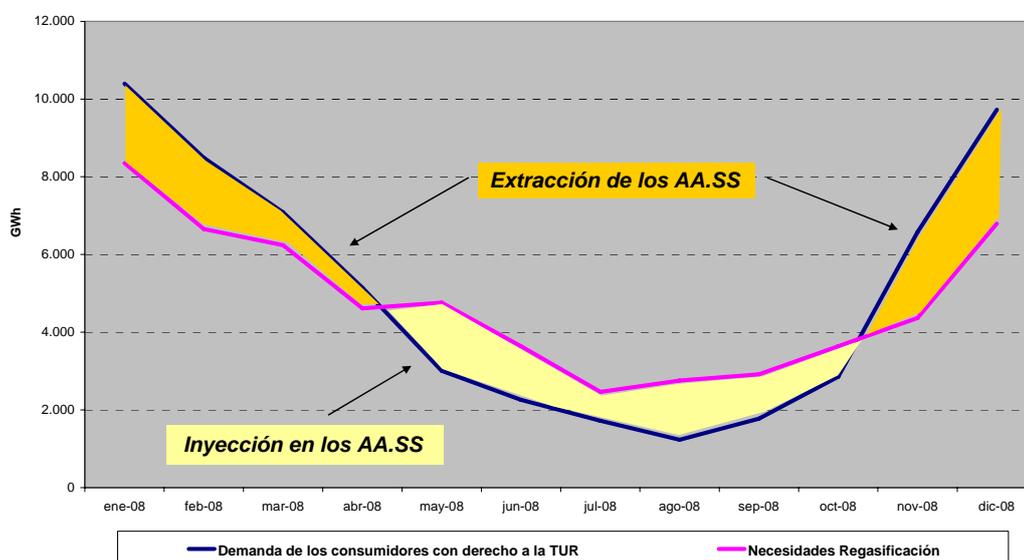
En el siguiente cuadro, se resumen el escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2009 para la TUR, resultado de aplicar los anteriores supuestos.

Cuadro 19. Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para 2009 para la TUR.

| | | |
|------------------------------|---|----------------------------------|
| Regasificación | Caudal (MWh/día)/mes | GWh regasificados |
| | 403.403.748 | 57.192 |
| Descarga de buques | Nº de buques | GWh descargados de buques |
| | 83 | 57.435 |
| Carga en cisternas | Caudal (MWh/día)/mes | GWh cargados en cisternas |
| | | |
| Almacenamiento de GNL | Volumen de gas almacenado (GWh) en exceso sobre el almacenamiento operativo incluido en el peaje de regasificación | |
| | 29.275 | |
| Almacenamiento de GN | Capacidad contratada GWh | GWh Inyectados/Extraídos |
| | 8.173 | 18.370 |

Fuente: Empresas gasistas, GTS, y CNE.

Gráfico 3. Perfil de consumo de los consumidores con derecho a la TUR y necesidades de regasificación resultantes.



Fuente: CNE

El procedimiento de imputación de costes aplicado es similar al detallado en informe que la CNE realizó en cumplimiento del *“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”*, para el cálculo de la tarifa de venta, teniendo en cuentas las especificidades propias de la TUR.

4.3 Costes derivados de la seguridad de suministro

De acuerdo con la Memoria que acompañó a las propuestas de Ordenes por las que se establecen los peajes y cánones asociados a las instalaciones gasistas y la tarifa de último recurso de gas natural para 2008, estos costes se consideraron implícitos en el propio coste de la materia prima y en los peajes de acceso incluidos en la TUR. Se coincide con esta definición y, por tanto, no se propone la inclusión de ningún coste de seguridad de suministro adicional.

4.4 Costes de comercialización

En la Orden ITC/2857/2008 se establece que los costes de comercialización se incluirán, conjuntamente con los costes variables de acceso a las instalaciones de transporte y distribución y el coste de la materia prima, en el término variable de la TUR. Sin embargo, en la Memoria que acompañaba a la propuesta de Orden no se justificaba ni la cuantía de los costes de comercialización implícitamente considerados, ni su naturaleza de coste variable.

Sobre la base de la información solicitada a las empresas gasistas por la CNE, los costes de comercialización son en mayoría fijos (€/cliente), como es el caso de los costes de lectura, facturación y cobro, atención al cliente, y en parte variables, como es el caso de los costes financieros, las tasas, la morosidad y el puro margen comercial. Por lo tanto, no parece eficiente una asignación del 100% de estos costes al término variable de la TUR, como establece la citada Orden. Una metodología dirigida a una asignación eficiente de estos costes debería asignar todos los costes fijos al término fijo de la TUR y todos los costes variables al término variable.

Por otra parte, la información recibida de las distintas empresas no ha permitido establecer una estimación precisa ni de la cuantía de los costes de comercialización, ni del reparto entre costes fijos y variables. Asimismo, se aprecia un rango de variación muy amplio en los niveles de costes aportados por las empresas, precisándose un análisis adicional más detallado de la información recibida. En efecto la estimación de este coste es bastante compleja y debería realizarse ex novo, teniendo en cuenta las inevitables sinergias con la gestión comercial más amplia realizada para los comercializadores para atender a todos los consumidores en el mercado libre. Asimismo, surge la cuestión de cómo y en qué medida tener en cuenta los costes de captación de clientes (marketing y publicidad por ejemplo), como mecanismo para facilitar la salida de clientes al mercado liberalizado.

En consideración de todo lo anterior, se propone, de manera provisional, la inclusión en la TUR de un coste de comercialización de 0,17 c€/kWh, resultante de actualizar el valor implícito de dicho coste (0,15 c€/kWh) en la TUR vigente, según la Orden ITC/2857/2008, a la misma tasa de incremento (9,1%) aplicada a los peajes de acceso.

4.5 Propuesta de revisión de TUR para el primer trimestre de 2009

Como resultado de sumar los distintos componentes de peajes de acceso (que incluyen los costes relacionados con la seguridad de suministro), coste del gas y costes de gestión comercial, calculados según los criterios indicados anteriormente, se obtiene una previsión de TUR media de 5,65 c€/kWh para el primer trimestre de 2009, que implica una subida del 2,02% respecto a la TUR del último trimestre de 2008 (5,54 c€/kWh).

Dada la reducción prevista en el coste de la materia prima y el aumento en los demás conceptos, se aprecia que el coste de la materia prima sigue teniendo un peso en torno al 50% de la TUR media. Más concretamente, representaría el 49% de la TUR media propuesta, mientras actualmente representa 50% en la TUR media vigente.

Cuadro 20. TUR resultante del ejercicio de aditividad para el primer trimestre de 2009*.

| | Suministros con derecho a acogerse a la TUR | | TUR propuesta (c€/kWh) | | | | |
|------------|---|---------------|------------------------|---------------------------------|----------------|-------------------|----------------|
| | Nº clientes | GWh | Peaje T & D | Regasificación & Almacenamiento | Coste del gas | Gestión Comercial | TOTAL |
| TUR | 6.849.108 | 59.663 | 2,54937 | 0,18962 | 2,74410 | 0,17005 | 5,65314 |
| T.1 | 3.422.940 | 8.438 | 4,08243 | 0,17126 | 2,74410 | 0,17005 | 7,16785 |
| T.2 | 3.368.710 | 34.022 | 2,82468 | 0,19836 | 2,74410 | 0,17005 | 5,93719 |
| T.3 | 21.010 | 1.286 | 2,08782 | 0,16275 | 2,74410 | 0,17005 | 5,16472 |
| T.4 | 36.448 | 15.916 | 1,18532 | 0,18285 | 2,74410 | 0,17005 | 4,28232 |

| | Suministros con derecho a acogerse a la TUR | | TUR (c€/kWh) | | Diferencia: Propuesta vs Vigente | |
|------------|---|---------------|----------------|----------------|----------------------------------|--------------|
| | Nº clientes | GWh | Propuesta CNE | Vigente | c€/kWh | % |
| TUR | 6.849.108 | 59.663 | 5,65314 | 5,54130 | 0,11184 | 2,02% |
| T.1 | 3.422.940 | 8.438 | 7,16785 | 7,15555 | 0,01230 | 0,17% |
| T.2 | 3.368.710 | 34.022 | 5,93719 | 5,82516 | 0,11203 | 1,92% |
| T.3 | 21.010 | 1.286 | 5,16472 | 5,06952 | 0,09521 | 1,88% |
| T.4 | 36.448 | 15.916 | 4,28232 | 4,11677 | 0,16555 | 4,02% |

