


Comisión Nacional de Energía
Salida
Nº. 200800019963
19/12/2008 07:32:43

Sr. Secretario General:

De conformidad con las funciones referidas en el apartado tercero.1. cuarta de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y en contestación a su solicitud de fecha 11 de diciembre de 2008, adjunto se remite el "Informe 37/2008 de la CNE sobre la propuesta de orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista", aprobado por mayoría por el Consejo de Administración en su sesión del día 18 de diciembre de 2008.

Asimismo, se adjuntan las alegaciones en relación con el citado informe de los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

Madrid, diecinueve de diciembre de dos mil ocho.



Marina Serrano González.

Anexos.

SR. D. PEDRO MARÍN URIBE
Secretario General de Energía

cc. **SR. D. JORGE SANZ OLIVA**
Director General de Política Energética y Minas



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 37/2008 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES
Y CÁNONES ASOCIADOS AL
ACCESO DE TERCEROS A LAS
INSTALACIONES GASISTAS, LA
TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO, Y
DETERMINADOS ASPECTOS
RELATIVOS A LAS ACTIVIDADES
REGULADAS DEL SECTOR GASISTA**

18 de diciembre de 2008

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	2
2	ANTECEDENTES.....	3
3	COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE PEAJES Y CÁNONES.....	5
3.1	Cambios cualitativos que afectan al sistema de peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007	5
3.2	Variaciones de los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007	6
3.3	Valoración general de la propuesta de peajes y cánones.....	8
3.4	Comentarios particulares	12
4	COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO	27
5	COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA	30
5.1	Análisis de la Retribución considerada en la Propuesta de Orden Ministerial	31
5.2	Consideraciones sobre las Disposiciones de la Propuesta de Orden.....	53
6	OTRAS CONSIDERACIONES	63
6.1	Asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo	63
6.2	“Cuenta del gas de maniobra” y mermas en las instalaciones de transporte.....	66
6.3	Adquisición de gas talón y gas de operación.....	67
7	CONCLUSIÓN	68
8	ANEXOS.....	68



INFORME 37/2008 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES Y CÁNONES ASOCIADOS AL ACCESO DE TERCEROS A LAS INSTALACIONES GASISTAS, LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO, Y DETERMINADOS ASPECTOS RELATIVOS A LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 18 de diciembre de 2008, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 INTRODUCCIÓN

El día 11 de diciembre de 2008 se recibió, en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista, junto con una Memoria justificativa, para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo.

El Consejo Consultivo de Hidrocarburos se reunió el día 14 de diciembre de 2008, para discutir la indicada propuesta de Orden. Se adjuntan, como Anexo IV, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

Una vez más se hace constar que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar adecuadamente las propuestas de retribución y de revisión de tarifas, peajes y cánones. Este comentario se aplica especialmente al caso de la presente propuesta de Orden, dado que se introducen cambios de gran envergadura, cuyas implicaciones para el sistema y los diferentes agentes que en ello operan deben ser valoradas en profundidad, aspecto que ha sido puesto en evidencia de forma unánime por los miembros del Consejo Consultivo de la CNE.

Asimismo, se entiende que para que el contenido de los informes de la Comisión Nacional de Energía sea considerado adecuadamente en la Orden ITC/2008, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación de los informes por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación de las Órdenes en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Hidrocarburos, dada la trascendencia que tiene la propuesta, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para analizar la repercusión que tiene su

recuperación mediante peajes y cánones de gas natural y tarifas de último recurso sobre los distintos colectivos de consumidores.

La organización del informe es la siguiente. En el epígrafe 2 se repasan los antecedentes a este ejercicio tarifario. En el epígrafe 3 se describen las modificaciones introducidas en la propuesta de Orden respecto a los peajes y cánones vigentes y se realiza una valoración de dichas modificaciones. En el epígrafe 4 se presentan comentarios sobre la propuesta de tarifa de último recurso. En el epígrafe 5 se describen y se valoran los cambios introducidos en la retribución de las actividades reguladas. En el epígrafe 6 se incluyen consideraciones sobre aspectos de otra naturaleza. Por último, en el epígrafe 7 se incluye la conclusión del informe.

2 ANTECEDENTES

El Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural, en su capítulo IV, introduce los criterios generales para la determinación de las tarifas, peajes y cánones, los elementos de cálculo de dichos precios regulados, así como las nuevas estructuras de tarifas de venta y de peajes y cánones de gas natural.

En el apartado 3 del artículo 25 del RD 949/2001 se señala que para la determinación conjunta de las tarifas, peajes y cánones se seguirán los siguientes objetivos:

- Retribuir las actividades reguladas.
- Asignar, de forma equitativa, los costes imputables a cada tipo de suministro en función del rango de presión, nivel de consumo y factor de carga.
- Incentivar a los consumidores un consumo eficiente de gas natural.
- No producir distorsiones entre el sistema de suministro en régimen de tarifas y el excluido del mismo.

Asimismo, en los apartados 1 y 3 del artículo 26 del Real Decreto 949/2001 se describen los conceptos de coste recogidos en los diferentes peajes y cánones de gas natural. Dichos costes son los de conducción (regasificación, transporte, distribución y almacenamiento), la tasa de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cuota del Gestor Técnico del Sistema (GTS) y las desviaciones, en su caso, resultantes de la aplicación del régimen de liquidaciones del año anterior.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes del mercado interior de la electricidad, modifica la redacción del Artículo 92 de la Ley 34/1998 sobre los criterios para determinación de peajes y cánones. Este Artículo establece que los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos. En particular, en el caso de los suministros realizados desde una planta satélite de GNL, se tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de dichos suministros.

La Orden ITC/3863/2007 estableció los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2008, y actualizó determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

En relación con las tarifas de último recurso, la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008, estableció las tarifas vigentes a partir del 1 de enero de 2008 y el procedimiento de actualización de las mismas aplicable hasta octubre de dicho año. Asimismo, la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, determinó las tarifas aplicables a partir del 12 de octubre de dicho año, y el procedimiento a aplicar para la revisión del término variable de dichas tarifas.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que el pasado 11 de noviembre de 2008 tuvo entrada en esta Comisión 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. Dicha propuesta en su disposición final tercera modificaba el último párrafo del artículo 3.1 del Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro del último recurso. En particular, la propuesta de norma, establecía que *“Se entenderá que un consumidor se acoge a la tarifa de último recurso de gas cuando sea suministrado por un comercializador de último recurso de gas”*.

La Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007 establece que, a partir del 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.

Asimismo, el Real Decreto 326/2008, en su Disposición adicional segunda, establece como mandato a la Comisión Nacional de Energía la remisión, antes del 15 de noviembre de cada año al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de las retribuciones del año siguiente, correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución, desglosadas por compañía y concepto retributivo, a efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso.

En cumplimiento de dichos mandatos, esta CNE remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el informe sobre “Propuesta de revisión anual 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” y el informe sobre “Propuesta de retribuciones para 2009 correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución a efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso”, ambos aprobados por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión del 27 de noviembre de 2008.



3 COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE PEAJES Y CÁNONES

En este apartado se presenta ante todo una breve descripción de los cambios introducidos en la propuesta de Orden con respecto a los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007, incluyendo tanto las modificaciones de naturaleza cualitativa, como las variaciones cuantitativas de peajes y cánones. Seguidamente se realiza una valoración general de la propuesta, que se concentra en los aspectos metodológicos y en la suficiencia recaudatoria de la misma. Por último, se presentan unos comentarios particulares sobre los aspectos que se consideran más relevantes de la propuesta de peajes y cánones.

3.1 Cambios cualitativos que afectan al sistema de peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007

La propuesta de Orden introduce una serie de cambios de naturaleza cualitativa respecto al sistema de peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007, que se describen de manera detallada en el Anexo I de este informe. A continuación se destacan, de manera resumida, tan sólo los cambios más relevantes:

- Se modifican varios aspectos de las condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones, que afectan al procedimiento para determinar el escalón de peaje de transporte y distribución aplicable a cada consumidor, distinguiendo entre contratos de corto y largo plazo, y al alcance del canon de almacenamiento de GNL, que se propone aplicar al volumen de gas efectivamente almacenado por los usuarios, eliminando la franquicia actual de 5 días (Artículo 4).
- Se simplifica el procedimiento para determinar los plazos y las penalizaciones en relación con la obligación de los consumidores, con un consumo anual superior a 5 GWh, de instalar y mantener operativos los equipos de telemedida (Artículo 9).
- Se modifica de manera sustancial el sistema vigente de peajes para contratación de corto plazo, permitiéndose la posibilidad de contratación simultánea de capacidad a corto y a largo plazo desde un mismo punto de suministro, sin necesidad de disponer de equipos de telemedidas diferentes (Artículo 10).
- Se elimina un tipo de peaje interrumpible, el peaje de tipo A, que incorpora una interrupción máxima al año de 5 días (Artículo 11).
- Se especifica el tratamiento de las operaciones de transporte entre el centro de gravedad del sistema (AOC) y las conexiones internacionales, a las cuales no serán de aplicación los peajes de tránsito internacional (Artículo 12).
- Se establece la supresión del apartado 3.6.1 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema, que elimina las penalizaciones expresas por mantener un nivel de almacenamiento de GNL en los tanques superior a una determinada cantidad en media mensual (Disposición derogatoria única)



- Se prevé que, partir del día 1 de julio de 2009, se procederá a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones, en función de la evolución del saldo de las liquidaciones efectuadas en el sistema gasista (Disposición final quinta)

3.2 Variaciones de los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007

Además de los cambios cualitativos descritos anteriormente, la propuesta de Orden introduce variaciones significativas y diferenciadas en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de la Orden ITC/3863/2007, que se describen en detalle en el Anexo I de este informe y se resumen brevemente en este epígrafe:

- Mantenimiento del término fijo y variable de la Orden ITC/3863/2007 del peaje de regasificación.
- Se crean dos grupos de plantas en relación con los peajes de descarga de buques: el grupo "Barcelona, Bilbao y Mugaridos", con el peaje más bajo (11.350 €/buque y 0,0023 c€/kWh), y el grupo "Huelva, Cartagena y Sagunto", con el peaje más alto (24.062 €/buque y 0,0046 c€/kWh). Con respecto a los peajes establecidos por la Orden ITC/3863/2007, el peaje de Barcelona, que es actualmente el más alto, se ha reducido en un 45,2% en su término variable y en un 46,5% en su término fijo. Los términos fijos de los peajes de descarga de las demás plantas se han aumentado de manera uniforme en un 13,5%, mientras los términos variables se han incrementado en un 14,3% para Cartagena, Sagunto y Mugaridos y en un 15% para Bilbao.
- Aumento del 22,78% del canon de almacenamiento de GNL.
- Aumento del 13,5% del peaje de trasvase de GNL a buque.
- Aumento del 67,22% del término fijo del canon de almacenamiento subterráneo y diferenciación del término variable: aumenta un 30% en caso de inyección y se reduce un 30% en caso de extracción respecto al término variable vigente.
- Aumento del 13,5% del término de reserva de capacidad de los peajes de transporte y distribución.
- Aumentos de los términos fijos y variables de conducción en los grupos 1 y 2 de los peajes de transporte y distribución y reducciones en el grupo 3.
- Variaciones diferenciadas, por punto de entrada y salida, en los coeficientes de los peajes internacionales.
- Aumento del 45% en el término variable de los peajes interrumpibles de tipo B (el tipo A desaparece en la propuesta de Orden).
- Aumento de los coeficientes que se aplican al término fijo de los peajes de transporte y distribución para obtener los peajes de duración inferior a 1 año (diarios y mensuales) entre un 308% y un 244% para los meses de mayor demanda, y reducción de los mismos entre un 33,3% y un 49,4% para los meses de menor demanda.

En resumen, teniendo en cuenta, exclusivamente, las variaciones de los peajes de regasificación, almacenamiento subterráneo y transporte y distribución, introducidos en la propuesta de Orden respecto a los vigentes en 2008, se registra un aumento medio del 4,5%, a partir del ejercicio de facturación realizado por la CNE sobre la base de la

demanda prevista en 2009 (467.300 GWh) y otros supuestos que se han ilustrado en el informe de noviembre de 2008¹.

En el cuadro siguiente se muestran, además, los aumentos de recaudación que se obtienen en cada actividad regulada. En el caso de la regasificación el incremento medio de los distintos servicios es del 16,4%, y cabe destacar el incremento del 258% en el canon de almacenamiento de GNL, debido tanto al incremento en dicho canon, como a su diferente ámbito de aplicación (para una discusión más detallada de este aspecto véase el epígrafe 3.4.3). En cuanto al almacenamiento subterráneo el aumento es del 63%. Finalmente, los ingresos de transporte y distribución aumentan en media un 0,5%, resultando de una reducción del 0,2% y de un aumento del 13,5% en el término de reserva de capacidad.

Cuadro 1. Comparación de los ingresos previstos bajo los peajes y cánones de la propuesta de Orden con los ingresos que se obtendrían con los peajes vigentes. Previsión de demanda 2009 CNE

	Facturación (Miles de €)		Diferencias : Propuesta de Orden vs Orden ITC/3863/2007	
	Orden ITC/3863/2007	Propuesta de Orden	Miles de €	%
(A). Actividad de Regasificación	316.743	368.737	51.994	16,4%
Peaje de descarga de buques	19.353	20.997	1.644	8,5%
Peaje de carga en cisternas	9.982	11.332	1.351	13,5%
Peaje de regasificación	268.441	268.441	-	0,0%
Almacenamiento GNL	18.966	67.966	49.000	258,4%
(B). Almacenamiento Subterráneo	86.610,42	141.268	54.658	63,1%
(C). Transporte y Distribución	2.261.521	2.273.763	12.241	0,5%
Reserva de Capacidad	118.667	134.686	16.018	13,5%
Término de conducción	2.142.854	2.139.077	- 3.777	-0,2%
(D). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	2.664.874	2.783.768	118.893	4,5%

Fuente: CNE y Propuesta de Orden

Nota: La comparación se ha realizado considerando el mismo nivel de demanda bajo ambos escenarios de peajes y cánones. Para el caso del canon almacenamiento de GNL se ha considera el cambio en su ámbito de aplicación. Por lo tanto, a la hora de facturar el canon de propuesta de Orden, se ha considerado como mejor estimación del almacenamiento de GNL para el ejercicio 2009, el almacenamiento medio registrado en las plantas de regasificación en el periodo septiembre 2007-agosto 2008.

¹ CNE, "Propuesta de revisión anual 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" en cumplimiento de la Disposición adicional séptima del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio. El informe se encuentra publicado en la página web de la CNE.

3.3 Valoración general de la propuesta de peajes y cánones

3.3.1 Aspectos metodológicos

El informe de la CNE de noviembre de 2008, que debería incluirse entre los antecedentes de la Orden, proponía una imputación transparente de los distintos costes reconocidos a cada tipo de peaje y canon existente, como punto de partida para implementar una metodología tarifaria sólida, que asigne los costes de los distintos servicios de manera eficiente. No obstante, debido a que, según dicha imputación, los ajustes necesarios para reestablecer una imputación eficiente de los costes reconocidos a cada peaje/canon eran significativos, se indicaba que dichos cambios se fueran introduciendo gradualmente, aunque se recomendaba proporcionar, lo antes posible, alguna señal sobre la necesidad de alinear peajes y costes subyacentes y evitar un incremento uniforme de todos los peajes de 2009, como el aplicado en ejercicios tarifarios pasados. Asimismo, se recomendaba que las subidas en los peajes de regasificación no tuvieran un impacto negativo sobre la dinámica competitiva de mercado, teniendo en cuenta que en el curso de 2009 iba a entrar en funcionamiento el gasoducto de MEDGAZ y que, a través del mismo, diferentes comercializadoras tendrán acceso al gas canalizado y no sólo a GNL.

A diferencia de las Ordenes de peajes y cánones de años anteriores, en las cuales se establecían variaciones uniformes en todos los peajes y cánones, la propuesta de Orden para 2009 presenta incrementos diferenciados (véase a este respecto el Anexo I), que se han justificado en la Memoria anexa a la propuesta de Orden, sobre la base de un conjunto heterogéneo de criterios. En particular:

- En el caso de la regasificación el peaje se ha mantenido constante “*habida cuenta del exceso de capacidad de las plantas de regasificación*”. Sin embargo, se considera que dicho peaje debería aumentar y recoger el coste subyacente de la actividad de regasificación dado que en la actualidad se financia con los aumentos de otros peajes.
- En cuanto al canon de almacenamiento subterráneo, se ha incrementado su término fijo en un 67% para reflejar la escasez de estas infraestructuras y para tener en cuenta el 75% de la prima que se determinó como resultado de la subasta de capacidad “*atendiendo a la necesidad de aproximar el peaje del servicio al valor del mismo, vista la escasez del bien*”. No obstante, dicho canon debería reflejar el coste por el uso de las infraestructuras de almacenamiento subterráneo. Tal y como se indicó en el informe de la CNE de noviembre de 2008, se considera que la señal de escasez de dicha infraestructura se debería proporcionar a través del precio resultante de una subasta competitiva.
- El canon de almacenamiento de GNL y el peaje de descarga de buques se han incrementado con el objetivo, según la Memoria de la propuesta de Orden, de fijar un precio más cercano a su coste y, en el caso de estos últimos, también de evitar los problemas de congestiones en las plantas de regasificación. En este caso, aún cuando los aumentos van en la dirección correcta, no se ha tenido en cuenta el posible impacto sobre la competencia, ni la falta de un periodo transitorio para las comercializadoras que consideren, tanto el aumento propuesto, como la supresión del apartado 3.6.1 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema. Asimismo, si

bien se reduce el peaje de descarga de GNL de la planta de Barcelona, en línea con el problema actual de congestiones, no se especifican los criterios utilizados para establecer los 2 grupos de peajes por plantas de regasificación que se introducen en la propuesta de Orden.

- Según la Memoria de la propuesta de Orden "los peajes de transporte y distribución se han fijado para lograr obtener las necesidades de recaudación del sistema". Sin embargo, se considera que la suficiencia de ingresos debería obtenerse con los peajes de cada actividad, de forma que reflejen el coste subyacente. La utilización de los peajes de transporte y distribución como variable de cierre, que permita la suficiencia global de los ingresos, no es un criterio que conlleve a la asignación eficiente del coste para establecer el precio para el uso de cada servicio. No obstante, transitoriamente, en tanto no se realice una asignación eficiente de costes en todos los peajes y cánones, se hace necesario que al menos dichos precios regulados sean suficientes y permitan cubrir los costes.
- Asimismo, se han aplicado variaciones diferenciadas entre los distintos grupos tarifarios de los peajes de transporte y distribución, que benefician al grupo 3 (se reducen los términos de conducción de los peajes) y penalizan a los grupos 1 y 2 (aumentan los términos de conducción de los peajes). La elevada participación en los días de demanda punta de las centrales de ciclo combinado (que pertenecen fundamentalmente al grupo 1.3), podría justificar, en parte, esta asignación de costes incluida en la propuesta de Orden. Sin embargo, en la Memoria no se aporta ninguna justificación objetiva de la revisión de estos peajes.

En resumen, se considera importante señalar que los criterios utilizados para asignar los costes y establecer los peajes y cánones de la propuesta de Orden no contribuyen al establecimiento de una metodología tarifaria transparente y estable que proporcione señales de eficiencia asignativa.

A este fin sería necesario, como se ha recomendado en el citado informe de noviembre de 2008, 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, según sus características de presión, nivel de consumo y factor de carga, y fomentando así un uso eficaz y una mejor utilización de las infraestructuras gasistas, tal y como está previsto en el artículo 25 del Real Decreto 949/2001.

3.3.2 Suficiencia recaudatoria

En la Memoria que acompaña la propuesta de Orden se muestra el resultado del ejercicio de facturación realizado por el MITYC con los peajes y cánones propuestos para 2009 y una demanda prevista de 467.300 GWh, que coincide con la estimación de la CNE.



Según el cuadro que aparece en la página 68 de la Memoria, los ingresos previstos serían suficientes para recuperar los costes reconocidos para 2009, que, de acuerdo, con el MITYC ascenderían a 2.836 millones de euros².

Sin embargo, cabe señalar que dicha suficiencia depende de forma crucial de los supuestos empleados en la facturación. Determinados supuestos incluidos en el ejercicio de la propuesta de Orden difieren de los considerados en el informe de la CNE de noviembre de 2008. En particular, por motivos de prudencia, en éste se han empleado los siguientes supuestos de facturación:

- Factores de carga más elevados respecto a los utilizados por el MITYC para facturar los términos de reserva de capacidad de los peajes de transporte y distribución.
- A diferencia del MYTIC, no se estimaron ingresos por tránsitos internacionales, por subastas y por penalizaciones.

En el Anexo II del presente informe se detallan las diferencias obtenidas en la facturación a todo el sistema de los peajes y cánones incluidos en la propuesta de Orden para 2009, de acuerdo con su Memoria, y según el informe de la CNE de noviembre de 2008.

En resumen, según la Memoria que acompaña la propuesta de Orden, la aplicación en 2009 de los peajes y cánones propuestos implica un aumento del 4,5% respecto a los peajes vigentes y este aumento sería suficiente para cubrir los costes reconocidos de 2.836 millones de euros. Por otra parte, según el escenario de facturación de la CNE se estima que, bajo el mismo escenario de demanda y con las mencionadas hipótesis diferentes explicadas en el Anexo II sobre factores de carga e ingresos adicionales, dichos peajes y cánones no serían suficientes en 52,7 Millones de €. Sería necesario un aumento adicional del 1,9%, en términos medios de los peajes, respecto del aumento de la propuesta de Orden, para cubrir los costes incluidos en la misma (véase el cuadro 2). Todo ello depende de las hipótesis consideradas en el ejercicio de facturación.



² Esta cantidad difiere en su total y composición de la propuesta de la CNE. Para una discusión sobre este aspecto véase el apartado 5 del presente informe.

Cuadro 2. Ingresos previstos de aplicar los peajes y cánones de la propuesta de Orden a todo el sistema y costes previstos para 2009.

	Facturación (miles de €)		Ingresos - Costes	
	Ingresos de actividades reguladas	Costes de actividades reguladas	Miles de €	%
(A). Actividad de Regasificación	368.737	410.500	-41.763	-10,2%
Peaje de descarga de buques	20.997			
Peaje de carga en sistemas	11.332			
Peaje de regasificación	268.441			
Almacenamiento GNL	67.966			
(B). Almacenamiento Subterráneo	141.268	56.041	85.227	152,1%
(C). Transporte y Distribución (1)	2.273.763	2.369.923	-96.160	-4,1%
Reserva de Capacidad	134.686			
Término de conducción	2.139.077			
(D). TOTAL (A) + (B) + (C)	2.783.768	2.836.464	-52.696	-1,9%

(1) Incluye déficit-superávit (2002-2007) y Plan de ahorro y eficiencia energética

Fuente: Propuesta de Orden y CNE

Además de la suficiencia recaudatoria global, el cuadro anterior permite verificar el grado de alineamiento entre los costes y los ingresos de cada actividad regulada. Se observa que permanece una situación de desfase importante entre ingresos y costes de las distintas actividades, que ya se había señalado en el informe de noviembre de 2008. En particular, los ingresos recaudados a través del canon de almacenamiento subterráneo superan en un 152% sus costes reconocidos, contribuyendo a financiar el resto de actividades³.

Finalmente, cabe mencionar que algunos de los cambios introducidos por la propuesta de Orden, y que se comentan en detalle en los siguientes epígrafes del presente informe, añaden una incertidumbre significativa sobre los ingresos previstos para 2009, con los peajes y cánones de la propuesta de Orden. A este efecto contribuyen, tanto la

³ En el ejercicio de facturación realizado en el informe de noviembre de 2008 se destacó la existencia de desfases entre los ingresos y los costes reconocidos a cada actividad gasista regulada. Sin embargo, dichos desfases eran distintos de los que aquí se comentan, puesto que los ingresos de transporte y distribución también eran superiores a sus costes reconocidos y contribuían, conjuntamente al almacenamiento subterráneo, a financiar la regasificación, que era la única actividad deficitaria. Esta diferencia se debe a que, en el informe de noviembre de 2008, se consideraban: (1) los peajes y cánones vigentes en 2008 y (2) los costes de la propuesta de la CNE de noviembre de 2008, que difieren de los de la propuesta de Orden. Como se comenta en detalle en el apartado 5, la propuesta implica una menor retribución a las actividades de transporte y distribución, que es más que compensada por un incremento en la cuantía destinada al Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, que se recupera a través de estos peajes, y en un incremento de la retribución a los almacenamientos subterráneos. Por lo tanto, teniendo en cuenta estos costes, y al hecho de que los nuevos peajes propuestos incrementan de forma significativa los ingresos del almacenamiento respecto de los ingresos de las otras actividades, se obtiene el resultado que se muestra en el cuadro anterior, donde tanto el transporte y distribución como la regasificación son actividades deficitarias.

modificación del peaje de almacenamiento de GNL, que previsiblemente inducirá una menor demanda por este servicio, como la introducción del nuevo sistema de contratación de corto plazo, que podrían conllevar una menor recaudación en concepto de peajes de transporte y distribución de contratos de largo plazo. En el caso de este último, debido a la falta de información disponible, no ha sido posible realizar una estimación de su impacto sobre los ingresos tarifarios previstos para 2009.

3.4 Comentarios particulares

3.4.1 Peajes y contratos de corto plazo

En el Artículo 10 de la propuesta de Orden se establecen las condiciones de aplicación de los peajes y cánones para contrataciones de corto plazo, entendiendo por capacidad a corto plazo la contratada por periodos inferiores a dos años, de acuerdo con lo establecido en el apartado 6 del artículo 6 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto.

Sin embargo, se señala que los coeficientes a aplicar al término fijo de reserva de capacidad, al término fijo del peaje de regasificación y al término fijo del peaje de conducción, son los indicados en el anexo I y, de acuerdo con este anexo (anexo I. Décimo), los coeficientes referidos se aplican a los peajes correspondientes a contratos de acceso de duración inferior a 12 meses.

La nueva normativa propuesta incluye los siguientes aspectos:

- El punto de suministro para la contratación de capacidad de transporte y distribución a corto plazo deberá disponer de equipos de telemedida operativos. Con ello se asocia la contratación a corto plazo a disponer de telemedida, independientemente del nivel de presión. Antes sólo era de aplicación a puntos de suministro a presión superior a 4 bar.
- Se permite contratar para un mismo punto de suministro simultáneamente a corto y largo plazo sin que sea necesario disponer de aparatos de telemedida independientes.
- Se establece un criterio de asignación del consumo para un punto de suministro que tenga contratos a corto y largo plazo. Según este criterio se asigna primeramente al contrato a largo plazo hasta que se alcance su capacidad contratada, a partir de la cual el consumo se asignará a los contratos a plazo inferior.
- Para calcular la facturación por los términos variables se debe utilizar el criterio establecido en el artículo 4.3 de la Propuesta de Orden.
- Se establece un nuevo criterio de aplicación para las diferencias entre el caudal total máximo medido y el caudal total máximo contratado para el conjunto de contratos de acceso a largo y a corto plazo, imputándose la misma en el sistema de facturación al contrato de acceso cuyo término fijo sea mayor.

Según la Memoria que acompaña la propuesta de Orden estos cambios están dirigidos, por un lado, a flexibilizar la contratación del acceso, permitiendo la contratación simultánea de capacidad a largo y corto plazo en un mismo punto de suministro (artículo 10), y, por otro, a sustituir el actual régimen de peajes de duración inferior a un año con un

régimen que fomenta los contratos de corto plazo y los regula de manera distinta (artículo 5, artículo 10 y punto décimo del anexo I), desincentivando su uso en los periodos puntas del año e incentivando el mismo en los periodos de valle (véase el cuadro 4 del Anexo I de este informe).

Respecto a este conjunto de cambios, se formulan las siguientes consideraciones:

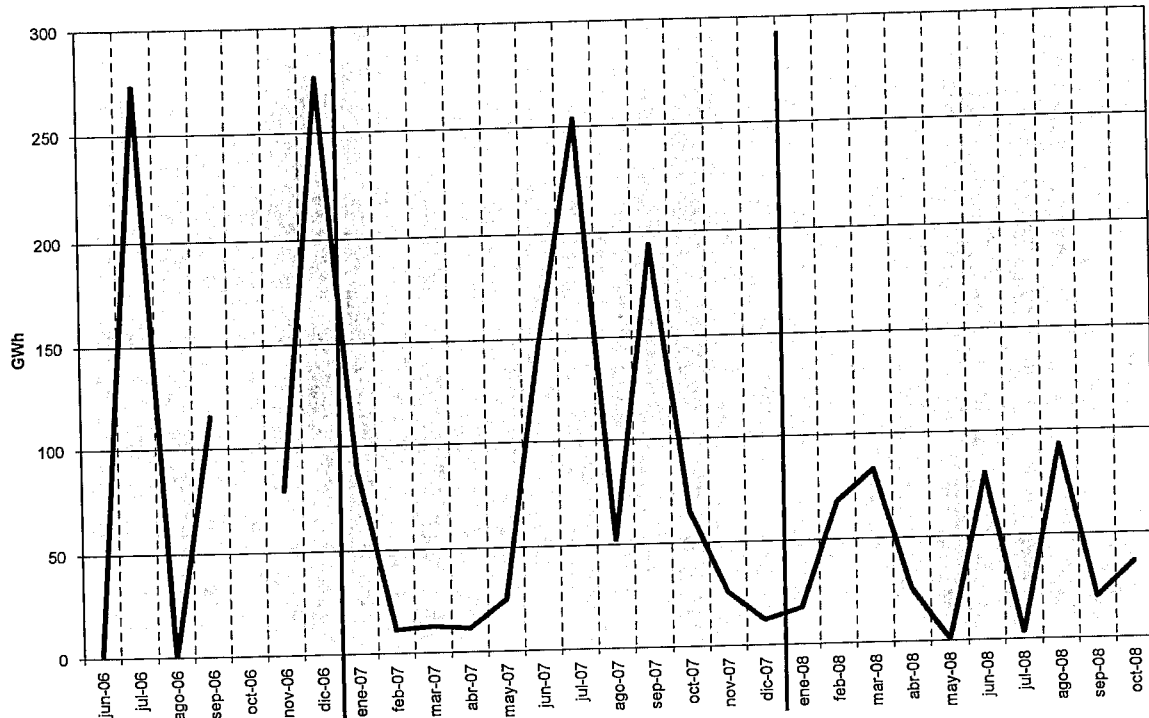
En primer lugar, la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden justifica la modificación de los coeficientes, aplicables a los términos fijos de los peajes de acceso a las instalaciones gasista, con el argumento de que *“la experiencia de la utilización de estos peajes ha demostrado que en su actual configuración no ha constituido incentivo para un traspaso de demanda de los periodos con mayor utilización de las instalaciones a las temporadas en las que se dispone de mayor capacidad no utilizada”*.

Cabe señalar que la capacidad de los peajes y cánones para incentivar los traslados de la demanda dependerá tanto de la señal de precio que se introduzca en los peajes, como del número de consumidores y volumen de demanda que reciban dicha señal de precio.

En la Memoria que acompañaba a las propuestas de Órdenes para el 2006, año en que se introdujo el sistema de peajes de duración inferior a un año, se señalaba que dichos peajes se diseñaban para satisfacer la necesidad de los comercializadores de realizar operaciones puntuales o cuya continuidad estuviera condicionada por factores de incertidumbre de la demanda. Por lo tanto, desde su introducción, se ha considerado que estos peajes tendrían un ámbito de aplicación reducido.

En el Gráfico 1 se muestra la energía suministrada a través de contratos de duración inferior a un año. Se observa que el volumen de estos contratos ha ido reduciéndose desde el año 2006, y que las contrataciones se han realizado mayoritariamente en los meses de verano. Sólo el 0,23% de la energía facturada en el peaje de transporte y distribución en el año 2007 se realizó a través de este tipo de contratos. Por lo tanto, no parece que la experiencia de estos peajes revele un problema de contratación elevada, y persistente en periodos de demanda punta, que pueda justificar, per se, el cambio introducido.

Gráfico 1. Energía suministrada a través de contratos de duración inferior a un año.



Fuente: CNE, Base de datos de liquidaciones SIFCO

En segundo lugar, en la Memoria de la propuesta de Orden se indica la incertidumbre existente para garantizar que el coste de las inversiones necesarias para dar servicio a los contratos de corto plazo en los periodos de invierno, vaya a ser compensado con los ingresos derivados de los momentos de menor congestión.

A este respecto, en la Memoria de las propuestas de Órdenes para el año 2006, se indicaba que, al existir un exceso de capacidad de entrada y únicamente limitaciones transitorias en las capacidades de salida, los nuevos contratos no crearían problemas de recaudación o de viabilidad al sistema. Por tanto, al permanecer en la actualidad una situación parecida de holgura en la capacidad del sistema, este tipo de problema tampoco puede motivar la actual propuesta de Orden.

En tercer lugar, cabe señalar que, ni en la propuesta de Orden, ni en la Memoria que la acompaña, se justifica el método utilizado para obtener los coeficientes de corto plazo propuestos, que aparecen en el punto décimo del anexo I, a diferencia de lo que acaeció cuando se introdujeron los peajes vigentes, para los cuales se detalló el método de cálculo utilizado.