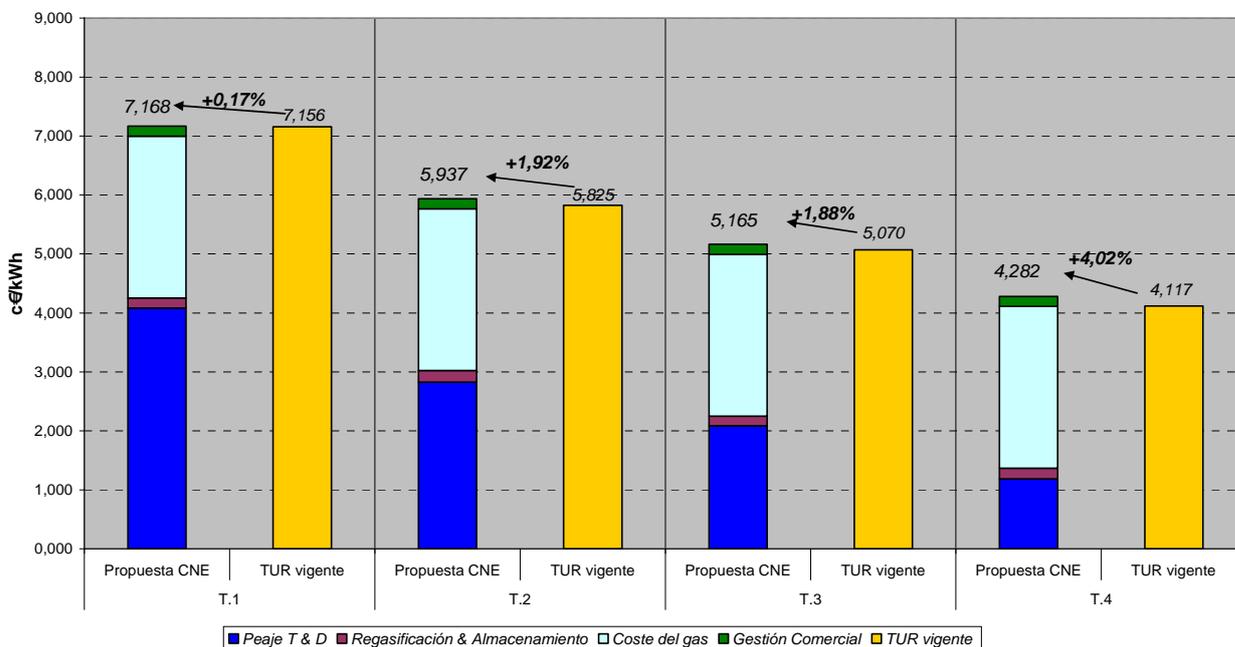
Fuente: Orden ITC/2857/2008 y CNE

* En la estimación de la demanda en la TUR se han considerado, sobre la base de la información aportada por las distribuidoras, todos los consumidores con derecho a la misma y que están siendo suministrados por un comercializador de último recurso.

En lo que concierne al impacto del ejercicio realizado sobre las distintas categorías de consumidores con derecho a la TUR, se observa que el incremento mayor (4,02%) tiene lugar para los consumidores de la T.4, mientras para los consumidores más pequeños de la T.1 tan solo resultaría un aumento del 0,17%, como se muestra en el gráfico siguiente. Cabe señalar que la distribución de este aumento entre los distintos grupos tarifarios depende crucialmente del supuesto de que el coste de comercialización sea en su totalidad variable, de acuerdo con lo establecido la Orden ITC/2857/2008. Si se tuviera en cuenta un coste de comercialización en gran parte fijo (€/cliente), tal y como parece ser en la realidad, el impacto sobre los consumidores de tipo T.1 (que son numerosos pero tienen un consumo individual muy reducido) sería mucho mayor.

A efectos de realizar una propuesta de asignación más eficiente de dicho coste de comercialización, esta CNE debería disponer de la distribución de los consumidores acogidos a la TUR en función de su consumo anual, así como de un análisis detallado de la cuantía y naturaleza del coste de comercialización que el servicio de la TUR supone para los CUR.

Gráfico 4. TUR resultante del ejercicio de aditividad vs TUR vigente en la Orden ITC/2857/2008.



Fuente: CNE y Orden ITC/2857/2008

Se señala que no se ha podido comparar la composición de la TUR propuesta con la composición de la TUR vigente, puesto que se desconoce como se han fijado los distintos componentes de la misma, especialmente en lo que se refiere a los peajes de transporte y distribución, regasificación y almacenamiento.

Por último, es preciso indicar que las variaciones medias para cada una de las tarifas de último recurso mostradas en el gráfico anterior deberán imputarse a los términos fijos y variables respetando el principio de causalidad, de manera que los términos fijos de los peajes y cánones se imputen al término fijo de cada TUR y los términos variables de los mismos se imputen al término variable. Asimismo, los costes variables (CMP y costes de comercialización) se deberían imputar a los términos variables de las TUR. De la aplicación del citado principio podrían resultar incrementos no homogéneos de los términos fijos y variables de las TUR vigentes.

5 PROPUESTAS COMPLEMENTARIAS

5.1 Introducción de señales de localización en las entradas al sistema

El objetivo de la regulación del transporte es asegurar que los precios por la utilización de la red permitan cubrir sus costes totales (viabilidad económica de la actividad de transporte) y que los agentes reciban señales económicas correctas de acuerdo a su ubicación en la red, ya sea en el corto plazo, para que el mercado funcione correctamente, considerando las posibles congestiones, como en el largo plazo, para promover una ubicación correcta de los futuros agentes que inyectan o retiran energía en el sistema. Estos precios deberán ser no discriminatorios, fáciles de comprender y de aplicar.

Las señales económicas de corto plazo son el resultado de los costes de operación y las congestiones que se producen durante la operación del sistema. En la hipótesis de un sistema sin ninguna restricción técnica o de capacidad en sus instalaciones de transporte, y a igualdad de costes de operación, estas señales serían iguales para todas las entradas y salidas (modelo de peajes postal). Las señales de corto plazo son necesarias para alcanzar la eficiencia en la operación del sistema. Tienen también su impacto en el largo plazo ya que las expectativas en cuanto a sus valores futuros influyen en las decisiones de largo plazo de los agentes, en particular en cuanto a la localización de las nuevas instalaciones de inyección o retirada de energía del sistema.

En las señales económicas de largo plazo, hay que asegurarse de establecer mecanismos eficaces, administrativos o de mercado, para asegurar que la expansión de las instalaciones de transporte tiene lugar en adecuación con las necesidades del sistema.

Entre los objetivos a conseguir mediante señales adecuadas en los peajes de las instalaciones de transporte se encuentra:

- Promover la eficiencia económica para los usuarios de las instalaciones de transporte, tanto en el corto plazo (consiguiendo una operación óptima) como en el

largo plazo (enviando señales correctas de localización para los futuros usuarios de las infraestructuras).

- Asegurar la viabilidad económica de la actividad de transporte, con una remuneración adecuada.
- Promover la operación eficiente de las instalaciones de transporte y el mantenimiento adecuado de las mismas.
- Promover la expansión eficiente de la red.

En la actualidad, el sistema gasista español tiene un sistema de contratación en la que todas las entradas y salidas al sistema tienen el mismo peaje, con independencia de las necesidades del sistema ni de su grado de utilización.