En relación con lo anterior, se debe tener en cuenta que el Reglamento 1775/2005 del Parlamento Europeo y del Consejo establece en su artículo 4 que *“Los contratos de transporte firmados sin fecha de comienzo fija, de duración inferior al contrato de transporte normalizado de duración anual, no podrán dar lugar a tarifas arbitrariamente superiores o inferiores que no correspondan con el valor de mercado del servicio...”*

En cuarto lugar, conjuntamente a la modificación de los peajes de duración inferior a un año, debe considerarse que el artículo 10 de la propuesta de Orden establece que un

consumidor podrá firmar simultáneamente contratos de corto plazo y contratos de largo plazo (por periodos superiores a dos años) en un mismo punto de suministro, y sin la necesidad de instalar aparatos de medida independientes. Dicha medida supone un cambio significativo desde el sistema actual, diseñado para satisfacer operaciones ocasionales, a un nuevo sistema que pretende fomentar la contratación de corto plazo en los periodos de menor demanda.

Por último, es preciso señalar que la aplicación generalizada de los contratos de corto plazo que se plantea en la propuesta de Orden puede suponer la introducción de un elemento de incertidumbre importante sobre la facturación de los peajes y cánones, y por lo tanto sobre la suficiencia del sistema de peajes y cánones propuestos, dado que la recaudación final de los peajes y cánones dependerá de la estructura de peaje a largo plazo/corto plazo que decida cada consumidor, y que no es posible determinar a priori. La facturación de los peajes y cánones que se ha considerado en el presente documento, así como la considerada en la Memoria de la propuesta de Orden, deberá tomarse como una facturación máxima en el caso de permitirse la contratación conjunta de capacidad a corto y largo plazo en un mismo punto de suministro.

Se concluye que, si bien el cambio propuesto puede favorecer la flexibilidad de la contratación del acceso para los usuarios de las instalaciones gasistas, se considera que se trata de un cambio radical respecto al sistema vigente, y que no está suficientemente analizado su impacto sobre la viabilidad del sistema, ni sobre la suficiencia recaudatoria. Se propone, por tanto, condicionar su introducción a la realización de un estudio previo por parte del Gestor Técnico del Sistema, aplicándose mientras tanto lo dispuesto sobre contratos de acceso de duración inferior a 1 año en la Orden ITC/3863/2007.

No obstante, en el caso de que se decidiera introducir el cambio propuesto, se realizan los siguientes comentarios:

1) Sería necesaria la sustitución en este artículo de toda referencia al "corto plazo" por "contratos de acceso de duración inferior a 12 meses", puesto que la aplicación de los recargos contemplados para los peajes estacionales a todos los contratos de duración entre uno y dos años supone un cambio importante en la metodología de contratación, puesto que la regulación reserva un 25 % de la capacidad de las instalaciones para contratos de duración inferior a los 2 años. Además, muchos grandes consumidores realizan contratos anuales con su comercializador, por lo que realizan contratos de reserva de capacidad por un año, plazo coincidente con su obligación de suministro. Estos consumidores se verían obligados a instalar telemida, y además, sufrirían los recargos de los peajes de corto plazo del anexo 1.

2) La posibilidad de que puedan ejecutarse simultáneamente un contrato a corto y un contrato a largo plazo en un mismo punto de suministro sin que sean necesarios dos aparatos de medida independientes es jurídicamente viable, siempre que las reglas de imputación de consumos a uno u otro contrato resulten claras y suficientes para evitar la posibilidad de fraude de ley en la aplicación de las tarifas.

3.4.2 Canon de almacenamiento subterráneo

La propuesta de Orden incrementa en un 67,22% el término fijo del canon de almacenamiento subterráneo y modifica la estructura del término variable, descomponiendo el mismo en un componente de inyección, que sube un 30% respecto del término variable actual, y en otro de extracción que se reduce en un 30%. Este último cambio se justifica adecuadamente de acuerdo con el objetivo de lograr una mayor convergencia hacia la estructura de costes subyacentes. Por otra parte, no parece justificado el incremento del término fijo para reflejar la escasez del almacenamiento y promover su uso eficiente.

En el informe de noviembre de 2008, esta Comisión se manifestó sobre la conveniencia de que el canon de almacenamiento subterráneo reflejara sus costes reconocidos, dejando de financiar el resto de infraestructuras, y que no se mezclara el concepto de precio regulado con el de una señal de mercado:

“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.”

Sin embargo, la propuesta de Orden incrementa el canon vigente, añadiendo al mismo una cantidad equivalente al 75% del precio de la subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo de marzo de 2008 (0,01618 c€/kWh). Debido a que la cantidad objeto de esta subasta fue limitada (1.518 GWh, el 5% de la capacidad total), el valor incluido en dicho canon no puede considerarse representativo del valor de la escasez real del almacenamiento subterráneo. Asimismo, debe indicarse que el valor del almacenamiento subterráneo, para su uso como herramienta de “trading” por un operador, puede ser función de las expectativas de evolución de los precios del gas entre verano e invierno. Compensará contratar el almacenamiento si la ganancia esperada es mayor que los costes de contratar el almacenamiento. Por ello, este precio puede oscilar mucho de uno a otro año, y el nuevo precio podría ser demasiado alto en un escenario de mercados de gas internacionales con tendencia de precios a la baja.

En todo caso, esta medida agrava el actual problema de desfase entre los costes reconocidos y los ingresos recaudados por la actividad de almacenamiento subterráneo, como se muestra en el cuadro 2 anterior. Además, los agentes que adquieran nueva capacidad mediante subasta en 2009 se enfrentarán al pago de la prima que resulte de esta subasta, más un canon que incorpora parte de la prima de la subasta anterior.



Se propone que el canon de almacenamiento subterráneo se fije en consonancia con sus costes reconocidos, y que se obtenga una señal económica de la subasta de una proporción más amplia de la capacidad de almacenamiento que la proporcionada actualmente⁴.

3.4.3 Canon de almacenamiento de GNL y apartado 3.6.1 de las NGTS

Las nuevas medidas propuestas en relación con el almacenamiento de GNL implican que: (a) el peaje de regasificación ya no incluirá el derecho a almacenar cinco días de la capacidad contratada sin pago adicional; (b) el pago del canon de almacenamiento de GNL (artículo 4.4) deberá hacerse desde la primera unidad de energía almacenada; c) la modificación de la fórmula para el cálculo del canon, proponiendo un precio constante hasta cinco días de almacenamiento y linealmente creciente a partir de ahí; y d) la supresión del apartado 3.6.1 de las NGTS que elimina las penalizaciones expresas por mantener un nivel de tanques superior a una determinada cantidad en media mensual (Disposición derogatoria única).

Este sistema cambia radicalmente el vigente, en el cual el canon de almacenamiento de GNL es esencialmente una penalización que aplica a los días almacenados en exceso y no se diseña para retribuir ninguna actividad específica. Hasta la fecha, el objetivo de dicho sistema ha sido evitar que los agentes almacenen GNL en exceso en las plantas y dificulten su operativa. Por otra parte, la franquicia de cinco días ha incentivado la utilización de los tanques de GNL como sustituto de corto plazo de la capacidad (escasa) de almacenamiento subterráneo.

Sobre la base de la Memoria que acompaña la Orden se entiende que el objetivo del cambio propuesto es el de mitigar el incentivo de los agentes a utilizar los tanques de GNL en lugar del almacenamiento subterráneo. Por otra parte, al cobrarse desde el primer día, dicho canon, se convierte en un peaje por el uso de los tanques, lo que supone un cambio sustancial sobre el sistema actual. En este sentido la propuesta permite establecer una mejor correspondencia entre los servicios que presta una planta de regasificación y los peajes que se cobran.

Por otra parte, la propuesta supone una modificación sustancial de las disposiciones normativas relativas al almacenamiento de GNL vigentes en la actualidad que puede tener serias consecuencias, tanto para la competencia, como para la seguridad de suministro.

Como se ha indicado anteriormente, esta Comisión comparte la justificación de los cambios incluidos en la Memoria de la propuesta, que hace referencia a la necesidad de hacer un peaje más reflejo de coste que consiga recuperar los costes de inversión, de operación y mantenimiento de los tanques de GNL, las instalaciones más costosas de las plantas, a través de los agentes que las utilizan. Esto supone un avance en la promoción

⁴ En el epígrafe 6.2 de este informe se comenta el contenido de la Disposición adicional novena de la propuesta de Orden que reduce el volumen de capacidad de almacenamiento subterráneo asignada mediante un criterio de prorrateo.

de unas tarifas de acceso acordes con el principio de reflejo de costes, de modo que éstos sean retribuidos totalmente por aquéllos que hacen uso de las infraestructuras.

En cuanto a la oportunidad de la medida, daría lugar a un cambio súbito, con repercusiones económicas inmediatas sobre los agentes, ya que entrará en vigor el 1 de enero de 2009, sin preaviso, cuando dichos agentes ya tienen ajustada la programación de los próximos meses, en base a las reglas existentes en la actualidad. Añadir además, que en la reunión del pasado 4 de diciembre del grupo de las NGTS, sobre congestiones en tanques, con diez comercializadores y cuatro transportistas presentes, casi todos los agentes señalaron que el apartado 3.6.1 de las NGTS ha venido siendo eficaz, en la mayor parte de los casos, si bien requería modificaciones menores.

No obstante, en la memoria también se justifica el cambio con la intención de incentivar el uso del almacenamiento subterráneo, poniéndolo al mismo nivel que el de GNL. Sin embargo, este principio ya está considerado en la regulación actual: la inyección en almacenamiento subterráneo en invierno no tiene coste; la regulación actual, con el 3.6.1, ya es incentivadora del uso de los almacenamientos subterráneos, dado que incluye penalizaciones que ascienden a 15 veces el valor del canon de GNL a partir de los nueve días de almacenamiento medios del mes, mientras que la propuesta del MITYC, de carácter lineal, ascendería a modo de ejemplo, a 3,3 veces el valor actual del canon con 9 días de almacenamiento de GNL, o a 7 veces con 16 días.

Por otra parte la comparación que se hace, en las páginas 53 a 55 de la memoria, del modelo actual y del propuesto no es ajustada a la realidad, dado que con el modelo actual se paga un canon constante con independencia del número de días almacenados, salvo que en media mensual se supere un umbral que raramente alcanzan los comercializadores. Es decir, que la penalización de tres y quince veces el canon de GNL a partir de 8 y 8,5 días, respectivamente, no se aplica de forma automática cuando los agentes superan puntualmente dicho valor de existencias, sino que se aplica cuando éstos lo superan en valor medio durante el mes previo al día de gas. Por ello, aunque el nuevo canon parece inferior al actual a partir de 9 días, según el cuadro que se muestra en la página 54, realmente no se puede comparar directamente con el canon vigente. En efecto, el propuesto se mide sobre las existencias diarias de cada planta y el vigente se mide sobre las existencias medias mensuales (móvil) de GNL en todas las plantas del sistema.

Por otra parte, la supresión del artículo 3.6.1, sin otras salvaguardas adicionales puede repercutir en el funcionamiento del sistema y en los agentes de forma desigual, en función del tamaño o del tipo de mercado. Al eliminar la posibilidad de denegar las descargas de buques cuando el usuario disponga de un nivel de existencias de GNL superior a cinco días de su capacidad de regasificación contratada, o cuando las previsiones de existencias medias en el mes sean superiores a ocho días, no existiría ninguna disposición normativa que impidiese acaparar la capacidad de almacenamiento de GNL de una planta, lo que imposibilitaría la operación de otros agentes competidores en la misma planta. En este sentido, con el incentivo económico propuesto, proporcional al número de días, esta situación sería menos previsible que en la actualidad y podría repercutir en perjuicio de la competencia. A modo de ejemplo, un operador de tamaño medio-grande podría asumir el sobrecoste económico de almacenar GNL en exceso a fin

de imposibilitar las descargas de un agente competidor de menor tamaño que operase únicamente en esa misma planta.

Aunque desde el punto de vista de evitar congestiones de GNL en plantas de regasificación, esta nueva regulación incentiva claramente a minimizarlas, esta situación de bajos niveles en tanques, siendo las plantas el lugar desde dónde se moviliza de forma más ágil el gas para reaccionar ante modificaciones de la demanda sustanciales, podría restar seguridad a la operación del sistema, ya que previsiblemente en circunstancias normales los comercializadores tenderán a llevar sus existencias a cero, en lugar de a cinco días como hacían en la actualidad. Por otro lado, aunque fuera cierto que pudiera mejorar la utilización de almacenamientos subterráneos, el almacenar más gas de operación en invierno donde existe una limitada capacidad de extracción restaría seguridad ante situaciones de operación imprevistas.

Teniendo en cuenta que los operadores de mayor tamaño, dada su cartera de clientes más diversificada, pueden mantener unas existencias de GNL más reducidas de forma autónoma, el coste sería proporcionalmente muy superior con el nuevo sistema para los pequeños agentes. El mayor usuario podría ser capaz de optimizar su operación para tener que pagar únicamente por dos o tres días, mientras que el resto se estaría moviendo en valores notablemente superiores siendo cada vez más dependientes de los demás agentes en la planta. En el Anexo III de este informe se realiza una comparación entre tres modelos diferentes de almacenamiento de GNL.

Por todo lo dicho anteriormente, esta Comisión propone una solución intermedia, con el fin de empezar a dar señales de costes a los usuarios de los tanques, pero al mismo tiempo, ser consecuente con el modelo anterior, toda vez que ha venido funcionando sin demasiados problemas.

Se propone, en línea con la propuesta del MITYC, aumentar los costes del canon de almacenamiento de GNL con una subida de un 23%, cobrando el canon a todo el gas almacenado, pero aplicando el mismo valor con independencia del número de días almacenado. Se propone además, no suprimir el artículo 3.6.1. de las NGTS para mantener reglas que permitan denegar las descargas, en caso de que no funcione este mayor incentivo económico, y así evitar congestiones. En paralelo, se propone mantener la penalización por exceso de existencias medias del apartado 3.6.1. de las NGTS en el mismo valor. Para ello, y debido a la subida del canon en un 23%, habría que rebajar la penalización de 3 a 2,5 días al exceso inferior o igual a medio día de la capacidad contratada y de 15 a 12 días la penalización por exceso, cuando sea superior al medio día de la capacidad contratada.

Para la introducción de estos cambios debería establecerse un periodo transitorio de 6 meses desde la publicación de la Orden ITC/2008, que permitiera a los agentes una adaptación gradual al nuevo sistema.

Concretamente, se propone la siguiente redacción:

Disposición adicional undécima: Modificación del apartado 3.6.1. de la NGTS-3

3.6.1. Viabilidad de las programaciones de descarga de buques.-Cada usuario de las plantas de regasificación tendrá derecho a mantener en el conjunto del sistema unas existencias medias de GNL por un valor inferior o igual a 8 días de su capacidad total de regasificación contratada en el conjunto de las plantas del sistema. Si la cifra así calculada fuese inferior a 300 GWh, los usuarios que descarguen gas en las plantas de regasificación tendrán derecho, en el conjunto de las plantas de regasificación del sistema, a 300 GWh de existencias medias.

A los efectos anteriores, el Gestor Técnico del Sistema determinará las existencias medias de GNL de cada usuario con periodicidad diaria, calculada como la media aritmética de las existencias diarias de GNL del usuario en el sistema, para el mes móvil anterior (30 días), y se las comunicará al usuario junto con los balances diarios (n+2).

Se entenderá a los efectos de esta norma como un mismo usuario de la planta al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

Cuando las existencias medias de GNL de un usuario superen el máximo permitido, el Gestor Técnico del Sistema procederá a aplicar al exceso de GNL que se encuentre por encima de dicho valor, el canon de almacenamiento correspondiente incrementado de acuerdo con lo siguiente:

Al exceso inferior o igual a medio día de la capacidad contratada, se le aplicará 2,5 veces el canon de almacenamiento de GNL.

Al exceso superior a medio día de la capacidad contratada se le aplicará 12 veces el canon de almacenamiento de GNL.

	Tres Doce veces y <u>media</u> el canon de almacenamiento	Quince Doce veces el canon de almacenamiento
Trimestre 1.º	Por encima de 8 días.	Por encima de 8,5 días.
Trimestre 2.º	Por encima de 9 días.	Por encima de 9,5 días.
Trimestre 3.º	Por encima de 9 días.	Por encima de 9,5 días.
Trimestre 4.º	Por encima de 8 días.	Por encima de 8,5 días.

Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar resolución modificando los días por exceso a los que se aplican los cánones anteriores, en función de la evolución del mercado y la capacidad de almacenamiento y a propuesta del Gestor Técnico del Sistema.

Esta facturación tendrá la consideración de ingreso liquidable del sistema.

En cualquier caso, el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con los titulares de las plantas de regasificación, podrá denegar las descargas de buques cuando el usuario disponga en el conjunto de las plantas de regasificación de un nivel de existencias de GNL superior a cinco días de su capacidad de regasificación contratada. Igualmente, el Gestor Técnico del Sistema podrá denegar las programaciones mensuales de descarga de buques cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema o cuando el usuario exceda el nivel de existencias medias de GNL al que tiene derecho.

Con independencia de todo lo anterior, toda programación de descarga de buques estará limitada por la capacidad física de almacenamiento que se encuentre disponible en los tanques de GNL en

cada momento, aunque los transportistas, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, harán sus mejores esfuerzos para hacer la programación factible coordinando la operación de todas las plantas del sistema.

Disposición derogatoria única. Derogación normativa:

1. ~~Queda derogado el apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica NGTS-3 "Programaciones", aprobada por la orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista y modificada posteriormente por resolución de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de Gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle.~~
2. ~~Asimismo quedan derogadas cualesquiera otras disposiciones de igual o inferior rango, en cuanto se opongan a lo dispuesto en la presente orden.~~

Séptimo. Precio del canon de almacenamiento de GNL.

El precio del término variable del peaje correspondiente al canon de almacenamiento de GNL será el siguiente:

- ~~Si el volumen de GNL almacenado en una planta es inferior o igual a la cantidad equivalente a cinco días de la capacidad de regasificación contratada en dicha instalación:~~

$$T_v(\text{cts/MWh/día}): 2,576 \text{ cts/MWh/día.}$$

- ~~Si el volumen de GNL almacenado supera los cinco días de capacidad de regasificación contratada en dicha planta:~~

$$T_v(\text{cts/MWh/día}) = 0,08192 * V/C - 2,8336$$

Donde:

- ~~V = cantidad de GNL almacenado en la planta de regasificación.~~
- ~~C = Capacidad de regasificación diaria contratada en la planta de regasificación.~~

3.4.4 Peajes de descarga de buques

En la Memoria que acompaña la propuesta de Orden se explica que el diseño de los peajes de descarga de buques responde al objetivo de orientar en lo posible la descarga hacia las plantas con menor grado de utilización. A este fin se han creado dos grupos de plantas: el grupo "Barcelona, Bilbao y Mugaros", con el peaje más bajo (11.350 €/buque y 0,0023 c€/kWh), y el grupo "Huelva, Cartagena y Sagunto", con el peaje más alto (24.062 €/buque y 0,0046 c€/kWh). Con respecto a los peajes establecidos por la Orden ITC/3863/2007 el peaje de Barcelona, que es actualmente el más caro, se ha reducido en un 45,2% en su término variable y en un 46,5% en su término fijo. Los términos fijos de los peajes de descarga de las demás plantas se han aumentado en un 13,5%, mientras los términos variables en un 14,3% para Cartagena, Sagunto y Mugaros y en un 15% para Bilbao.

Aún cuando en la Memoria de la propuesta de Orden no se aclara el criterio que se ha seguido para establecer la distinción de los peajes de descargas de buques en dos grupos, esta Comisión entiende que se ha tenido en cuenta la recomendación realizada en el informe de revisión de peajes de noviembre de 2008:



"... 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).⁵

3.4.5 Peajes de tránsito internacional

En el informe de noviembre de 2008 se propuso un nuevo tratamiento de los peajes internacionales, convirtiéndolos en peajes de utilización de las interconexiones (entrada / salida) desagregados, y promoviendo el desarrollo de mercados de compra – venta de gas en el punto de balance del sistema español (AOC), de manera similar al funcionamiento de otros sistemas de transporte en Europa. Al realizarse la contratación de manera desagregada, no sería necesario publicar una tabla con la matriz de peajes de tránsito punto a punto, ya que se desconocería la ruta del gas. En particular, se propuso:

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

2. El peaje de entrada por una interconexión internacional hasta el AOC será de aplicación al servicio de transporte de gas natural con origen en una interconexión internacional hasta el AOC, o punto de balance del sistema gasista español. El contrato de acceso indicará el punto de entrada y el caudal contratado. El peaje correspondiente a este servicio será el correspondiente al término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución.⁶

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.⁷

No obstante, esta sugerencia no se ha tenido del todo en cuenta en la propuesta de Orden, que mantiene esencialmente el sistema vigente, con variaciones de los coeficientes para "mejorar las señales de localización de los tránsitos", e incorpora un párrafo que introduce, como novedad, la posibilidad de contratación desagregada del

⁵ En el informe de la CNE de noviembre de 2008 se señalaba que en la actualidad 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.

⁶ 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

⁷ 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.

peaje desde una interconexión hasta el AOC, o desde el AOC hasta una interconexión internacional.

5. Las operaciones de transporte desde el almacenamiento para la operación comercial de la red de transporte "AOC", hasta cualquier conexión internacional devengarán el correspondiente término de conducción del peaje de transporte y distribución. En el caso de operaciones de transporte desde una conexión internacional hasta el "AOC" devengarán el término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución. Estas operaciones no serán consideradas como operaciones de tránsito internacional.

Esta modificación, que había sido propuesta por la CNE, parece adecuada.

En relación con las condiciones de facturación, 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.

Por otra parte, en la redacción de este peaje se propone eliminar los apartados 2 y 3 del mismo, puesto que no aportan nada a la definición del servicio:

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

En caso de mantener la tabla, cabe indicar que faltaría la conexión del Medgaz

Se considera más adecuado renombrar este peaje como peaje por el uso de las interconexiones, en lugar de peaje de tránsito.

3.4.6 Peajes interrumpibles

La propuesta de orden, en su Artículo 11, establece el peaje de transporte y distribución interrumpible. Respecto al artículo 12 sobre peaje de transporte y distribución interrumpible de la Orden ITC/3863/2007, desaparece del punto 2 la duración del contrato.

En la propuesta de orden, "se incrementa el coste del peaje interrumpible de forma que disminuya la diferencia que existe con el peaje firme". Para ello incorpora un término fijo y se elimina la interrumpibilidad de tipo "A", que corresponde a interrupciones máximas de cinco días. Según la memoria que acompaña la propuesta de Orden, se incorpora un término fijo equivalente al 10% del valor del peaje firme que le corresponde y se incrementan los valores del término variable en un 45%.

Esta Comisión considera adecuado que se disminuya la diferencia del peaje interrumpible con el peaje firme, ya que existe holgura suficiente en el sistema para atender a toda la demanda, y el descuento actual no refleja el riesgo de interrupción. Asimismo, en relación con la estructura del peaje, parece conveniente tender a un peaje interrumpible con un término variable igual al término variable del peaje firme, y establecer la rebaja sobre el término fijo.

Respecto a los porcentajes que representan los nuevos peajes, se han detectado dos erratas en la propuesta de orden y su memoria correspondiente:

1. En el punto noveno del anexo I de la propuesta de Orden, los términos fijos que se muestran en el cuadro no resultan de aplicar el procedimiento de cálculo que se indica en la Memoria, puesto que dichos términos se derivan de aplicar el 10% de descuento a los peajes firmes de la Orden ITC/3863/2007, en lugar de a los peajes firmes de la propuesta de Orden.
2. Respecto a los nuevos valores del término variable, cabe notar que esta actualización con un incremento del 45% es diferente a la que se escribe en la propuesta de Orden (+13,5%).

3.4.7 Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones

En la Propuesta de Orden se introducen las siguientes modificaciones sobre las contrataciones de capacidad:

- En el caso de que se aumente la capacidad de acceso contratada a largo plazo antes de que hubiera transcurrido un año desde que ésta se hubiera reducido, la empresa transportista o distribuidora refacturará los peajes de acceso desde el momento de la reducción de capacidad. En el cálculo de la refacturación de los peajes se aplicará la nueva capacidad contratada.
- Además, las empresas distribuidoras y transportistas deberán velar por la correcta aplicación de los peajes y cánones que correspondan según la regulación en vigor (antes indicaba que debían velar por la correcta asignación de los peajes y cánones al nivel de consumo real).

Se establece un procedimiento nuevo por el que las empresas transportistas y distribuidoras determinarán el escalón del peaje de transporte y distribución aplicable a cada consumidor según su consumo anual, de acuerdo con lo siguiente:

- a) En el caso de contratos de acceso a largo plazo, de duración igual o superior al año, se considerará el consumo del último año natural disponible, o en su defecto el consumo de los últimos doce meses. En el caso de nuevos contratos de acceso, o de que se modifique la capacidad contratada, se considerará una previsión de consumo. El factor de carga del consumo previsto en relación a la capacidad contratada en ningún caso superará 0,8. Al cabo de 12 meses, si el consumo real observado correspondiera refacturará los peajes de acceso considerando el escalón de consumo que corresponda al consumo real.

b) En el caso de contratos a corto plazo, de duración inferior a un año, el escalón de peaje aplicable será el resultado de multiplicar el caudal diario contratado por 330 días.

Frente a estas modificaciones, se considera que, de acuerdo con lo indicado en relación con el artículo 10, las condiciones de facturación deberían diferenciar entre contratos de duración inferior al año, y contratos de duración igual o superior al año de duración, en lugar de mencionar contrato a corto y largo plazo.

En relación con los cambios de metodología (limitaciones al aumento o disminución de capacidad, factor de carga, etc), esta Comisión no ha tenido tiempo suficiente para valorar sus efectos sobre los distintos grupos de consumidores.

No obstante, desde un punto de vista legal, cabe señalar, que esta *refacturación*, que impone la obligación al usuario de pagar un servicio no prestado (ya que durante el período en que la capacidad ha estado reducida, las cantidades contratadas y disponibles por el usuario han sido las resultantes de la reducción), ha de entenderse como una penalización, y parece requerir de la existencia de un marco normativo más apropiado, pareciendo insuficiente que su regulación venga dada por la Orden que se informa.

Adicionalmente, ha de recordarse que el Real Decreto 949/2001, tras la modificación de su artículo 6 por el Real Decreto 1434/2002, no solo incentiva las reducciones voluntarias de capacidad contratada, sino que impone medidas muy rigurosas para los casos de infrautilización por el usuario de la capacidad contratada. Las medidas ahora propuestas por la propuesta de Orden resultan aparentemente contradictorias con aquel rigor, lo que abunda en la necesidad de que este tipo de modificaciones se aborden, en su caso, mediante la modificación del Real Decreto 949/2001, y no en la propuesta de Orden de Peajes y Cánones.

3.4.8 Telemedida

En relación con el esquema de penalizaciones aplicable a los consumidores sin telemedida operativa, esta Comisión considera que sería conveniente introducir los siguientes elementos presentes en el artículo 10 de la Orden ITC/3863/2007, pero no en la propuesta de Orden.

En primer lugar, se considera que la modificación del periodo de 2 a 1 mes no es adecuada, porque los consumidores podrían no disponer del tiempo suficiente para la reparación de un equipo en caso de avería.

En segundo lugar, la aplicación del término variable del peaje 2.2 a los consumidores acogidos a los peajes 2.3 bis y 2.4 bis no supone una penalización dado que el término variable del peaje 2.2 es inferior al de sus peajes. Por lo tanto, se considera más adecuado continuar con el procedimiento vigente y aplicar a dichos consumidores el término variable del peaje 2.2 bis.

En tercer lugar, la aplicación del término variable del peaje 2.4 a los consumidores acogidos a los peajes 2.5 bis y 2.6 bis tampoco supone una penalización por lo que se considera más adecuado aplicar el término variable del peaje 2.4 bis.

En cuarto lugar, se considera que los consumidores acogidos a los peajes del grupo 3.5 sin telemida operativa no deberían tener derecho al descuento por consumo nocturno.

En quinto lugar, esta Comisión considera que se debería de extender el procedimiento de cálculo del caudal máximo medido (Qm) aplicable a los consumidores de los grupos 2.3, 2.4, 2.3 bis, 2.4 bis, 3.4 y 3.5 sin telemida operativa, establecido en el punto 8 del artículo 9, a todos los consumidores sin telemida operativa como se establecía en la Orden ITC/3863/2007.

Finalmente, se señala que la referencia contenida al final del punto 9.1 debería ser al artículo 4.3 y no al 5.3.

3.4.9 Disposición final quinta: revisión de los peajes y cánones a partir del 1 de julio

En la Disposición Final Quinta de la propuesta se permite, a partir de 1 de julio de 2009, la revisión de la cuantía de los peajes y cánones establecidos en la presente orden Ministerial, en función de la evolución de saldo de las liquidaciones efectuadas en el sistema gasista.

El Artículo 25 del Real Decreto 949/2001 habilita el Ministerio a modificar los peajes anualmente *“o en los casos en que se produzcan causas que incidan en el sistema que así lo aconsejen”*, sin necesidad de establecer una disposición adicional a este fin. Por otra parte, sí cabe entender que la realización de revisiones de peajes adicionales a la anual deberían tener un carácter de excepcionalidad.

En aras a una mayor estabilidad regulatoria y para facilitar la toma de decisión por parte de las empresas gasistas y de los consumidores, sería preferible mantener una única revisión anual. Asimismo, considerando que, en julio de 2009, la información disponible sobre liquidaciones abarcará como mucho los ingresos recaudados hasta el mes de marzo, no es de esperar que, sobre la base de los mismos, se pueda obtener una indicación fiable sobre el tamaño del déficit o superávit de ingresos que pueda producirse en 2009.

3.4.10 Tasa destinada a la Comisión Nacional de Energía

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



4 COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

En el anexo I de la propuesta de Orden se establecen los nuevos valores de los términos fijos y variables de las tarifas de último recurso que se aplicarán en el primer trimestre de 2009.

Con respecto a las TUR vigentes la propuesta implica una reducción para todos los grupos tarifarios. En el caso de las tarifas T1 y T2 esta reducción es más acusada, superando el 3%, tanto en los términos fijos como en los variables. En el caso de las tarifas T3 y T4 el descenso se sitúa por debajo del 1%, en todos los términos.

Cuadro 3. Variación de las TUR. Propuesta de Orden versus Orden ITC/3863/2007

Tarifa/Peaje	Volumen	Orden ITC/3860/2007		Propuesta 2009		Tasa de variación Propuesta 2009 sobre Orden ITC/2860/2007	
		Término fijo (€/Cliente/mes)	Término variable (€/kWh)	Término fijo (€/Cliente/mes)	Término variable (€/kWh)	Término fijo (€/Cliente/mes)	Término variable (€/kWh)
T.1	<5.000	2,56	0,05909427	2,46	0,05685283	-3,91%	-3,79%
T.2	<50.000	5,72	0,05145527	5,52	0,04968047	-3,50%	-3,45%
T.3	<100.000	44,17	0,04203727	43,79	0,04168036	-0,86%	-0,85%
T.4	> 100.000	65,77	0,03936027	65,52	0,03921306	-0,38%	-0,37%

Fuente: Orden ITC/3863/2007 y Propuesta de Orden

En la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden se afirma que la TUR se ha construido de manera aditiva de acuerdo con el artículo 93 de la Ley del Sector de Hidrocarburos en la nueva redacción introducida por la Ley 12/2007. Concretamente, en la página 69, se explica que *“la tarifa se va a construir adicionando los peajes de regasificación, almacenamiento de GNL, almacenamiento subterráneo, etc. coste de la materia prima y margen comercial. Los costes de seguridad de suministro se considerarán implícitos en el propio coste de la materia prima y en el coste del almacenamiento subterráneo”*.

Con el fin de comprobar la aditividad de la TUR propuesta se ha realizado un ejercicio que pretende comparar la misma con una tarifa construida según criterios aditivos, siguiendo la misma metodología de asignación de los peajes de acceso que se ha ilustrado en el informe de la CNE sobre revisión de peajes y TUR de diciembre 2008⁸, los mismos supuestos de demanda y caudal facturado⁹ y considerando los peajes y cánones de la propuesta de Orden.


⁸ En esta metodología se supone, entre otros elementos, que todo el gas destinado al mercado de la TUR es GNL, de acuerdo con el principio de que la TUR es un precio máximo. Por otra parte, según la Memoria de la propuesta de Orden el gas destinado a la TUR se reparte entre GN y GNL al 50%.

⁹ El consumo asignado a la TUR en la propuesta de Orden es de 67.000 GWh, superior al de 59.000 GWh empleado por esta CNE. Se observa además que las previsiones de demanda contenidas en la propuesta para las tarifas T1 y T2 superan las de los grupos 3.1 y 3.2, lo que es inconsistente con la propia definición de la TUR.