Además, el sistema español presenta un elevado grado de aprovisionamientos en forma de GNL. Los aprovisionamientos de GNL presentan, en comparación con el aprovisionamiento por gasoducto, una flexibilidad mucho mayor, ya que es posible, desde el punto de vista técnico, que sean descargados en cualquiera de las plantas del sistema.

A efectos de favorecer una distribución adecuada de la contratación de las entradas y de las descargas de barcos, únicamente se dispone, como señal de localización, de una diferencia en el peaje de descarga de barcos, del cual están exentos los usuarios de la planta de Bilbao, mientras que en la planta de Mugarodos se paga solo un 47 %, y en el resto de plantas se paga el peaje de descarga de barcos completo.

A continuación se analiza la situación actual de las entradas del sistema español, desde tres puntos de vista: la procedencia de los aprovisionamientos, en particular los de GNL, las actuaciones del GTS en relación con las necesidades de desvíos de barcos en 2008, y las previsiones de contratación de las entradas del sistema para el año 2009.

5.1.1 Procedencia del GNL

El GNL tiene una gran importancia en el aprovisionamiento del mercado gasista español, ya que representa un 69% de los aprovisionamientos. El principal país proveedor de GNL

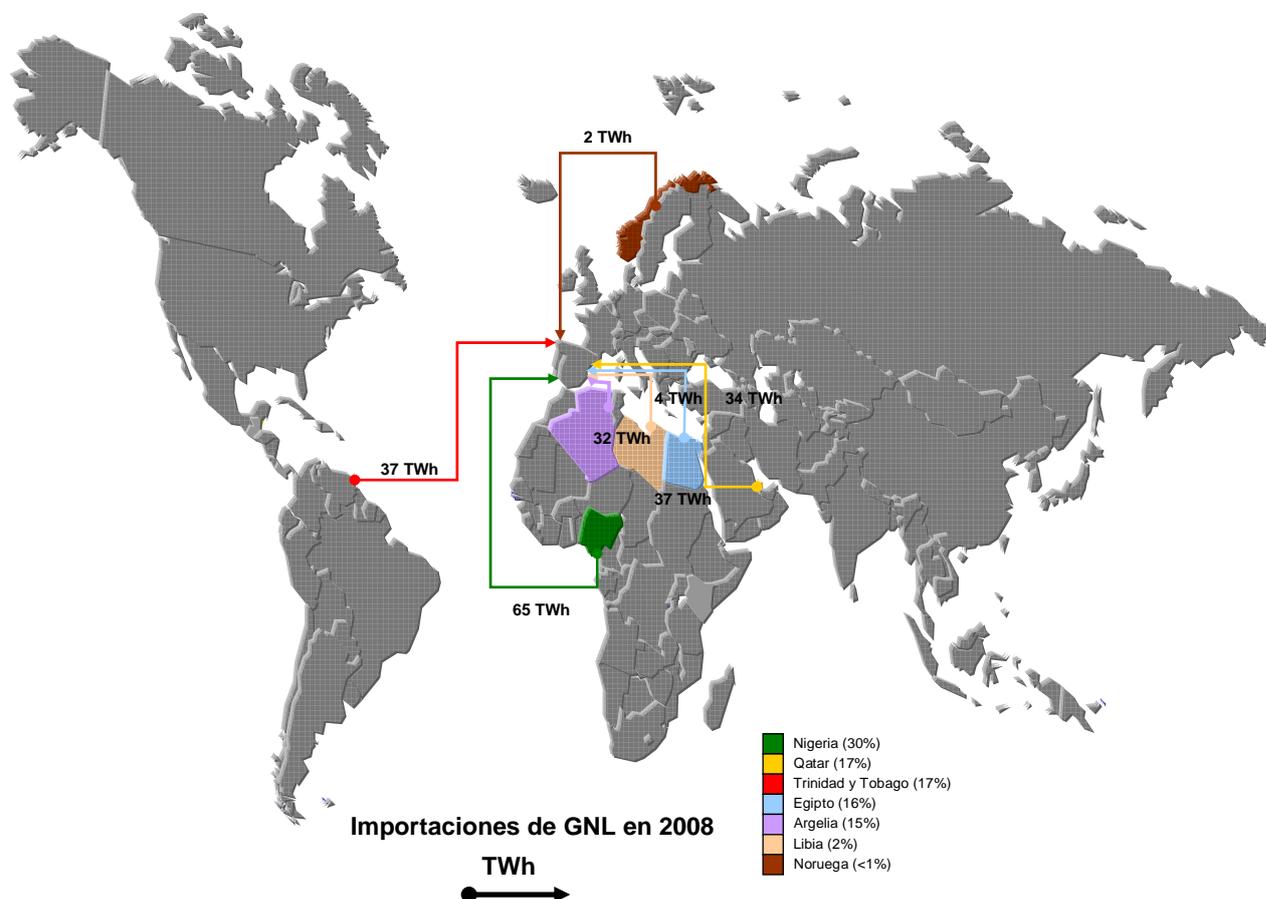
a España es Nigeria (30%), seguido de Qatar, Trinidad, Egipto y Argelia, todos ellos con cuotas muy próximas al 15%.

Cuadro 21 Procedencia del GNL importado a España

| Procedencia del GNL | % |
|----------------------------|----------|
| Nigeria | 30% |
| Qatar | 17% |
| Trinidad y Tobago | 17% |
| Egipto | 16% |
| Argelia | 15% |
| Libia | 2% |
| Noruega | <1% |

Fuente: CNE y Resolución MINECO 15/07/2002

Figura 1 Procedencia del GNL importado a España en 2008 (hasta septiembre)



Fuente: CNE y Resolución MINECO 15/07/2002

Los aprovisionamientos de GNL presentan, en comparación con el aprovisionamiento por gasoducto, una flexibilidad de destino mucho mayor, ya que es posible, desde el punto de vista técnico, que sean descargados en cualquiera de las plantas del sistema.

Los costes de navegación pueden hacer que los cargamentos de GNL se dirijan a las plantas de regasificación que presenten una ruta de navegación más corta desde el puerto de origen del gas. Sin embargo, la variedad de países de origen, que se sitúan en la cuenca atlántica (Nigeria, Trinidad), en el norte de Europa (Noruega) o en el Mediterráneo y Oriente Medio (Qatar, Egipto, Argelia, Libia), favorece, en principio, la distribución de estos suministros entre las distintas plantas de regasificación españolas,

aunque no garantiza que el reparto sea el más adecuado para las necesidades del sistema.

5.1.2 Desvíos de barcos en el año 2008

Una primera aproximación sobre la situación del reparto actual de las entradas al sistema se puede realizar a partir de la observación de los desvíos de barcos realizados por el GTS, por motivos de operación del sistema, y motivados por los desequilibrios entre las descargas de gas en el sistema y la localización de los consumos de gas, teniendo en cuenta las limitaciones de las infraestructuras de transporte de gas.

A lo largo de 2008 (hasta noviembre), el GTS ha desviado por motivos de operación 8 barcos sobre un total de 368, lo que representa un 2 % de los barcos que descargan en España. Los desvíos se han realizado en todos los casos para compensar insuficiencias de gas en la planta de Barcelona, suponiendo en conjunto un total de GNL neto desviado hacia Barcelona de 3.332 GWh (491.500 m³ de GNL), lo que representa un 1,3% del GNL descargado en España (el 0,99% de la demanda de gas). El detalle de estos desvíos se muestra en el siguiente cuadro.

Así pues, el porcentaje de desvíos es muy bajo, existe un ligero desequilibrio (del 1%) entre las descargas de gas y la localización de los consumos, que no pudo ser compensado por las limitaciones de las infraestructuras de transporte de gas, por lo que fue necesario acudir al desvío de barcos.