En lo que concierne a los costes del gas y de la gestión comercial la Memoria no aclara qué costes se han utilizado para la TUR, puesto que indica tan sólo una cantidad agregada de "otros costes de suministro" (2,9463 para la tarifa TUR media). A efectos de estimar estos costes por separado para el ejercicio de aditividad se ha procedido de la siguiente manera:

- Se ha tenido en cuenta que, en la Memoria de la Orden, se especifica que *"El coste de la materia prima se ha calculado incrementando el valor en vigor desde el 12 de octubre con el factor "F" definido"* y que en la nota de prensa del MITYC del 10 de octubre de 2008 se hace referencia a un incremento del CMP implícito en la TUR del 18,9% respecto a su valor de julio de 2008 (2,421 c€/kWh), dando lugar a un valor de 2,88 c€/kWh para el último trimestre del año. Aplicando a este valor el factor F de variación definido en el la Orden ITC/2857/2008 se ha obtenido un CMP implícito de 2,785 c€/kWh para el primer trimestre de enero¹⁰.
- El coste de gestión comercial se ha obtenido por diferencia, para cada una de las tarifas de último recurso, entre el concepto de otros costes de suministro reflejado en la página 70 de la memoria que acompaña a la propuesta de Orden y el CMP calculado en el punto anterior (2,785 c€/kWh), resultando una importe de gestión comercial promedio de 0,17427 c€/kWh (3,24% del precio final). No obstante, mientras que la gestión comercial imputada a la tarifas T.1 es de 0,37282 c€/kWh (5,4% del precio final), la imputada a las tarifas T.4 es de 0,02342 c€/kWh (0,6% del precio final).
- Tanto el coste del gas, como el coste de gestión comercial, se han incluido en su totalidad en el término variable de todas las TUR, de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/2857/2008. Dichos valores de acuerdo con la Memoria de la Orden son distintos para los distintos grupos tarifarios, posiblemente pretendiendo reflejar el hecho de que la gestión comercial es más costosa para los consumidores más pequeños. Como se comentó en el informe de noviembre de 2008, la forma más adecuada de reflejar dicha diferenciación sería la de reflejar el coste de gestión comercial, que tiene un importante componente fijo, mediante un término fijo y un término variable en las TUR.

A continuación se muestra el resultado del ejercicio de aditividad realizado. La TUR media aditiva sería de 5,384 c€/kWh, ligeramente superior a la TUR media propuesta de 5,383 c€/kWh, resultante de facturar los distintos grupos tarifarios según los términos fijos y variables establecidos en la propuesta de Orden y con la demanda prevista en 2009 por esta CNE. Este ejercicio indica que la TUR propuesta es, en media, esencialmente aditiva. Por su parte, la aditividad de las distintas categorías tarifarias requeriría una reducción del 0,57% en la T1, un aumento del 0,38% en la T2 y unas reducciones del 0,86% en la T3 y del 0,35% en la T4. Estas pequeñas diferencias dependen de los distintos supuestos empleados en el ejercicio de aditividad de la CNE, que se han mencionado anteriormente.

 ¹⁰ En el cálculo de la fórmula se ha utilizado la información disponible hasta el 11 de diciembre de 2008.
18 de diciembre de 2008

Cuadro 4. Tarifas de Último Recurso. Propuesta de Orden versus TUR Aditivas

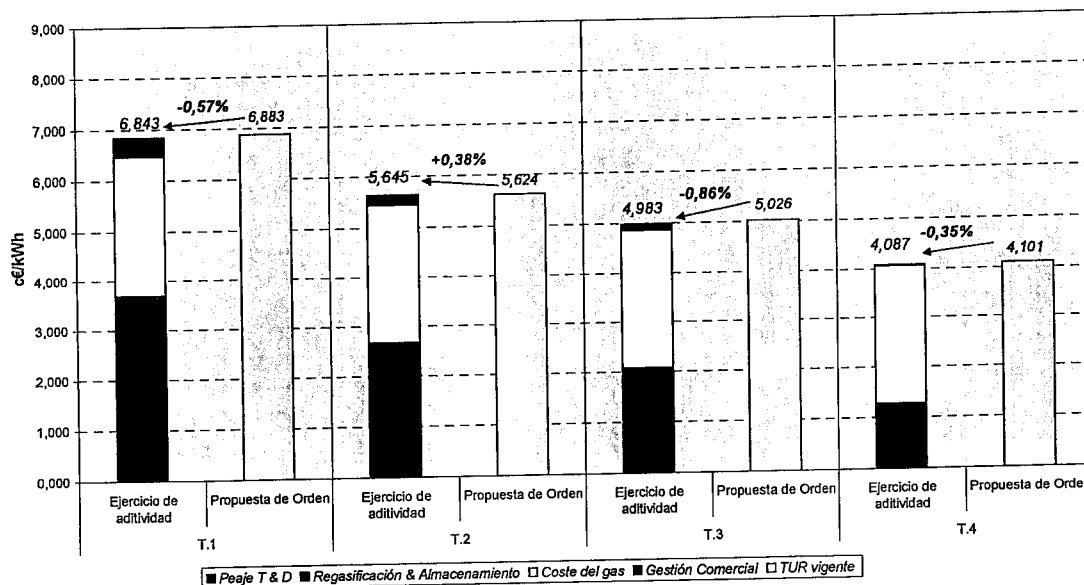
	Suministros con derecho a acogerse a la TUR		Ejercicio de actividad de costes (c€/kWh)				
	Nº clientes	GWh	Peaje T & D	Regasificación & Almacenamiento	Coste del gas	Gestión Comercial	TOTAL
TUR	6.849.108	59.663	2,21580	0,21343	2,78138	0,17427	5,38489
T.1	3.422.940	8.438	3,51253	0,17651	2,78138	0,37282	6,84324
T.2	3.368.710	34.022	2,43324	0,23335	2,78138	0,19752	5,64549
T.3	21.010	1.286	1,91370	0,16466	2,78138	0,12362	4,98337
T.4	36.448	15.916	1,08790	0,19437	2,78138	0,02342	4,08707

	Suministros con derecho a acogerse a la TUR		TUR (c€/kWh)		Diferencia: Propuesta de Orden vs Ejercicio de aditividad	
	Nº clientes	GWh	Propuesta de Orden	Ejercicio de aditividad	c€/kWh	%
TUR	6.849.108	59.663	5,38292	5,38489	0,00197	0,04%
T.1	3.422.940	8.438	6,88273	6,84324	-0,03949	-0,57%
T.2	3.368.710	34.022	5,62392	5,64549	0,02157	0,38%
T.3	21.010	1.286	5,02638	4,98337	-0,04301	-0,86%
T.4	36.448	15.916	4,10136	4,08707	-0,01429	-0,35%

Fuente: Propuesta de Orden y CNE

* Nota: 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.

Gráfico 2. Tarifas de Último Recurso. Propuesta de Orden versus Tarifas Aditivas



Fuente: Propuesta de Orden y CNE

Finalmente, cabe considerar la determinación de la TUR que aplicaría a los consumidores que se encuentran temporalmente sin contrato de suministro.

En el artículo 3 del Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural se establece

9

dentro de las obligaciones de los suministradores de último recurso perteneciente al grupo empresarial propietario de la red en una zona de distribución la de atender el suministro de aquellos consumidores que, sin tener derecho a acogerse a la tarifa de último recurso, transitoriamente carezcan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador y continúen consumiendo gas. Esta obligación se extiende únicamente durante el plazo de un mes desde la finalización del contrato del cliente siendo el precio a pagar por estos consumidores para el año 2008 el fijado por Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008.

La Orden ITC/3861/2007 establece que estos consumidores pagarán el precio máximo de último recurso aplicable a los consumidores del grupo T.1. Sin embargo, esta tarifa tiene un término fijo que es únicamente de 2,46 €/mes. Por ello, un consumidor podría, en un mes de verano o de muy baja actividad industrial, utilizar esta posibilidad (rescindir el contrato con su comercializador y suministrarse un mes a través del CUR de la zona) para evitar el pago del término de reserva de capacidad, muy superior. Además, el comercializador de último recurso sí tendría que hacer frente a los pagos del peaje correspondiente.

Por ello se propone, dentro de la Disposición adicional primera, incluir un párrafo con una nueva redacción de este precepto, de manera similar a la utilizada para los clientes que no tienen instalada la teled medida, a los que se aplica en su facturación el término variable de una tarifa superior, y el término fijo de su correspondiente peaje.

Disposición adicional primera. Tarifa de último recurso

1. En aplicación de lo dispuesto en los apartados 3 y 4 del artículo 2 de la orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, los términos fijos y variables de las tarifas de último recurso aplicables desde las cero horas del día 1 de enero de 2009 que son los recogidos en el Anexo VIII de la presente orden.

2. En aplicación de lo establecido en el artículo 3.2 del Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, el precio a pagar al comercializador de último recurso por los consumidores que transitoriamente no dispongan de contrato de suministro en vigor con un comercializador será el precio máximo de último recurso aplicable a los consumidores del grupo T.1.

La facturación resultante de aplicar la tarifa de último recurso del grupo T.1, no podrá ser inferior a la facturación del término de conducción del peaje de transporte y distribución que correspondiera al consumidor.

5 COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR GASISTA

En primer lugar cabe señalar que con fecha 27 de noviembre de 2008, esta Comisión Nacional de Energía remite al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) "la Propuesta de retribución para el año 2009 de las actividades reguladas del sector gas natural", aprobada por el Consejo de Administración en su sesión del mismo día, en cumplimiento del mandato recogido en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero donde se solicita a esta Comisión la Elaboración de la Propuesta de Retribución para el año 2009 de las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución del sector del gas natural, desglosadas por compañía y concepto retributivo.

Con fecha 11 de diciembre de 2008, la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria Turismo y Comercio envía a la CNE la Propuesta de Orden *por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista*. Esta Propuesta de Orden incluye la Propuesta de retribución de las actividades reguladas del sector del gas natural para el año 2009


Entre ambos envíos de Propuestas de retribución se han publicado los valores a octubre de 2008 de los parámetros IPC, IPRI, IPRI^{Bienes de Equipo}, ICE y Bonos del Estado^{10 años} necesarios para la aplicación de las fórmulas con las que se determina la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Con objeto de hacer homogéneas ambas Propuestas, del Ministerio y de la CNE, se ha actualizado con el nuevo escenario de parámetros la Propuesta contenida en el informe que realizó esta Comisión, así como se han corregido algunos aspectos que han sido detectados durante este periodo de tiempo.

En el siguiente epígrafe se va a realizar, en primer lugar, un análisis de las diferencias entre la Retribución considerada en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en la Propuesta de esta Comisión, incluyendo las correcciones comentadas, y en segundo lugar, aquellas consideraciones adicionales sobre el régimen y la metodología de cálculo de la retribución de las actividades reguladas que se desprenden de este análisis.

5.1 Análisis de la Retribución considerada en la Propuesta de Orden Ministerial

En el siguiente cuadro se comparan las necesidades de financiación indicadas en la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial y las contenidas en la Propuesta de Retribución realizada por esta Comisión, que como ya se ha señalado se ha actualizado con los últimos datos disponibles del IPC, IPRI, IPRI^{Bienes de Equipo} y Bonos del Estado a 10 años, es decir, datos a octubre de 2008.

En relación con los datos contenidos en la Memoria cabe señalar que se han observado leves diferencias entre las cantidades indicadas en los diferentes capítulos que desarrollan las necesidades financieras de las actividades reguladas y las cantidades expresadas en el resumen de la página 50 de la Memoria. Por tanto, a los efectos de este análisis, cuando existe disparidad, se ha tomado el valor contenido en la Memoria al ser más concreto y estar más justificado, entendiendo que los valores del resumen estaban sin actualizar.



CONCEPTO	Presupuesto año 2009				Variaciones MITYC/CNE	
	Propuesta OM de MITYC		Informe CNE (actualizada)		(en €)	%
	(en €)	%	(en €)	%		
Total Retribución Fija (transporte, regasificación y AASS)	985.530.493	34,7%	1.022.995.001	35,2%	-37.464.508	-3,7%
Transporte	603.738.504	21,2%	639.853.854	22,0%	-36.115.350	-5,6%
Regasificación	340.634.628	12,0%	338.029.857	11,6%	2.604.771	0,8%
Almacenamientos subterráneos	41.157.361	1,4%	45.111.291	1,6%	-3.953.930	-8,8%
Variable regasificación y AA.SS.	69.520.442	2,4%	69.537.507	2,4%	-17.065	0,0%
Regasificación	55.225.590	1,9%	55.243.560	1,9%	-17.970	0,0%
Almacenamientos subterráneos	14.294.852	0,5%	14.293.947	0,5%	905	0,0%
Distribución	1.394.105.556	49,1%	1.455.033.694	50,0%	-60.928.138	-4,2%
Retribución Específica Distribución	10.000.000	0,4%	28.024.614	1,0%	-18.024.614	-64,3%
Retribución Pendiente	104.687.873	3,7%	152.179.255	5,2%	-47.491.382	-31,2%
<i>Instalaciones sin Retribución Reconocida</i>	89.439.176	3,1%				
Devengos 2009		0,0%	49.494.062	1,7%	-49.494.062	-100,0%
Devengos 2002-2008 (incluye Atrasos)		0,0%	102.685.193	3,5%	-102.685.193	-100,0%
<i>Retribución Instalaciones Singulares</i>	15.248.697	0,5%		0,0%	15.248.697	
Desvíos liquidaciones años anteriores	71.000.000	2,5%	71.140.880	2,4%	-140.880	-0,2%
Gas talón	1.598.685	0,1%	4.025.279	0,1%	-2.426.594	-60,3%
Transporte		0,0%	2.428.459	0,1%	-2.428.459	-100,0%
Regasificación	1.598.685	0,1%	1.596.820	0,1%	1.865	0,1%
Gas de operación	32.291.000	1,1%	32.291.237	1,1%	-237	0,0%
Transporte		0,0%	21.074.789	0,7%	-21.074.789	-100,0%
Regasificación		0,0%	2.822.551	0,1%	-2.822.551	-100,0%
Almacenamientos subterráneos		0,0%	8.393.897	0,3%	-8.393.897	-100,0%
Gestor Técnico del Sistema	11.206.248	0,4%	11.206.248	0,4%	0	0,0%
CNE	4.382.400	0,2%	4.819.700	0,2%	-437.300	-9,1%
Total Presupuesto Activ. Reguladas	2.684.322.697	94,5%	2.851.253.416	98,0%	-166.930.719	-5,9%
Otros conceptos	157.000.000	5,5%	57.000.000	2,0%	100.000.000	175,4%
Ahorro y eficiencia energética	157.000.000	5,5%	57.000.000	2,0%	100.000.000	175,4%
TOTAL NECESIDADES FINANCIERAS	2.841.322.697	100,0%	2.908.253.416	100,0%	-66.930.719	-2,3%

Fuente: memoria propuesta Ministerio y CNE

Cuadro 5 – Comparación Presupuesto de Necesidades Financieras de 2009 previstas por el MITYC y la CNE

De acuerdo con el cuadro anterior, las diferencias entre las propuestas de retribución del MITYC y la CNE se concentran principalmente en la Retribución Fija de Transporte, AA.SS. y Regasificación (38,1 Millones de Euros), la Retribución de la Actividad de Distribución (60,9 Millones de Euros), la Retribución Específica de Distribución (18 Millones de Euros), la Retribución Pendiente de Reconocer de activos de Transporte, AA.SS. y Regasificación (47,5 Millones de Euros) y el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (100 Millones de Euros).

En el apartado 5.1.5.1 se describe una segunda propuesta alternativa, sobrevenida al hilo del debate mantenido en el Consejo, respecto a la retribución de la distribución, al ser 2008 el primer año en el que se implementa la regularización de la retribución por IPH reales en lugar de previstos.

En los siguientes subapartados se analiza pormenorizadamente cada una de las partidas de las necesidades financieras del sector gasista donde existen diferencias entre la propuesta realizada por la CNE y la propuesta del MITYC.

5.1.1 Valores unitarios de inversión, operación y mantenimiento

En primer lugar, cabe destacar que en la Propuesta de Orden no han sido publicados valores unitarios de referencia para la actividad de transporte, estando aún pendiente la remisión por la CNE al MITyC de una propuesta de estos valores para 2008, en cumplimiento del mandato recogido en la Disposición Adicional Segunda del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero. Cabe mencionar que en el Informe con la Propuesta de Retribución de la CNE se proponía adoptar como valores provisionales para 2008 y 2009 los resultantes de actualizar los costes aplicables en 2007 con el factor de actualización IA = $(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - X)$.