Cuadro 22 Desvíos de barcos en el sistema gasista español en el año 2008 (hasta noviembre)

| Nº SOE | Nombre del barco | Fecha de descarga | Planta Prevista | Planta Real | Cantidad de GNL m3 | Motivo |
|--------|----------------------|-------------------|-----------------|-------------|--------------------|---|
| 2 | Madrid Spirit | 2/3/08 | Huelva | Barcelona | 138.500 | Aportación de GNL en la planta de Barcelona insuficiente para atender la demanda prevista en la zona de Barcelona- Tivisa para el mes de marzo |
| 4 | Palmaria | 20/6/08 | Cartagena | Barcelona | 39.000 | Operaciones de mantenimiento en la planta de Cartagena |
| 5 | Cheikh El Mokrani | 7/6/08 | Huelva | Barcelona | 75.500 | Desbalance de gas para el mes de junio de 530 GWh en la zona Sur-Centro en exceso sobre la demanda de la zona |
| 8 | Cheikh El Mokrani | 15/08/08 | Barcelona | Sagunto | 72.000 | Exceso de gas de 420 GWh en la zona de Levante en el mes de agosto en exceso sobre la demanda de la zona. |
| | Cádiz Knutsen | 19/08/08 | Sagunto | Barcelona | 132.000 | Solución: Se desvía un barco grande de Sagunto a Barcelona, y un barco pequeño de Barcelona a Sagunto, con un incremento neto de la descarga en Barcelona de 60.000 m ³ de GNL. |
| 10 | Cheikh El Mokrani | 10/9/08 | Huelva | Barcelona | 75.500 | Aportación de GNL en la planta de Barcelona insuficiente para atender la demanda prevista en la zona de Barcelona- Tivisa para el mes de septiembre |
| 14 | Cádiz Knutsen | 6/11/08 | Sagunto | Barcelona | 138.500 | Aportación de GNL en la planta de Barcelona insuficiente para atender la demanda prevista en la zona de Barcelona- Tivisa para el mes de noviembre con un desbalance de 635 GWh. |
| | Annabella | 6/11/08 | Barcelona | Sagunto | 35.500 | Solución: Se desvía un barco grande de Sagunto a Barcelona, y un barco mediano de Barcelona a Sagunto, con un incremento neto de la descarga en Barcelona de 103.500 m ³ de GNL. |

5.1.3 Contratación de capacidad en el sistema

En este apartado se presenta la capacidad de entrada al sistema gasista (plantas de regasificación y conexiones internacionales) contratada por los sujetos con derecho de acceso, así como la capacidad disponible, para enero de 2009, de acuerdo con los datos de contratación disponibles en noviembre de 2008.

A efectos de evaluar la capacidad contratada y disponible en el sistema gasista, se ha tomado, como mes de referencia el mes de enero, ya que al corresponder con uno de los meses de mayor consumo de gas, permite evaluar las posibles restricciones en el sistema, que pueden no manifestarse si se analiza la capacidad disponible en los meses de verano.

La disponibilidad de capacidad correspondiente a 2009 puede estar sujeta a variaciones, bien sea porque haya agentes que aún no han hecho sus reservas de capacidad (en particular en los casos de reservas a corto plazo), o porque se produzcan reducciones de capacidad, en contratos con más de un año en vigor.

a) Plantas de regasificación

La capacidad de regasificación para enero 2009 se encuentra contratada en un 74,5% quedando disponible el 25,5% restante. Cabe destacar que existe capacidad disponible para contratar en todas las plantas, con excepción de la planta de Sagunto, que está contratada al 100 %.

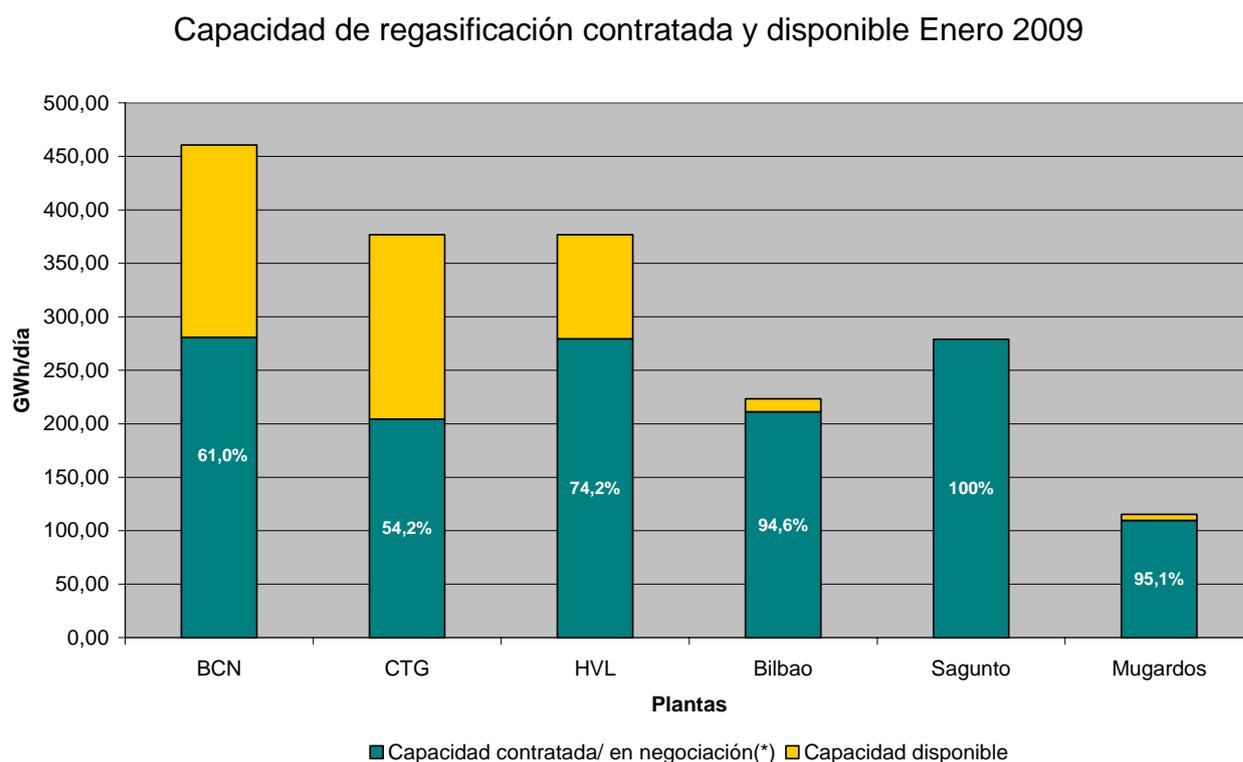
El porcentaje de contratación más elevado se produce en las plantas de Mugardos y Bilbao, superior al 90 % de ocupación. Por el contrario, el porcentaje de contratación más bajo se produce en las plantas de Barcelona y Cartagena, con un 61 y un 54 % respectivamente.

Cuadro 23 Capacidad de regasificación contratada y disponible por plantas en enero de 2009

| Capacidad de regasificación contratada y disponible | | | | | | | | |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------------|-------------|
| Enero 2009 | | | | | | | | |
| GWh/día | | | | | | | | |
| | ENAGAS | | | BBG | SAGGAS | REGANOSA | TOTAL | % |
| | BCN | CTG | HVL | Bilbao | Sagunto | Mugardos | | |
| Capacidad contratada/ en negociación(*) | 280,92 | 204,24 | 279,42 | 211,32 | 278,98 | 109,60 | 1.364,48 | 74,5% |
| Capacidad disponible | 179,63 | 172,57 | 97,39 | 11,97 | 0,00 | 5,62 | 467,18 | 25,5% |
| % de contratación | 61,00% | 54,20% | 74,15% | 94,64% | 100,00% | 95,12% | | |
| Capacidad Total | 460,55 | 376,81 | 376,81 | 223,29 | 278,98 | 115,22 | 1.831,66 | 100% |

Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2008 por los titulares de las plantas de regasificación

Figura 2 Capacidad de regasificación contratada y disponible por plantas en enero de 2009



Fuente: Capacidades publicadas en noviembre de 2008 por los titulares de las plantas de regasificación

La capacidad de regasificación contratada para enero de 2009 (1.364 GWh) es ligeramente menor que la capacidad real contratada en enero de 2008 (1.431 GWh), lo que indica que varios agentes podrían no haber realizado aún toda su reserva de capacidad para el próximo año.

b) Conexiones internacionales por gasoductos (capacidad de entrada)

En lo que se refiere a la capacidad de entrada a través de las conexiones internacionales del sistema gasista español es la misma que en enero de 2008, puesto que la conexión del MEDGAZ entrará en funcionamiento en la segunda mitad de 2009.

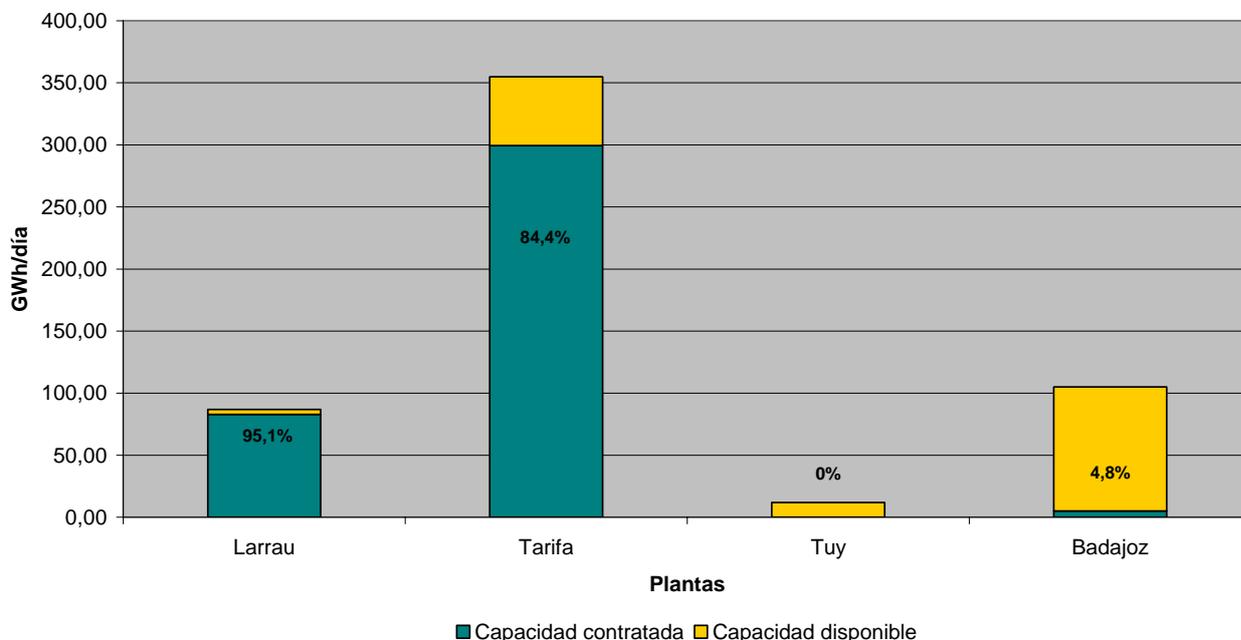
La capacidad disponible para contratar es del 31%, el grado de ocupación de las diferentes entradas es muy desigual: la capacidad de Larrau es la que tiene un grado de ocupación más alto (95 %), seguido de la capacidad por Tarifa (84 %). Por el contrario, las entradas por Portugal son las que tienen menor grado de ocupación, siendo sólo del 5 % en la entrada por Badajoz.

Cuadro 24 Capacidad de entrada contratada y disponible en las interconexiones internacionales en enero de 2009

| | Capacidad de entrada contratada y disponible mediante conexión internacional: Enero 2009 | | | | | | |
|------------------------|--|---------------|--------------|---------------|-------------|---------------|--------------|
| | GWh/día | | | | | | |
| | ENAGAS | | | | MEDGAZ | TOTAL | % |
| Larrau | Tarifa | Tuy | Badajoz | Almería | | | |
| Capacidad contratada | 82,75 | 299,47 | 0,00 | 5,06 | 0,00 | 387,28 | 69,3% |
| Capacidad disponible | 4,25 | 55,36 | 12,00 | 99,94 | 0,00 | 171,55 | 30,7% |
| % de contratación | 95,1% | 84,4% | 0,0% | 4,8% | 0,0% | 69,3% | 69,3% |
| Capacidad Total | 87,00 | 354,83 | 12,00 | 105,00 | 0,00 | 558,83 | 100% |

Fuente: Capacidades publicadas en noviembre 2008.

Capacidad de entrada contratada y disponible por las conexiones internacionales. Enero 2009



Fuente: Capacidades publicadas en noviembre 2008 por ENAGAS.

En el segundo semestre de 2009, la capacidad de entrada a través de las conexiones internacionales del sistema gasista español se incrementa en 254 GWh/día, debido a la entrada en funcionamiento de la conexión del MEDGAZ, y que se encuentra contratada en un 100 %.

5.1.4 Propuesta de señales de localización

Como se indicaba al comienzo de este apartado, el sistema de peajes debe proporcionar señales para que el mercado funcione correctamente, considerando las posibles congestiones, promoviendo una ubicación correcta de los agentes que inyectan energía en el sistema.

En el año 2008, se produjo un pequeño desequilibrio en las entradas al sistema que no pudo compensarse por las infraestructuras de transporte, motivando el desvío de 8 barcos hacia Barcelona, que representan el 1% de la demanda de gas en España.

El análisis de la contratación de capacidad para 2009 nos muestra que puede mantenerse el ligero desequilibrio entre las descargas de gas y la localización de los consumos, teniendo en cuenta las limitaciones de las infraestructuras de transporte de gas.

Adicionalmente, hay que señalar que en la última parte de 2009 entra en servicio el gasoducto del Medgaz, que supone un importante caudal adicional por las entradas del sur- este de la península, que puede incrementar el desequilibrio.

Los desequilibrios previstos afectan principalmente a la insuficiencia de las entradas de gas al sistema desde la planta de regasificación de Barcelona (la planta de Bilbao está contratada casi al 100%), por lo que se considera que, en caso de incluir alguna señal de localización en las entradas al sistema gasista, y teniendo en cuenta las previsiones de los agentes, para 2009 se debería favorecer la utilización de la entrada de gas por Barcelona. El incentivo podría ser inversamente proporcional al grado de utilización de la planta de Barcelona y no debería ser demasiado elevado para evitar el riesgo de que, si efectivamente se incentiva una entrada mayor por esta planta, la reducción del caudal regasificado en las otras no ponga en peligro la suficiencia de los ingresos tarifarios para recuperar los costes imputados al servicio de descarga de buques.

En todo caso, la introducción de un nuevo sistema de peaje que incluya señales de localización debería tener en cuenta las diferentes opciones de modelos logísticos que pudieran considerarse de cara al futuro y, en todo caso, la realización de un estudio mucho más profundo que el incluido en este informe, por lo que se propone para 2009 el mantenimiento de la estructura actual de peajes, con la distinta imputación de costes que se ha propuesto en la sección 3 y el ajuste relativos al peaje de Barcelona comentado anteriormente (el aumento del nivel del peaje de descarga es indispensable para que se pueda proporcionar a los agentes un incentivo económico relevante, que compense el mayor coste de flete para cambiar el destino del GNL de una planta a otra).¹⁶

¹⁶ En el Informe de la CNE sobre la propuesta de Orden ITC de peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasista de 2008 se señalaba que los peajes de descarga de buques no proporcionan las señales económicas adecuadas para evitar problemas de congestión de la red de transporte, por lo que se proponía modificar los mismos con objeto de dar las señales adecuadas o estudiar cambios en el procedimiento de gestión logística de forma que se aprovechen al máximo las flexibilidades del sistema.