Con respecto a los valores unitarios de regasificación y almacenamiento subterráneo, que sí han sido incluidos en la Propuesta de Orden, hay que señalar que son los mismos que los del Informe de Propuesta de Retribución de la CNE, con la salvedad de los costes de operación y mantenimiento de almacenamientos subterráneos. En este caso, tomando los índices de precios actualizados a Octubre 2008, el factor de actualización a 2009 sería el siguiente:

Fórmula de actualización:

$$IA = 0,2*(IPRI_{\text{Bienes de Equipo}} - X) + 0,8*(IPC - y) = 0,2*(2,1\% - 0,5\%) + 0,8*(3,56\% - 1\%) = \mathbf{2,37\%}$$

Aplicando este factor a los valores aplicables en 2008, se obtiene:

AASS	ITC/3863/2007 (Año 2008) (€/año)	Prop MITyC OM 2009 (€/año)	COMF a publicar en BOE 2009 (€/año)
Serrablo	1.760.980	1.803.244	1.802.680
Gaviota	8.221.285	8.418.596	8.415.965
		2,40%	2,37%

Variación vs 2008
Cuadro 6 – Costes de Operación y Mantenimiento Fijos de AASS 2009

5.1.2 Retribución de la Actividad de Transporte

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2009 expone las necesidades financieras de la actividad de transporte en el epígrafe 4. En el siguiente cuadro, se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE diferenciando entre retribución fija reconocida y retribución a cuenta:

M

Diferencias en la retribución total

	MITYC (1)	CNE (2)	Diferencia (1)-(2)
Retribución fija reconocida	533.438.483,00	571.175.909,55	-37.737.426,55
Retribución a cuenta (1)	70.300.021,00	70.576.807,02	-276.786,02
Retribución Total	603.738.504,00	641.752.716,57	-38.014.212,57

(1) El valor del MITYC incluye la retribución de Sureuropea del Gas indicada en la Memoria de la Orden Ministerial aunque no está incluida en el cuadro resumen de la página 14 de la Memoria.
Cuadro 7- Comparación de Retribución Fija y a Cuenta para el año 2009 considerada por MITYC y CNE

La retribución fija propuesta por el MITYC es inferior en 37,7 M€ a la propuesta que debería haberles correspondido según la CNE, lo que representa en términos porcentuales un 7,07%.

Tal y como se refleja en el cuadro 8, la retribución recogida en la propuesta de Orden Ministerial, parte de la retribución devengada en 2009 según cálculo realizado por la CNE, utilizando el IPC de octubre. A partir de esta cifra, el MITYC sustrae cantidades abonadas anteriormente de 9,4 Millones € en concepto de transporte internacional () y de 5,6 Millones € por fin de vida útil de instalaciones complementarias (CMOCS), y se añaden 0,5 Millones € en concepto de retribuciones atrasadas.

	Retribución devengada en 2009			Retribución devengada en 2002-2008			TOTAL (1)
	Retribución calculada por CNE	Minoraciones en 2009	Subtotal	Incorporaciones en periodo 2002-2008	Minoraciones en periodo 2002-2008	Subtotal	
Retribución MITyC	548.346.272,00	-11.458.764,00	536.887.508,00	528.675,00	-3.977.701,00	-3.449.026,00	533.438.482,00
	Retribución devengada en 2009			Retribución devengada en 2002-2008			TOTAL (2)
	Retribución Definitiva (actualizada Octubre)	Retribución financiera del gas talón	Subtotal	Actualización a IPH real		Subtotal	
Retribución CNE	547.771.149,91	1.898.863,02	549.670.012,93	21.505.896,62		21.505.896,62	571.175.909,55

Diferencias en el valor de la Retribución Fija (1)-(2)	-37.737.427,55
--	----------------

Cuadro 8. Comparativo MITYC-CNE por Retribución Fija para el año 2009

En cuanto a la eliminación del concepto de transporte internacional en la retribución del 2009 por un importe de 9,4 millones de euros) se estima que su eliminación después de ocho ejercicios tarifarios durante los que dicho concepto se ha incluido, exige una motivación razonada que no se refleja en la propuesta de Orden ni en su Memoria.

Si bien la propuesta no es un acto administrativo al que pudiera aplicarse automáticamente la exigencia formal de motivación contemplada en el artículo 54 de la Ley 30/1992 se estima que desde el punto de vista del sujeto afectado, la minoración de la retribución tiene los efectos sobre su patrimonio jurídico propios de un acto administrativo, por lo que sería aplicable una exigencia de motivación similar a la contemplada en aquel precepto.

Un efecto retroactivo, y de afectación de derechos previamente reconocidos por decisiones firmes (similar al que más adelante se expondrá en los comentarios sobre la disposición adicional octava de la propuesta) puede detectarse en la disminución de 5,6

Millones € por fin de vida útil de instalaciones complementarias (CMOCS) incluido en el concepto “reingreso de la retribución minorada por fin de vida útil de instalaciones complementarias (CMOCS)”.

El concepto anterior parece tener su origen en el error habido en ejercicios pasados en relación con el momento de conclusión de vida útil de determinadas instalaciones, habiéndose basado aparentemente, en dicho error el reconocimiento de determinados conceptos retributivos en ejercicios pasados (retribución por inversión).

Debe señalarse que los importes de retribución reconocidos en ejercicios anteriores no pueden ser modificados con carácter retroactivo, ni puede imponerse en el ejercicio actual la devolución de importes correspondientes a dichos ejercicios pasados, sin afectar de manera sustancial la seguridad jurídica.

Por otro lado, se ha de resaltar que la principal razón de la diferencia entre la retribución calculada por el MITYC y CNE deriva en que la propuesta de Orden Ministerial elaborada por el MITYC no contempla la retribución por actualización de los IPH provisionales a IPH reales (lo que supone una reducción en 21M€) con respecto a lo que señalaba esta Comisión.

Sobre la retribución a cuenta propuesta por el MITYC, cabe indicar que ésta es inferior en 276.783 € a la propuesta de esta Comisión, tal y como se refleja en el cuadro 9. Las diferencias entre ambos valores corresponden a dos razones principalmente: por un lado, el MITYC ha aplicado para determinar la inversión a retribuir los valores unitarios de inversión correspondientes al año 2007, es decir, sin actualizar; y por otro, existen diferencias en los listados de instalaciones consideradas por la CNE y el MITYC.

	Retribución MITYC (1)			Retribución CNE (2)			Diferencias (1-2)		
	2008	2009	total	2008	2009	total	2008	2009	total
Instalaciones a Propuesta de CNE	51.300.046,00	18.179.510,00	69.479.556,00	52.389.924,15	18.186.882,87	70.576.807,02	-1.089.878,15	-7.372,87	-1.097.251,02
Consideradas por MITYC	51.300.046,00	18.179.510,00	69.479.556,00	52.227.476,05	18.003.163,89	70.230.639,94	-927.430,05	176.346,11	-751.083,94
No consideradas por MITYC	0	0	0,00	162.448,10	183.718,97	346.167,08	-162.448,10	-183.718,97	-346.167,08
Nuevas Instalaciones Propuestas por MITYC	27.264,00	793.204,00	820.468,00	0	0	0,00	27.264,00	793.204,00	820.468,00
TOTAL RETRIBUCIONES A CUENTA	51.327.310,00	18.972.714,00	70.300.024,00	52.389.924,15	18.186.882,87	70.576.807,02	-1.062.614,15	785.831,13	-276.783,02

Cuadro 9. Comparativo MITYC-CNE por Retribución a Cuenta para el año 2009

En los siguientes cuadros se realiza un análisis desglosado por empresas de las diferencias observadas. Así, en el Cuadro 10 se comparan las propuestas de retribución fija y en el Cuadro 11, se comparan las retribuciones a cuenta devengadas para los años 2008 y 2009.

	Propuesta Orden Ministerial (1)	Informe CNE	Diferencia (1)-(2)	Diferencia (1)-(2) %
ENAGAS, S.A.	477.052.573,00	513.028.896,89	-35.976.323,89	-7,01%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	22.021.800,00	22.822.375,31	-800.575,31	-3,51%
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	1.634.392,00	1.702.084,00	-67.692,00	-3,98%
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	12.566.662,00	13.391.523,67	-824.861,67	-6,16%
Septentrional del Gas, S.A.	4.054.311,00	4.171.109,78	-116.798,78	-2,80%
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	1.108.085,00	753.500,42	354.584,58	47,06%
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	2.406.955,00	2.460.831,98	-53.876,98	-2,19%
Gas Aragón, S.A.	3.636.453,00	3.787.067,09	-150.614,09	-3,98%
Transportista Regional del Gas, S.L.	3.818.685,00	3.901.190,17	-82.505,17	-2,11%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2.027.648,00	2.050.103,18	-22.455,18	-1,10%
Regasificadora del Noroeste, S.A.	2.950.793,00	2.947.287,62	3.505,38	0,12%
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	160.126,00	159.939,42	186,58	0,12%
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00%
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00	0,00	0,00	0,00%
CEGAS	0,00	0,00	0,00	0,00%
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00%
Total Sector	533.438.483,00	571.175.909,55	-37.737.426,55	-6,61%

Cuadro 10. Comparativo MITYC-CNE de Retribución Fija para el año 2009 por empresa

	Propuesta Orden Ministerial (1)	Informe CNE (2)	Diferencia (1)-(2)	Diferencia (1)-(2) %
ENAGAS, S.A.	65.759.282,00	67.159.028,04	-1.399.746,04	-2,08%
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	508.532,00	590.181,47	-81.649,47	-13,83%
Gas Natural Castilla - La Mancha, S.L.	0,00	0,00	0,00	0
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	2.414.014,00	1.967.511,57	446.502,43	22,69%
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	0,00	0,00	0,00	0
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	0,00	0,00	0,00	0
Gas Aragón, S.A.	0,00	0,00	0,00	0
Transportista Regional del Gas, S.L.	879.047,00	860.086,58	18.960,42	2,20%
Gas Extremadura Transportista, S.L.	430.696,00	0,00	430.696,00	--
Regasificadora del Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00	0
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	0,00	0,00	0,00	0
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.A.	0,00	0,00	0,00	0
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	0,00	0,00	0,00	0
CEGAS	0,00	0,00	0,00	0
Naturgas Energía Distribución	0,00	0,00	0,00	0
Transportista Sureuropea del gas	308.450,00	0,00	308.450,00	--
Total Sector	70.300.021,00	70.576.807,65	-276.786,65	-0,39%

Cuadro 11. Comparativo MITYC-CNE por Retribución a Cuenta de las instalaciones que entran en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2008 desglosado por empresas

• **Otras consideraciones particulares**

- El incremento en 384.551 € de la retribución de **INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA** en conceptos de atrasos correspondientes a derechos de cobro del año 2002, debería estar condicionado a que la citada empresa declarase la facturación por peajes realizada en 2002 como ingresos liquidables dado que no declaró al sistema de liquidaciones dicha facturación en 2002.
- Respecto la retribución reconocida en 2002 por la Orden ECO 301/2002 a **NATURGAS ENERGÍA TRANSPORTE y TRANSPORTISTA REGIONAL DEL GAS**, señalar que, tal como se indica en el epígrafe 11.5 de la Propuesta de retribuciones para 2009 remitida por esta Comisión, la vida útil considerada para

determinar la retribución por amortización de los activos fue de 33 años en vez de 30 años que es el valor fijado en las Ordenes Ministeriales de retribución. Esto ha supuesto una menor cantidad de retribución por el concepto de amortización durante el periodo 2002-2008 que la que les debería haber correspondido, debiéndose de subsanar esta diferencia

- Respecto a cambios de titularidad en las instalaciones del sistema gasista realizadas durante 2008, cabe reseñar que con fecha 1 de julio de 2008 se produjo la transmisión de instalaciones de transporte de **GAS NATURAL TRANSPORTE SDG, S.A.**, a **GAS NATURAL ANDALUCÍA, GAS NATURAL CEGAS Y GAS NATURAL MURCIA**. Se considera conveniente que la propuesta de Orden Ministerial refleje a nivel retributivo este cambio en la titularidad de los activos.

En el siguiente cuadro se recoge la retribución total reconocida para 2008 y 2009 por los activos puestos en marcha con anterioridad al 1 de enero de 2008 afectados por la operación y su reparto entre las sociedades en función de la fecha de ejecución de la operación.

	Retribución reconocida 2008		Retribución reconocida 2009	
	Definitiva	Provisional	Definitiva	Provisional
Total antes transmisión de activos	356.149,85	831.319,89	364.141,99	849.974,70
GAS NATURAL TRANSPORTE	356.149,85	831.319,89	364.141,99	849.974,70
GASODUCTOS	356.149,85	786.562,62	364.141,99	804.213,09
ERMS	0,00	44.757,27	0,00	45.761,62
Total después de transmisión de activos	356.149,85	831.319,89	364.141,99	849.974,70
GAS NATURAL TRANSPORTE	179.048,01	417.931,31	0,00	0,00
GASODUCTOS	179.048,01	395.430,39	0,00	0,00
ERMS	0,00	22.500,92	0,00	0,00
CEGAS	177.101,84	366.893,48	364.141,99	754.375,41
GASODUCTOS	177.101,84	355.765,31	364.141,99	731.494,60
ERMS	0,00	11.128,17	0,00	22.880,81
GAS MURCIA	0,00	0,00	0,00	0,00
GASODUCTOS	0,00	0,00	0,00	0,00
ERMS	0,00	0,00	0,00	0,00
GAS ANDALUCIA	0,00	46.495,10	0,00	95.599,30
GASODUCTOS	0,00	35.366,93	0,00	72.718,49
ERMS	0,00	11.128,17	0,00	22.880,81

Cuadro 12. Diferencias en el cálculo de la retribución según se considere o no la transmisión de titularidad de los activos del Grupo de Gas Natural

Las instalaciones de transporte incluidas en el Régimen Retributivo con cambio de titularidad son las siguientes.

TIPO	INSTALACIÓN	EMPRESA COMPRADORA
Gto	Red proyecto Palma del Río	Gas Natural Andalucía
ERM	ERM Proyecto Palma del Río	Gas Natural Andalucía
Gto	Red Sagunto-Puerto de Sagunto (gto. 15.11)	Gas Natural Cegas
Gto	Red Carlet-Cullera (gto. 15.17)	Gas Natural Cegas
Gto	Red ramal Chiva-Utiel	Gas Natural Cegas
ERM	ERM ramal Chiva-Utiel (ERM de Requena)	Gas Natural Cegas
ERM	ERM de Sagunto	Gas Natural Cegas

Cuadro 13. Instalaciones vendidas por Gas Natural Transporte sgd y Gas Natural Distribución sgd a otras empresas del Grupo Gas Natural sgd

- Respecto a las instalaciones cuya **Retribución Provisional fue recogida en la Orden ECO/30/2003** y que son incluidas de forma definitiva en el Régimen Retributivo de instalaciones, cabe señalar que esta Comisión considera necesario, en el proceso de inclusión definitiva de estas instalaciones en el

Régimen Retributivo, calcular las diferencias entre las cantidades retributivas provisionales cobradas y las definitivas en el periodo 2002-2008 en coherencia con el tratamiento dado a instalaciones semejantes en la Orden Ministerial ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, por la que se procedió a la inclusión definitiva en el Régimen Retributivo de instalaciones de ENAGAS, S.A., puestas en marcha con anterioridad al 1 de enero de 2003.

- En relación con las **instalaciones con Retribución Provisional recogida en la Orden ECO/30/2003 que el MITYC ha descartado incluir definitivamente en el Régimen Retributivo**, cabe señalar que en el periodo 2003-2008 las sociedades han recibido una retribución por estos activos, y que en la retribución propuesta para 2009 por esta Comisión se incluía la retribución asociadas a estos activos.

5.1.3 Retribución de la Actividad de Regasificación

La Memoria de la Propuesta de la Orden Ministerial 2009 expone las necesidades financieras de la actividad de regasificación en el epígrafe 6. En el siguiente cuadro se compara la retribución contenida en la Propuesta de Orden Ministerial y la contenida en el Informe realizado por la CNE diferenciando entre retribución fija reconocida y retribución provisional:

	Retribución Reconocida Propuesta de OM MITYC (1)			Informe CNE (2)			Diferencia (1)-(2)		
	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva	Provisional	Total	Definitiva	Provisional	Total
ENAGAS, S.A.	79.102.319,00	117.139.054,00	196.241.373,00	79.102.317,43	112.266.149,20	191.368.466,63	1,57	4.872.904,80	4.872.906,37
Bahía Bizkaia Gaz	52.824.920,00		52.824.920,00	52.824.919,77	0,00	52.824.919,77	0,23	0,00	0,23
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	52.558.498,00		52.558.498,00	52.558.498,33	0,00	52.558.498,33	-0,33	0,00	-0,33
Regasificadora del Noroeste, S.A.		40.101.418,00	40.101.418,00	0,00	42.369.553,97	42.369.553,97	0,00	-2.268.135,97	-2.268.135,97

Cuadro 14. Comparativo MITYC-CNE por Retribución en la Actividad de Regasificación

Las diferencias existentes son consecuencia de que mientras en el Informe de la CNE se ha aplicado a las retribuciones provisionales la metodología de retribución de la actividad de regasificación recogida en la Orden ITC 3995/2006 recalculando la retribución para el año 2009, la Propuesta de Orden Ministerial no aplica dicha metodología a la retribución provisional manteniendo las retribuciones anuales provisionales determinadas por primera vez.

5.1.4 Retribución de la Actividad de Almacenamiento Subterráneo

El punto 5 de la Memoria de la Propuesta de Retribución para el año 2009, expone, entre otros, la retribución definitiva a percibir por las diferentes empresas titulares de almacenamientos subterráneos por concepto de costes de inversión para los años 2007, 2008 y 2009, así como las liquidaciones pendientes de retribuir, todas ellas de Enagas, S.A., correspondientes a inversiones que tenían derecho a retribución desde la fecha de puesta en marcha y que no habían percibido retribución en algún periodo comprendido entre la fecha de puesta en marcha y el 31 de diciembre de 2006. A continuación se exponen varias cuestiones sobre estos conceptos.

- **Sobre los Valores reconocidos a los AASS**

De acuerdo con la Disposición Adicional Tercera de la Orden ITC/3995/2006, las empresas debían remitir, en el plazo de seis meses, a la Secretaría General de Energía y a la CNE la información debidamente auditada que justificase los valores de las inversiones reconocidas en los Anexos III y IV de dicha Orden.

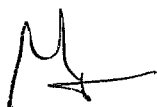
En respuesta a este requerimiento, y una vez realizada la Auditoría económica que verifica los importes de las inversiones realizadas, Deloitte elaboró, con fecha 29 de junio de 2007, para ENAGAS el informe "Información sobre la Inversión reconocida a 31 de diciembre de 2006 relativa a Almacenamientos Subterráneos e investigación y Exploración", que tuvo entrada en esta Comisión el 29 de junio de 2007.

Por su parte, en el punto 5 de la Memoria "Retribución de Almacenamientos Subterráneos", página 16, figura una tabla que expone el "Valor Reconocido (VI)" de las inversiones efectuadas en los almacenamientos subterráneos con anterioridad al 1 de enero de 2007 que deben ser incluidas en el régimen retributivo de un modo definitivo. Sobre dichos valores, la propia Memoria de la Propuesta indica que *"Estos valores de inversión reconocida [entiéndase los publicados en la mencionada tabla de la Propuesta] se han determinado a partir de los valores netos [entiéndase netos de subvenciones] contables aportados por las empresas a la fecha de inclusión de las inversiones en el régimen retributivo definido por dicha orden. Estos valores representan una imagen fiel de la inversión realmente realizada pendiente de ser recuperada bajo este marco normativo"*, se desprende que podrían referirse a "Valores Netos de Amortización (VN)"

Esta Comisión ha constatado que los valores indicados en la Memoria no coinciden ni con los Valores de Inversión según la Auditoría de Deloitte (valores netos de subvenciones contables aportados por las empresas a la fecha de inclusión de las inversiones en el régimen retributivo definidos por la O.M. ITC/3995/2006) ni con los valores netos pendientes de amortizar ni a 31 de diciembre de 2006, ni a 31 de diciembre de 2007 ni a 31 de diciembre de 2008 que podrían derivarse de los mismo tras la aplicación de la metodología aprobada en la Orden ITC 3995/2006.

Y por ello, esta Comisión quiere hacer constar expresamente que una actividad como los almacenamientos subterráneos debe tener un marco retributivo claro, sin dudas sobre el mismo, y dotado de la estabilidad regulatoria que permita afrontar las inversiones necesarias.

A continuación se muestra un cuadro resumen que contiene los valores provisionales reconocidos (VI) publicados en la Orden ITC/3995/2006, los contenidos en el mencionado informe de Auditoría, coincidentes en su mayoría con los de la Orden ITC/3995/2006 y los sucesivos cálculos de amortizaciones y valores netos. En la última columna se encuentran los valores que figuran en la Memoria y en el Anexo IX de la Propuesta de la Orden para el 2009:



n°	Concepto de INVERSIÓN	INSTALACIONES DE AASS		Fecha de inicio amortización ITC/3995/2006 y Auditoría Deloitte		VAI = Valor Reconocido de la Inversión (€)		Amortización anual			VN = Valor Neto de amortizaciones reconocido de la inversión (€)			
		AASS asociado	Nombre Proyecto	Auditoría Deloitte	ITC/3995/2006	Según valor Auditoría Deloitte		Según valor Auditoría Deloitte		Según valor Auditoría Deloitte		Según valor Auditoría Deloitte		
						19/05/2004 (2)	19-may-04	1-ene-01	1-ene-01	1-ene-01	1-ene-01	1-ene-01	1-ene-01	1-ene-01
1	Investigación año 2001	Proyecto Yela: Huelo (Cuenca)	7.571.427	1-ene-01	688.311,55	3.441.658	3.768.768	2.753.246	2.064.835	3.031.815	2.273.861	2.064.835	2.273.861	2.064.835
		Proyecto Yela: Brihuega (Guedalajara)	8.337.490	1-ene-01	757.965,64	3.768.768	3.768.768	3.031.815	2.273.861	2.064.835	2.273.861	2.064.835	2.273.861	2.064.835
		Proyecto Reus (Tarragona)	2.266.415	1-ene-01	206.037,73	1.030.189	1.030.189	824.151	618.113	824.151	618.113	824.151	618.113	824.151
		Valle del Ebro	3.212.400	1-ene-01	292.036,36	1.460.182	1.460.182	1.168.145	876.109	1.168.145	876.109	1.168.145	876.109	1.168.145
		Alicant	174.340	1-ene-01	15.849,09	79.245	79.245	63.396	47.547	63.396	47.547	63.396	47.547	63.396
		Cantabria	2.229.056	1-ene-01	202.641,45	1.013.207	1.013.207	870.586	607.924	870.586	607.924	870.586	607.924	870.586
		León	1.590.377	1-ene-01	140.943,36	704.117	704.117	563.773	422.830	563.773	422.830	563.773	422.830	563.773
		Murcia	647.547	1-ene-01	58.867,91	294.340	294.340	235.472	176.604	235.472	176.604	235.472	176.604	235.472
		Nueva Cartiza (Córdoba)	1.506.792	1-ene-01	136.981,09	684.905	684.905	547.924	410.943	684.905	547.924	410.943	547.924	410.943
		Proyecto Yela: Brihuega (Guedalajara)	17.342.548	1-ene-03	2.499.622,18	9.459.572	9.459.572	7.882.976	6.306.381	9.459.572	7.882.976	6.306.381	9.459.572	7.882.976
		Proyecto Yela: Pozos 5, 6 y 7 (1)	1.618.603	1-ene-03	147.145,73	2.114.545,45	2.114.545,45	1.873.520	1.576.595,27	2.114.545,45	1.873.520	1.576.595,27	1.873.520	1.576.595,27
		Instalaciones	18.961.151	1-ene-03	29.187,000	10.342.446	10.342.446	8.618.705	7.498.867	10.342.446	8.618.705	7.498.867	10.342.446	8.618.705
		Instalaciones	45.759.352	1-ene-95	4.575.235,20	0	0	0	0	4.575.235,20	0	0	4.575.235,20	0
		Instalaciones	933.184	1-ene-02	821.887	933.184	933.184	821.887	821.887	933.184	821.887	933.184	821.887	933.184
		Instalaciones	13.081.421	1-ene-03	12.770.000	13.081.421	13.081.421	12.770.000	12.770.000	13.081.421	12.770.000	13.081.421	12.770.000	13.081.421
		Compressor Booster	5.928.144	22-dic-03	5.928.144	5.928.144	5.928.144	5.928.144	5.928.144	5.928.144	5.928.144	5.928.144	5.928.144	5.928.144
		Serrablo: Perforación Jaca-22	459.169	29-oct-03	459.169	459.169	459.169	459.169	459.169	459.169	459.169	459.169	459.169	459.169
		Serrablo: Línea de Producción en Planta	6.605.489	9-sep-03	6.605.489	6.605.489	6.605.489	6.605.489	6.605.489	6.605.489	6.605.489	6.605.489	6.605.489	6.605.489
		Serrablo: Ampliación Jaca-18	12.992.802	Varías	12.992.802	12.992.802	12.992.802	12.992.802	12.992.802	12.992.802	12.992.802	12.992.802	12.992.802	12.992.802
		Serrablo: Conexión Pozo Jaca-18	736.581	19/05/2004 (2)	736.581	736.581	736.581	736.581	736.581	736.581	736.581	736.581	736.581	736.581
		Otras Inversiones Serrablo	206.245	1-ene-07	206.245	206.245	206.245	206.245	206.245	206.245	206.245	206.245	206.245	206.245
		Gas colchón	23.776.376	1-ene-95	23.776.376	23.776.376	23.776.376	23.776.376	23.776.376	23.776.376	23.776.376	23.776.376	23.776.376	23.776.376
		Gas colchón	106.676.673	1-ene-95	106.676.673	106.676.673	106.676.673	106.676.673	106.676.673	106.676.673	106.676.673	106.676.673	106.676.673	106.676.673
		Instalaciones	91.095.275	1-ene-07	84.165.513	91.095.275	91.095.275	84.165.513	84.165.513	91.095.275	84.165.513	91.095.275	84.165.513	91.095.275
		Instalaciones	91.095.275	1-ene-07	84.165.513	91.095.275	91.095.275	84.165.513	84.165.513	91.095.275	84.165.513	91.095.275	84.165.513	91.095.275
		Gas colchón	37.336.836	1-ene-95	37.336.836	37.336.836	37.336.836	37.336.836	37.336.836	37.336.836	37.336.836	37.336.836	37.336.836	37.336.836
		Gas colchón	49.501.871,00	1-ene-95	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00	49.501.871,00
		Instalaciones	70.137.928	1-ene-95	70.137.928	70.137.928	70.137.928	70.137.928	70.137.928	70.137.928	70.137.928	70.137.928	70.137.928	70.137.928
		Instalaciones	80.766.766,00	1-ene-95	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00	80.766.766,00

(1) Este proyecto, no viene como tal asignado en la Auditoría con este nombre, pero se observa que la suma del Valor reconocido por la ITC/3995/2006 a este proyecto más el Proyecto "Yela: Brihuega" (del 2003) da el mismo valor que el que la Auditoría (2). Según la Memoria de la Propuesta de O.M. para el 2009, esta fecha es de 26 de julio de 2004 (3). Estas instalaciones no están incluidas en la O.M. ITC/3995/2006, ni tampoco en la Propuesta de O.M. para el 2009, pero figuran en los valores de la Auditoría de Deloitte.

Por tanto, esta Comisión pone de manifiesto la ausencia de trazabilidad de los cálculos realizados y su adecuación con las inversiones auditadas.

• **Sobre la liquidación de las retribuciones pendientes asociadas a los AASS**

En la Memoria se recoge un epígrafe sobre la liquidación de las retribuciones pendientes asociadas a las inversiones en AA.SS. que tenían derecho a retribución desde la fecha de puesta en marcha y que no habían percibido retribución en algún periodo comprendido entre la fecha de puesta en marcha y el 31 de diciembre de 2006.

A la vista de las consideraciones vertidas en el apartado anterior, esta Comisión considera conveniente reconocer las liquidaciones pendientes como ingresos provisionales. En cualquier caso, esta Comisión ha reproducido los cálculos de la tabla del punto 5.12 "*Liquidaciones pendientes*", página 20, donde se recogen los mencionados cálculos, observando las siguientes circunstancias:

- Se observa que en la tabla de la Memoria, que los cálculos no han partido de los Valores de Inversión Auditados recogidos en el informe de Auditoría de Deloitte. Esta Comisión ha efectuado los cálculos a partir de estos valores.
- De manera genérica para todos los activos, no se ha contabilizado el día de puesta en marcha como día a retribuir, contrariamente de lo que viene siendo la práctica en el resto de instalaciones del sector gasista. Esta Comisión ha contabilizado el día de la puesta en marcha en sus cálculos.
- Existe una errata en el activo "*Conexión pozos*", pues se otorga la misma retribución (la base anual total) para 2004 – año de puesta en marcha- que para 2005.
- El factor de actualización por IPH de 2005, se establece en 1,037830, pero se observa que en el caso concreto "*Sondeo Jaca 18*" se emplea el valor 1,037825. Esta Comisión ha efectuado los cálculos con el valor 1,037830.
- La fecha de puesta en marcha de la instalación "*Conexión pozos (año 2005)*", según el mencionado informe de Auditoría es de 19 de mayo de 2004, y no de 26 de julio de 2004. Esta Comisión ha realizado los cálculos con la fecha dada por la Auditoría.

Como consecuencia de esto, se produce una diferencia de 78.489 € extras a favor de Enagás, S.A entre el total pendiente de liquidar por este concepto expuesto en la Memoria, 4.898.603 €, y el calculado por esta Comisión, 4.977.092 €. Los cálculos realizados se recogen en el siguiente cuadro:

INSTALACIÓN	Fecha PEM	Días año PEM sin liquidar	Primer día año PEM	Último día año PEM	Días año inclusión	VAL reconocido (€)	VU (años)	Trm	Año n-1 (puesta en marcha)		Año n	
									Amortización (€)	Retrib. Financiera (€)	Amortización (€)	Retrib. Financiera (€)
Compresor Booster	06-nov-02	56	01-ene-02	31-dic-02	365	13.081.421	20	6,51%	100.351	130.657	654.071	851.601
Sondeo Jaca 18	09-sep-03	114	01-ene-03	31-dic-03	365	6.605.489	20	5,64%	103.154	116.358	330.274	372.550
Sondeo Jaca 22	22-dic-03	10	01-ene-03	31-dic-03	365	5.928.144	20	5,64%	8.121	9.160	296.407	334.347
Línea de producción	29-oct-03	64	01-ene-03	31-dic-03	365	459.169	20	5,64%	4.026	4.541	22.958	25.897
Conexión pozos	19-may-04	227	01-ene-04	31-dic-04	366	736.581	20	5,79%	22.842	26.451	36.829	42.648

Cuadro 16. Cálculo de la retribución pendiente de liquidar en instalaciones de AASS de Enagás.

INSTALACIÓN	Costes de inversión pendientes de liquidar; año:						TOTAL AÑOS
	2002	2003	2004	2005	2006		
Compresor Booster	231.007	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	231.007	
Sondeo Jaca 18	0	219.512	702.824	729.412	748.960	2.400.708	
Sondeo Jaca 22	0	17.281	630.755	654.616	672.160	1.974.811	
Línea de producción	0	8.566	48.856	50.704	52.063	160.188	
Conexión pozos	0	0	49.293	79.477	81.607	210.377	
TOTALES	231.007,14	245.359,57	1.431.727,30	1.514.208,71	1.554.789,50	4.977.092,22	

Cuadro 17. (CONTINUACIÓN CUADRO 16)

5.1.5 Retribución de la Actividad de Distribución

En relación con la actividad de distribución, la retribución total acreditada incluida en la Propuesta de Orden asciende a 1.394.105.556 euros, lo que supone 60.890.028 euros menos (un 4,18%) que la retribución calculada por la CNE en su Informe, cuyo valor era de 1.454.995.584 euros.

Adicionalmente, señalar que las necesidades financieras previstas en el informe de esta Comisión, que ascendían a 1.455.033.694 €, contemplaban una estimación de un importe adicional de 38.110 € por retribución pendiente de reconocer a las sociedades Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U. y Gasificadora Regional Canaria, S.A.

Los motivos que originan la diferencia de 60.890.028 euros y su desglose por años se exponen a continuación:

Retribución del año 2007

La diferencia entre los cálculos de la CNE y del MITyC para este año se reduce a 927 euros para el total de distribuidoras, y puede imputarse a una mera cuestión de redondeo o del número de decimales considerados en el incremento de retribución por el número de clientes a menos de 4 bar.

Retribución del año 2008

Corresponde a este año la diferencia principal entre los cálculos de la CNE y del MITyC, ascendiendo a 29.614.271 euros para el conjunto de la actividad. Esta diferencia se debe a dos motivos:

- El motivo fundamental de la diferencia es de carácter metodológico, y consiste en que el MITyC no ha utilizado como valor de partida para la actualización de la retribución a este año 2008 la retribución 2007 recalculada con el IPH real de 2007, procedimiento que aplicó la CNE en los cálculos de su informe. Según se explica en la Memoria, la revisión con índices de precios reales que recoge la Disp. final segunda de la Orden ITC/3863/2007, será aplicada por el MITyC por primera vez para el cálculo de la retribución de 2010, utilizando el IPH real de 2008, lo que tendrá lugar en el año 2009.
- Cabe señalar asimismo la existencia de un error en la cifra de ventas entre 4 y 60 bar considerada para Naturgas Energía Distribución, S.A.U., al no haberse deducido los consumos correspondientes a los clientes que cambian de presión – cambios del Grupo 2.bis al Grupo 2 – de la cifra de ventas reales. Así, el dato que se tendría que considerar en el cálculo debería ser de 13.942.057 MWh (como de hecho recoge la tabla de la pág. 35 de la Memoria), en lugar de los 13.942.553 MWh empleados en el cálculo de la tabla de la pág. 40.
- Por último, hay que indicar que de nuevo se detectan pequeñas diferencias en el incremento de retribución por el número de clientes a menos de 4 bar, que pueden imputarse igualmente a una mera cuestión de redondeo o del número de decimales considerados en el incremento unitario por este término.