Finalmente, se señala que, de manera transitoria y en línea con la regulación actual, a efecto de compensar a los usuarios que sufran desvíos de barcos en 2009 por motivos excepcionales, se podría introducir una disposición que exima del pago del peaje de descarga a los barcos que desvíe el GTS por motivos de operación excepcional del sistema, hasta un máximo de 10 barcos al año, para evitar que esta compensación distorsione las señales de localización propuestas anteriormente.

5.2 Subasta de la capacidad de almacenamiento

El sistema gasista español presenta una carencia importante de capacidad de almacenamiento subterráneo, que es especialmente grave considerando su elevada dependencia del suministro de GNL. En el Informe marco de cobertura de la demanda de 2007 la CNE advertía que *“Actualmente el mayor riesgo del sistema se deriva del lento progreso en los desarrollos de nuevos almacenamientos subterráneos”*. De hecho, los dos almacenamientos subterráneos existentes, Serrablo (Huesca) y Gaviota (situado a 8 km de la costa de Vizcaya), tienen una capacidad nominal que representa el 6% de la capacidad total de emisión del sistema y en caso de indisponibilidad, pueden sustituir tan solo el 30% del flujo de gas procedente de Barcelona y el 49% del flujo procedente de Tarifa. Asimismo, la contribución de los almacenamientos subterráneos fue tan sólo del 7% respecto de la demanda punta registrada el 17 de diciembre de 2007.

Según el documento de Planificación 2008-2016, esta carencia no se resolverá hasta 2014, cuando está prevista la entrada de los nuevos almacenamientos de Yela y Castor.

Al ser infraestructuras reguladas el precio para la utilización de las instalaciones de almacenamientos subterráneos no refleja en general esta situación de escasez que debería traducirse en un aumento del valor de este recurso para los usuarios. Al contrario, tratándose de activos antiguos y casi totalmente amortizado, su retribución para 2009 muestra un acusado descenso que se refleja en menores peajes.

La normativa vigente¹⁷ establece que la asignación de la capacidad de almacenamiento se realice mediante criterios de prorrata, de manera proporcional a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad y para aquellos comercializadores que suministren a los consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares. El resto de la capacidad, en caso de existir remanente, se adjudica en una subasta competitiva supervisada por la CNE.

Cuadro 25 Criterios de asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo 01/04/2008- 31/03/2009

| Nº de días equivalentes que se asignan | Carácter de las reservas | Criterio de reparto de almacenamiento subterráneo para el periodo 1 abril 2008 a 31 de marzo de 2009 |
|--|--------------------------|---|
| 10 días | Estratégicas | Ventas firmes en el año anterior |
| 10 días | Operativas | Ventas totales en el año anterior |
| 30 días | Modulación | Ventas totales a consumidores con derecho a acogerse a tarifa de último recurso (conectados a gasoductos con presión inferior a 4 bares). |
| 500 GWh | Gas de maniobra | Destinado "gas de maniobra" del GTS |
| Resto de capacidad AASS | Comercial | Subasta competitiva |

Fuente: Orden ITC/3862/2007

Para el periodo de 1 de abril de 2008 a 31 de marzo de 2009, el 95% de la capacidad se asignó mediante el criterio de prorrata, y se subastó el 5% de la capacidad remanente. Dado el reducido volumen de capacidad subastado no está claro que el precio de esta subasta pueda ser especialmente indicativo del valor que los agentes atribuyen a la capacidad de almacenamiento.

En el cuadro adjunto se muestra la capacidad asignada a cada comercializador y al GTS por gas de maniobra, así como el porcentaje que representa cada asignación sobre el total de la capacidad disponible, resultante de la aplicación de los criterios anteriormente descritos. [...]

¹⁷ Véanse el Real Decreto 1766/2007 y la Orden ITC/3862/2007.

Cuadro 26 Reparto por agente de la capacidad de almacenamiento subterráneo para el periodo 01/04/2008- 31/03/2009

[...]

Para los próximos años, y hasta enero del año 2011, la capacidad de almacenamiento disponible será, previsiblemente, la misma que en la actualidad. El mantenimiento del criterio de prorrateo en la actual situación no parece adecuado. En primer lugar, no permite que aflore ninguna valoración de mercado de la flexibilidad que aporta el almacenamiento. Si se mantiene el criterio de reparto anual de la capacidad de almacenamiento de manera proporcional a las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de gas natural, y teniendo en cuenta el aumento de la demanda de gas, no es de esperar que quede capacidad remanente para subastar.

En segundo lugar, el mecanismo de prorrateo existente proporciona flexibilidad al mismo precio a todas las empresas, independientemente de su valoración real de la misma, que depende de su posición en el mercado y de su acceso a fuentes de flexibilidad alternativa, como por ejemplo los contratos de aprovisionamientos. Como consecuencia, no se garantiza que la capacidad existente se asigne según las valoraciones reales de cada usuario.

En consideración de todo lo anterior se propone que para el próximo periodo 01/04/2009-31/03/2010 se adjudique mediante subasta una parte más relevante de la capacidad de almacenamiento existente, que podría alcanzar la totalidad, con la exclusión de la destinada a cubrir las reservas de obligado cumplimiento (el diseño de la subasta deberá tener en cuenta la necesidad de evitar fenómenos de acaparamiento). Como en la actualidad, la diferencia entre la prima resultante de la subasta y el peaje regulado tendrá carácter de ingreso liquidable y se destinará a reducir los costes reconocidos de las actividades reguladas.

5.3 Aceleración del calendario de eliminación de la TUR

Desde el 1 de julio de 2008 los consumidores que no hayan optado por elegir una empresa comercializadora han pasado de forma automática a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa

distribuidora de la que estaban siendo suministrados según establece la Orden ITC/2309/2007.

Por su parte, la Disposición transitoria quinta de la Ley 34/1998 (introducida por la Ley 12/2007) establece un calendario de eliminación de la tarifa de último recurso:

Disposición transitoria quinta. Calendario de adaptación del sistema tarifario de suministro de gas natural y aplicación del suministro de último recurso.

A partir del 1 de julio de 2007 quedan suprimidas las tarifas del Grupo 2: 2.1, 2.2 2.3 y 2.4, definidas en el artículo 27, del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

A partir del día 1 de enero de 2008 queda suprimido el sistema tarifario de gas natural, estableciéndose las tarifas de último recurso a las que podrán acogerse, exclusivamente, los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, con independencia de su consumo anual.

A partir del día 1 de julio de 2008 sólo podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 3 GWh.

A partir del día 1 de julio de 2009 sólo podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 2 GWh.

A partir del día 1 de julio de 2010 sólo podrán acogerse a la tarifa de último recurso aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 1 GWh.

Se autoriza al Gobierno a modificar los límites de consumo establecidos en la presente disposición transitoria, para aquellos consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, si así lo recomiendan las condiciones de mercado.

Asimismo, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá determinar los precios que deberán pagar aquellos consumidores que transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador.

De acuerdo con la Directiva Europea, la tarifa de último recurso debe aplicarse únicamente a los consumidores considerados vulnerables. En este sentido, y en línea con lo indicado en informes anteriores de la CNE, se reitera la propuesta de acelerar el calendario de eliminación de tarifas, suprimiendo la tarifa de último recurso para los niveles de consumo superior a 50.000 kWh/año (tarifas T.3 y T.4). Por otra parte, se señala que el impacto de esta medida sería reducido, puesto que afectaría a unos a

59.500 clientes, esencialmente pequeñas y medianas empresas, que suman menos del 1% del total de clientes que pueden acogerse a la tarifa de último recurso según la normativa vigente.

5.4 Redefinición de los peajes de tránsito internacional

El servicio de peaje de tránsito internacional se encuentra regulado actualmente por el artículo 13 de la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, siendo de aplicación al servicio de transporte de gas natural con origen (entrada) en una conexión internacional o una planta de regasificación y con destino (salida) en una conexión internacional.

Artículo 13. Peaje de tránsito internacional.

- 1. Este peaje será de aplicación al servicio de transporte de gas natural con destino a una conexión internacional y con origen en otra conexión internacional, una conexión con un yacimiento o una planta de regasificación. El contrato de acceso deberá indicar expresamente el punto de entrada, el de salida y el caudal contratado. En la utilización de este peaje los usuarios deberán programar caudales diarios de entrada y salida dentro del margen permitido por el almacenamiento operativo establecido por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para el peaje de transporte y distribución.*
- 2. Las condiciones de ejecución del contrato de tránsito habrán de ser compatibles con la operación del sistema gasista.*
- 3. Este peaje incluye el almacenamiento operativo necesario para realizar la operación de transporte de gas natural, y no incluye servicios diferentes al transporte de gas natural, como la regasificación.*
- 4. En el caso de contratos de duración inferior a un año se aplicará lo establecido en el artículo 11 de la presente orden.*

Anexo 1. Precio del peaje de tránsito internacional.

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

| | | PUNTO DE SALIDA | | | | |
|------------------|----------------------|----------------------|------------------|--------|-------|--------|
| | | PORTUGAL-EXTREMADURA | PORTUGAL-GALICIA | LARRAU | IRÚN | TARIFA |
| PUNTO DE ENTRADA | CARTAGENA | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 0,567 |
| | HUELVA | 0,682 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | 0,385 |
| | SAGUNTO | 1,000 | 1,000 | 0,916 | 1,000 | 0,567 |
| | BILBAO | 1,000 | 1,000 | 0,567 | 0,385 | 1,000 |
| | BARCELONA | 1,000 | 1,000 | 0,850 | 1,000 | 1,000 |
| | MUGARDOS | 0,567 | 0,385 | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| | TARIFA | 0,788 | 1,000 | 1,000 | 1,000 | |
| | PORTUGAL-EXTREMADURA | | | 1,000 | 1,000 | 0,567 |
| | PORTUGAL-GALICIA | | | 1,000 | 1,000 | 1,000 |
| | LARRAU | 1,000 | 1,000 | | | 1,000 |
| | IRÚN | 1,000 | 1,000 | | | 1,000 |

Cabe señalar que estos peajes representan un porcentaje muy reducido de la facturación global: 2,2 M€ en el año 2007, y una previsión de 2,9 M€ en el conjunto del año 2008.

La ampliación prevista de la interconexión con Francia, que permite ampliar la capacidad de la conexión de Larrau en ambos sentidos, tanto en dirección a Francia como en dirección a España, ha atraído el interés de un gran número de empresas comercializadoras interesadas en la utilización de estas infraestructuras.

Sin embargo, el servicio demandado por varias de estas comercializadoras es el transporte de gas desde el punto de balance del sistema español (el AOC) hasta el punto de balance de la zona sur de Francia (el punto de intercambio de gas denominado PEG Sur), o en sentido contrario, el transporte de gas desde el PEG Sur hasta el AOC español. Varias de estas comercializadoras no tienen previsto introducir gas al sistema español (por lo tanto no requieren la contratación de un punto de entrada a la red), sino que su modelo comercial consiste en comprar y vender el gas ya introducido en el sistema español, en el punto de balance del sistema (AOC), y aprovechar las posibles diferencias de precios entre ambos mercados, operando en los mercados spot de ambos países.

Así, la interconexión se utilizará para hacer arbitraje (trading) entre los precios de ambos mercados, comprando gas en el sur de Francia y vendiéndolo en España, o viceversa, en función de los precios de cada uno de estos mercados, de manera similar a la operación entre los mercados del Reino Unido, Holanda y Bélgica. La promoción de este tipo de arbitrajes es uno de los objetivos prioritarios de cara a la creación del Mercado Único Europeo, permitiendo el desarrollo de los mercados organizados de gas natural, así como la convergencia de precios en la Unión Europea.

En la parte francesa, el sistema de contratación de acceso permite la contratación, por separado, del servicio de transporte de salida desde el PEG sur hasta la frontera española, así como del servicio de transporte de entrada desde Larrau hasta el PEG sur.

Sin embargo, en la parte española, no es posible la contratación, por separado, del servicio de transporte (salida) desde el AOC hasta la frontera francesa, sin reservar capacidad de entrada al sistema español, así como del servicio de transporte (entrada) desde la frontera francesa hasta el AOC, sin necesidad de contratar capacidad de salida, para vender el gas en el AOC. Se debe indicar que cuando el gas natural se compra o se vende diariamente en un mercado organizado, en dichos mercados todo el gas se considera como un único producto indiferenciado, sin una etiqueta que diga cual ha sido su procedencia o punto de entrada al sistema español. Además, en un mercado anónimo, no es posible conocer “a priori” las diferentes contrapartes que comprarán o venderán el gas en el AOC, por lo que no es posible ligar la capacidad de salida hacia Francia con ningún punto de entrada, ya que el gas en el AOC se encuentra indiferenciado, y ha podido ser comprado y vendido varias veces y a múltiples comercializadores.

Para facilitar estos tránsitos internacionales, así como para fomentar el uso del AOC en España como punto de compra – venta de gas natural, resulta conveniente redefinir la estructura de los peajes de tránsito internacional, permitiendo la contratación desagregada de servicios de transporte internacional desde el AOC hasta las interconexiones internacionales, o desde las interconexiones internacionales hasta el AOC.

Dado que la estructura de peajes en España ya diferencia un peaje o término de reserva de capacidad a la entrada del sistema, y un peaje o término de conducción a la salida del sistema, la desagregación de servicios puede realizarse de manera sencilla y sin grandes cambios en la estructura de peajes, teniendo en cuenta que el gas comprado en el AOC ya ha pagado el peaje de entrada al sistema, por lo que únicamente deberá pagar el peaje de salida hacia Francia.

Por otra parte, en caso de aplicar peajes diferenciados a las distintas entradas y salidas del sistema, esta sistemática debería aplicarse a todos los peajes, sin establecer diferencias entre los servicios de tránsito y los servicios nacionales, como ocurre en la actualidad. Por este motivo, dado que aún no se ha desarrollado un modelo de peajes que permita la introducción de un peaje diferenciado por entradas para los servicios nacionales, se propone aplicar la misma sistemática al peaje internacional.

En resumen, se propone una nueva redacción para el artículo 13 del Peaje Internacional, convirtiendo los peajes de tránsito internacional en peajes de utilización de las interconexiones (entrada / salida) desagregados, y promoviendo el desarrollo de mercados de compra – venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC), de manera similar al funcionamiento de otros sistemas de transporte en Europa. Al realizarse la contratación de manera desagregada, no es necesario publicar una tabla con la matriz de peajes de tránsito punto a punto, ya que no se conoce la ruta que efectúa el gas.

Propuesta de Artículo 13. Peaje de utilización de las interconexiones internacionales

1. Se distinguen dos tipos de peajes para el uso de las interconexiones internacionales: peajes de entrada y peajes de salida, permitiéndose la contratación desagregada de estos servicios de cualquier otro servicio de transporte o distribución;

2. El peaje de entrada por una interconexión internacional hasta el AOC será de aplicación al servicio de transporte de gas natural con origen en una interconexión internacional hasta el AOC, o punto de balance del sistema gasista español. El contrato de acceso indicará el punto de

entrada y el caudal contratado. El peaje correspondiente a este servicio será el correspondiente al término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución.¹⁸

3. El peaje de salida por una interconexión internacional será de aplicación al servicio de transporte de gas natural desde cualquier punto de entrada o desde el AOC o punto de balance del sistema gasista español hasta la frontera internacional. El peaje correspondiente a este servicio será el correspondiente al término de conducción del peaje de transporte y distribución de tipo 1.3, con independencia de la presión de salida y de la utilización anual.¹⁹

Se puede evaluar el efecto económico de estos cambios propuestos sobre los tránsitos actuales:

- La propuesta supone la eliminación de los términos reductores para determinadas entradas. Teniendo en cuenta que el principal tránsito se produce de Bilbao a Larrau, que estaba afectado por un coeficiente de 0,567, la propuesta supone un incremento en la facturación del término fijo.
- A efectos de mitigar este incremento en los peajes, se propone aplicar a todos los tránsitos de salida de España el término de conducción del peaje de transporte y distribución de tipo 1.3, con independencia de la presión de salida y de la utilización anual.

Si bien el efecto de ambas medidas puede suponer un incremento de los peajes de tránsito, cabe señalar que corrige el sistema actual, que asigna un peaje por el servicio de tránsito excesivamente bajo en comparación con el peaje por el servicio de transporte nacional, siendo además el servicio de tránsito un bien escaso en el sistema.

Por otra parte, la contratación de servicios desagregados de entrada y salida puede hacer que, en la práctica, el incremento en los peajes sea menor, una vez que las comercializadoras adapten su contratación a esta nueva estructura de peajes.

¹⁸ Al separar los servicios de capacidad de entrada y de salida, el 100 % del almacenamiento operativo queda asignado a la capacidad de entrada, sin que exista un margen de tolerancia para el balance de los usuarios que sólo contraten capacidad de salida. Como alternativa, se podría proponer una división al 50 % del almacenamiento operativo entre la capacidad de entrada y de salida: *La contratación de este peaje dará derecho al uso del 50 % del almacenamiento operativo establecido por el Real Decreto 949/2001 para el peaje de transporte y distribución*

¹⁹ Como alternativa se puede incluir el siguiente párrafo: *La contratación de este peaje dará derecho al uso del 50 % del almacenamiento operativo establecido por el Real Decreto 949/2001 para el peaje de transporte y distribución, calculado en base al término fijo por reserva de capacidad del término de conducción del peaje de transporte y distribución.*

5.5 Tablón de anuncio de ofertas de capacidad en el mercado secundario

El establecimiento de mercados secundarios de capacidad, constituye una de las recomendaciones del Foro de Madrid y del Grupo de Reguladores Europeos (ERGEG), como herramienta para promover el uso efectivo de las infraestructuras que se encuentran congestionadas contractualmente.

Favorecer los traspasos de capacidad y los mercados secundarios de capacidad, es uno de los objetivos del Reglamento CE 1775/2005 del Parlamento Europeo y del consejo sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. La elaboración de dicho reglamento se basó, a su vez, en las Directrices de buenas prácticas de acceso de terceros a la red (GGP2) acordadas en el séptimo Foro de Madrid de septiembre de 2004.

El artículo 2 del Reglamento CE 1775/2005 define los siguientes términos:

- *“mercado primario”, el mercado de la capacidad directamente contratada con el gestor de red de transporte;*
- *“mercado secundario”, el mercado de la capacidad contratada de forma distinta a como se contrata en el mercado primario.*

El artículo 5.3 del Reglamento establece los principios que deben regir los mecanismos de asignación de la capacidad y de gestión de la congestión:

“3. En caso de que los gestores de redes de transporte celebren nuevos contratos de transporte o renegocien contratos de transporte ya existentes, dichos contratos deberán tener en cuenta los siguientes principios:

a) [...]

- b) los usuarios de la red que lo deseen estarán autorizados para revender o subarrendar en el mercado secundario la capacidad contratada que no hayan utilizado. Los Estados miembros podrán exigir a los usuarios de la red que notifiquen o informen al gestor de la red de transporte.

En este artículo se establece el derecho de todos los usuarios de la red a revender su capacidad en un mercado secundario. Esto les permitiría optimizar su capacidad, minimizando así sus costes por este concepto, y favoreciendo la resolución de congestiones.

Adicionalmente, el artículo 8 del Reglamento establece que los transportistas deben facilitar el intercambio secundario de capacidad, y reconocer la transferencia de derechos de capacidad que les sean notificados por los usuarios de la red.

Artículo 8 Intercambio de derechos de capacidad

Cada gestor de red de transporte tomará las medidas convenientes para permitir el libre intercambio de los derechos de capacidad y facilitar dicho intercambio. Cada gestor establecerá procedimientos y contratos de transporte armonizados en el mercado primario para facilitar el intercambio secundario de capacidad y reconocer la transferencia de derechos de capacidad primaria que notifiquen los usuarios de la red. Los procedimientos y contratos de transporte armonizados se notificarán a las autoridades reguladoras.

En este sentido, en el Boletín Oficial del Estado de fecha 2 de abril de 2005, se publicó 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. En la misma, se incluye como mandato vigésimo noveno el siguiente: “Mandato al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para que adecue la legislación española a la comunitaria en lo referente a las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas. El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio elevará, antes del 1 de marzo de 2006, al Gobierno el desarrollo normativo que posibilite la creación de un mercado secundario de capacidad de instalaciones gasistas que permita aumentar la eficiencia en la gestión de este tipo de instalaciones”.

El sistema de contratación español ya establece unos modelos regulados de solicitud y de contrato de acceso, por lo que nuestra regulación ya cumple con el requisito de establecer

unos contratos de transporte armonizados, atribuyendo su elaboración a las autoridades reguladoras, lo que garantiza la objetividad, transparencia y no discriminación en las cláusulas contractuales de los contratos de acceso.

Sin embargo, queda por regularse los mecanismos que faciliten el intercambio de derechos de capacidad, y el reconocimiento por parte de los transportistas de la transferencia de derechos de capacidad que les sean notificados por los usuarios de la red. De acuerdo con lo manifestado por la Comisión Europea en sus notas interpretativas, sería conveniente que los intercambios de capacidad se realicen en condiciones no discriminatorias y transparentes.

En este contexto, y teniendo en cuenta que el número de intercambios de capacidad que se llevan a cabo es muy reducido, en varias iniciativas regionales europeas se ha propuesto la implementación de un “bulleting board” o tablón de anuncios en la página web de los transportistas, como mecanismo práctico para facilitar los traspasos de capacidad de manera transparente y no discriminatoria. Este método ya se emplea por algunos transportistas europeos, como el OMV austriaco o RWE-Transgas Net checo.²⁰

En el mercado español, dado que los transportistas ya tienen la obligación de publicar la capacidad disponible y contratada de sus instalaciones, es suficiente con incluir, en sus obligaciones de publicación, todas las ofertas de transferencia de capacidad que le comuniquen los distintos agentes.

En este sentido, para adaptar la regulación española al Reglamento 1775/2005 CE, se propone introducir el siguiente redactado como nuevo artículo de las órdenes de peajes:

Propuesta de nuevo artículo. Tablón de anuncios para la transferencia de derechos de capacidad

1. Los comercializadores podrán intercambiar libremente los derechos de capacidad de entrada al sistema de transporte, derechos de capacidad de regasificación y derechos de capacidad de almacenamiento.
2. Para favorecer la transparencia, los comercializadores notificarán a los transportistas las ofertas de compra o venta de capacidad en el mercado secundario, y los transportistas

²⁰ Véase a título de ejemplo, la página www.omv.com

deberán publicar estas ofertas de capacidad a través de su página web, junto con la publicación de la capacidad disponible.

3. La transferencia de derechos de capacidad deberá ser acordada entre el comercializador cedente y el comercializador tomador de la capacidad, siendo necesaria para su formalización la firma de un acuerdo de cesión entre el sujeto que cede la capacidad y el que la recibe, y la comunicación al transportista. Los transportistas estarán obligados a reconocer las transferencias de capacidad que les sean notificadas, y llevarán un registro de las mismas.
4. En cualquier caso, se entenderá que tras la cesión de capacidad el nuevo comercializador sustituirá al antiguo en todos los derechos y obligaciones del comercializador que cede la capacidad

No se ha incluido en la propuesta la cesión de la capacidad de salida, donde una vez respetada la viabilidad técnica, se mantiene el criterio actual de asociar la capacidad de salida al cliente final, de manera que si el cliente final cambia de comercializador, se traspa la capacidad de salida al nuevo comercializador.