Retribución del año 2009

Finalmente, para este año la diferencia entre los cálculos de la CNE y del MITyC toma un valor de 31.276.684 euros. Esta diferencia se debe de nuevo a varios motivos:

- En primer lugar, hay que señalar que se traslada a este año la diferencia ya citada para 2008. Ello supone la razón fundamental de la diferencia de este año 2009.
- Además, hay que subrayar de nuevo la existencia de un error en la consideración de los cambios de presión, de nuevo para Naturgas Energía Distribución, S.A.U., si bien esta vez afecta a las ventas a menos de 4 bar, donde no se han detraído los 150 MWh consumidos a menos de 4 bar de los clientes que cambian de presión en 2008. Así, el valor correcto que debe tomarse es 7.182.639 MWh (tabla de la pág. 35 de la Memoria), en lugar de 7.182.789 MWh (tabla de la pág. 40).
- En tercer lugar, se desconoce el origen del dato de ventas entre 4 y 60 bar considerado por el MITyC para Gas Rioja, S.A., por valor de 25.937 MWh. La última previsión recibida de la empresa por la CNE sería de 23.633 MWh.
- Por último, se detectan de nuevo pequeñas diferencias en el incremento de retribución por el número de clientes a menos de 4 bar, que pueden imputarse igualmente a una mera cuestión de redondeo o del número de decimales considerados en el incremento unitario por este término.

En las tablas siguientes se muestran de forma unificada las diferencias entre los valores calculados por el MITyC para cada año y los valores que incluía el Informe CNE:





M

Empresa Distribuidora	Retribución 2007 (€)			Retribución 2008 (€)			Retribución 2009 (€)		
	Memoria MITYC	Informe CNE	Diferencias MITYC - CNE	Memoria MITYC	Informe CNE	Diferencias MITYC - CNE	Memoria MITYC	Informe CNE	Diferencias MITYC - CNE
Gas Directo, S.A.	904.592	904.507	85	1.179.173	1.205.658	-26.485	1.528.244	1.562.539	-34.295
Distribuidora Regional del Gas, S.A. (D)	6.056.168	6.056.125	43	6.130.649	6.268.537	-137.888	6.984.513	7.141.619	-157.106
Endesa Gas Distribución, S.A. (antigua Meridional del Gas, S.A.)	3.737.354	3.737.313	41	4.471.533	4.572.095	-100.562	5.356.335	5.476.760	-120.425
Gas Alicante, S.A.U.	1.453.140	1.453.097	43	1.630.313	1.666.991	-36.678	1.863.700	1.905.586	-41.886
DC Gas Extremadura, S.A.	7.708.214	7.708.131	83	8.808.909	9.007.010	-198.101	9.605.533	9.821.600	-216.067
Gas Aragón, S.A.	26.513.641	26.513.600	41	29.099.972	29.754.638	-654.666	31.508.854	32.217.718	-708.864
Gesa Gas, S.A.U.	25.934.823	25.934.825	-2	27.146.040	27.475.785	-329.745	28.184.015	28.526.997	-342.982
Gas Tolosa, S.A.U.	1.189.549	1.189.510	39	1.220.232	1.247.603	-27.371	1.265.633	1.294.022	-28.389
Gas Andalucía, S.A.	54.259.746	54.259.704	42	63.500.055	64.928.705	-1.428.650	73.355.248	75.005.734	-1.650.486
Gas Cantabria, S.A.	18.358.265	18.358.262	3	19.737.631	20.181.702	-444.071	21.060.694	21.534.523	-473.829
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	26.598.708	26.598.666	42	29.628.013	30.294.584	-666.571	32.623.242	33.357.198	-733.956
Gas Castilla y León, S.A.	58.122.342	58.122.297	45	62.358.189	63.761.140	-1.402.951	66.199.869	67.689.256	-1.489.387
Cegas, S.A.	71.981.996	71.981.994	2	94.370.732	96.493.930	-2.123.198	117.862.483	120.514.467	-2.651.984
Gas La Coruña, S.A.	3.816.708	3.816.669	39	4.108.428	4.200.898	-92.470	4.450.581	4.550.696	-100.115
Gas Galicia SDG, S.A.	21.367.836	21.367.796	40	22.989.638	23.506.818	-517.180	24.558.404	25.110.865	-552.461
Gas Murcia, S.A.	10.797.027	10.797.025	2	13.522.194	13.826.421	-304.227	15.933.736	16.292.237	-358.501
Gas Navarra, S.A.	21.292.335	21.292.253	82	22.707.342	23.218.154	-510.812	24.283.908	24.830.229	-546.321
Gas Rioja, S.A.	10.914.618	10.914.534	84	11.701.578	11.964.786	-263.208	12.409.670	12.691.917	-282.247
Gas Mérida, S.A.	975.538	975.497	41	1.044.768	1.068.229	-23.461	1.143.366	1.169.047	-25.681
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	123.933.515	123.933.432	83	129.464.874	132.376.920	-2.912.046	136.078.974	139.140.239	-3.061.265
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	765.472.704	765.472.655	49	773.998.257	791.412.186	-17.413.929	786.744.480	804.444.916	-17.700.436
TOTAL	1.261.388.819	1.261.387.892	927	1.328.818.520	1.358.432.791	-29.614.271	1.403.001.482	1.434.278.166	-31.276.684

Cuadro 18 – Retribución 2007, 2008 y 2009. Cálculos de la Memoria y Diferencias con cálculos iniciales CNE

Finalmente, la diferencia en los desvíos 2007 y 2008 y en el valor final a publicar en B.O.E. sería la siguiente:

Empresa Distribuidora	Total Desvíos 2007-2008 (€)			Retribución 2009 (€)			CIFRA FINAL BOE 2009 (€)		
	Memoria MITYC	Informe CNE	Diferencias MITYC - CNE	Memoria MITYC	Informe CNE	Diferencias MITYC - CNE	Memoria MITYC	Informe CNE	Diferencias MITYC - CNE
Gas Directo, S.A.	-273.095	-246.696	-26.399	1.528.244	1.562.539	-34.295	1.255.149	1.315.844	-60.695
Distribuidora Regional del Gas, S.A. (D)	228.676	366.521	-137.845	6.984.513	7.141.619	-157.106	7.213.189	7.508.140	-294.951
Endesa Gas Distribución, S.A.U. (antigua Meridional del Gas, S.A.U.)	-243.530	-143.009	-100.521	5.356.335	5.476.760	-120.425	5.112.805	5.333.751	-220.946
Gas Alicante, S.A.U.	-146.689	-110.054	-36.635	1.863.700	1.905.586	-41.886	1.717.011	1.795.533	-78.522
DC Gas Extremadura, S.A.	-303.911	-105.893	-198.018	9.605.533	9.821.600	-216.067	9.301.622	9.715.706	-414.084
Gas Aragón, S.A.	-2.027.688	-1.373.063	-654.625	31.508.854	32.217.718	-708.864	29.481.166	30.844.655	-1.363.489
Gesa Gas, S.A.U.	1.172.371	1.502.118	-329.747	28.184.015	28.526.997	-342.982	29.356.386	30.029.115	-672.729
Gas Tolosa, S.A.U.	-7.615	19.717	-27.332	1.265.633	1.294.022	-28.389	1.258.018	1.313.739	-55.721
Gas Andalucía, S.A.	6.581.198	8.009.807	-1.428.609	73.355.248	75.005.734	-1.650.486	79.936.446	83.015.541	-3.079.095
Gas Cantabria, S.A.	316.144	760.213	-444.069	21.060.694	21.534.523	-473.829	21.376.838	22.294.735	-917.897
Gas Castilla-La Mancha, S.A.	1.458.483	2.125.012	-666.529	32.623.242	33.357.198	-733.956	34.081.725	35.482.210	-1.400.485
Gas Castilla y León, S.A.	560.103	1.963.009	-1.402.906	66.199.869	67.689.256	-1.489.387	66.759.972	69.652.265	-2.892.293
Cegas, S.A.	17.375.487	19.498.683	-2.123.196	117.862.483	120.514.467	-2.651.984	135.237.970	140.013.150	-4.775.180
Gas La Coruña, S.A.	191.484	283.914	-92.430	4.450.581	4.550.696	-100.115	4.642.065	4.834.610	-192.545
Gas Galicia SDG, S.A.	361.939	879.079	-517.140	24.558.404	25.110.865	-552.461	24.920.343	25.989.944	-1.069.601
Gas Murcia, S.A.	2.122.498	2.426.723	-304.225	15.933.736	16.292.237	-358.501	18.056.234	18.718.961	-662.727
Gas Navarra, S.A.	435.601	946.331	-510.730	24.283.908	24.830.229	-546.321	24.719.509	25.776.560	-1.057.051
Gas Rioja, S.A.	313.630	576.754	-263.124	12.409.670	12.691.917	-282.247	12.723.300	13.268.671	-545.371
Gas Mérida, S.A.	-21.576	1.844	-23.420	1.143.366	1.169.047	-25.681	1.121.790	1.170.891	-49.101
Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	1.116.049	4.028.012	-2.911.963	136.078.974	139.140.239	-3.061.265	137.195.023	143.168.251	-5.973.228
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	-38.105.485	-20.691.605	-17.413.880	786.744.480	804.444.916	-17.700.436	748.638.995	783.753.311	-35.114.316
TOTAL	-8.895.926	20.717.418	-29.613.344	1.403.001.482	1.434.278.166	-31.276.684	1.394.105.556	1.454.995.584	-60.890.028

Cuadro 19 – Desvíos 2007-2008 y Cifra final B.O.E. Cálculos de la Memoria y Diferencias frente a cálculos iniciales CNE

5.1.5.1. Comentario adicional sobre el inicio de la retribución por IPH reales.

La propuesta de retribución que figura en los apartados previos corresponde a la ya aprobada por este Consejo de Administración en su sesión de 27 de noviembre de 2008.

No obstante, al ser 2008 el primer año en el que se implementa la regularización de la retribución por IPH reales en lugar de previstos, el Consejo ha valorado la pertinencia de elevar al MITYC una segunda alternativa interpretativa de la Disposición Final, sobrevenida en el proceso de discusión, que, no obstante apartarse de la planteada en su propuesta de fecha 27 de noviembre de 2008, se aporta en el presente informe. Es la siguiente:

“El cálculo de la retribución de la distribución devengada a partir del 1 Enero de 2008, utilizará como término IPH del año 2008 y posteriores el IPH previsto en la fecha de establecimiento de la correspondiente retribución que será recalculada y corregida con el IPH real una vez conocido el valor real de dicho índice en el ejercicio posterior. Por consiguiente, el IPH del año 2008 (año “n”), en sus valores previstos y reales tendrá como base 100 la retribución del año 2007; el IPH del año 2009 (año “n+1”), previstos y reales, tendrá como base 100 la retribución definitiva del año 2008; y así en años sucesivos. De esta manera, queda garantizado que la retribución definitiva de la distribución devengada a partir del 1 de Enero de 2008 (es decir, el año 2008 y posteriores) será actualizada utilizando el IPH real correspondiente a cada año sin que se produzcan ni distorsiones en la base del cálculo inicial ni pérdidas ni ganancias por desvíos entre los datos previstos y los definitivos”

En su aplicación al año 2008, según esta interpretación, la diferencia de retribución de la distribución con respecto a la propuesta de la Orden ITC sería de 5,56 M €.

En su aplicación al año 2009, según esta interpretación, la diferencia de retribución de la distribución con respecto a la propuesta de la Orden ITC sería de 5,77 M €.

5.1.5.2. Nueva información auditada para el cálculo del extracoste de GESA GAS, S.A. y atrasos de los años 2004 y 2005

Como ya fue explicado en el Informe CNE, para la estimación del extracoste de GESA GAS, S.A. correspondiente a los años 2008 y 2009 se había utilizado hasta el momento, como mejor valor disponible para el año completo, y a falta de mejor información, el valor inicialmente presupuestado para 2008 por la propia sociedad, que ascendía a 0,019907 €/kWh en términos unitarios y 12.488.263 € en términos absolutos. En la previsión del extracoste del año 2009, se había tomado asimismo como valor provisional este mismo valor de 0,019907 €/kWh.

Con fecha 28 de noviembre de 2008 esta Comisión ha recibido una comunicación de ENDESA GAS, S.A.U., también enviada a la Subdirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por medio de la cual se remite a la CNE



nueva información auditada relativa al cálculo del extracoste de GESA GAS, S.A., correspondiente al tercer trimestre de 2008.

En la línea de lo aplicado en años anteriores, para la estimación del extracoste unitario para la empresa en los años 2008 y 2009, se utilizará esta nueva información, que engloba datos auditados ya de los tres primeros trimestres de 2008. De esta manera, los nuevos valores que se propone considerar para el cálculo del extracoste de GESA GAS, S.A. en la retribución prevista para 2008 y 2009 son los siguientes:

		2007 ⁽¹⁾	2008 ⁽²⁾	Previsión 2009
Compras propano	(kg)	39.211.800	45.266.175	46.901.972
	(kWh)	543.424.278	627.330.000	650.000.000
Extracoste	(€)	11.943.215	18.057.211	18.709.750
Extracoste unitario	(€/kWh)	0,021978	0,028784 (*)	0,028784 (*)

(1) Fuente: Memoria auditada 2007 de Gesa Gas, S.A.

(2) Fuente: Datos auditados de Gesa Gas, S.A. Tercer Trimestre 2008

(*) Extracoste unitario provisional

Cuadro 20 – Nuevos datos para el cálculo del Extracoste 2008-2009 de Gesa Gas, S.A.

Hay que señalar que el valor unitario del extracoste indicado en la tabla anterior (0,028784 €/kWh) no se corresponde exactamente con el que ENDESA reclama en su escrito de alegaciones a la Propuesta de Orden, que es 0,02874 €/kWh. Esta discrepancia se debe posiblemente a un error de transcripción del escrito de ENDESA.

Además, tal y como señala ENDESA en su escrito de alegaciones, aunque en la tabla de la pág. 47 de la Memoria se indica, como nota al pie, que la retribución de GESA GAS, S.A. se incrementa en los atrasos de los extracostes de 2004 y 2005 – por valor de 450.988 € y 25.407 €, respectivamente – estas cantidades no han sido incorporadas a las cifras de retribución incluidas en la citada tabla, ni en la que figura en el Anexo II de la Propuesta de Orden.

5.1.5.3. Integración de Gas Alicante, S.A. en Endesa Gas Distribución, S.A.

Como ya indicó el Informe inicial de la CNE, desde junio de 2007 MERIDIONAL DEL GAS, S.A. (MEGASA) ha pasado a denominarse ENDESA GAS DISTRIBUCIÓN, S.A.

En las fechas de elaboración de este nuevo informe, esta Comisión ha tenido conocimiento de que esta nueva sociedad ha absorbido a GAS ALICANTE, S.A., teniendo efecto esta fusión en el mes de junio de 2008.

5.1.5.4. Sobre los cambios de presión para el año 2006 indicados en la Memoria

Cabe comentar que en el apdo. 7.2 de la Memoria de la Orden (pág. 33), se ha observado que se imputan consumos por cambios de presión en el año 2006 diferentes a los utilizados en el cálculo definitivo de la retribución 2006 que se realizó en el año 2007. En particular, se aprecia que para el caso de GAS ARAGÓN y DC GAS EXTREMADURA se han trasladado por error los datos correspondientes al año 2007.

En relación con ello, se habría de garantizar que estas discrepancias no han afectado al valor de partida de retribución 2006 considerado para calcular la actualización de la retribución 2007.

5.1.6 Retribución Específica de Distribución

La Memoria de la Orden Ministerial de la Propuesta 2009 expone las necesidades financieras de la retribución específica de distribución en el punto 7.8. Respecto a lo contenido en ese punto, se ha observado que hay cuatro proyectos cuya retribución específica de distribución ha sido otorgada en el año 2008, y que no figuran entre los expuestos. Son los siguientes:

PAGOS RECONOCIDOS EN 2008 (Proyectos no incorporados en punto 7.8 de la Memoria Propu O.M.2009)							
Convocatoria	Empresa	Núcleo	Fecha Resolución	Reconocido por:	Fecha entrada CNE Resol. Pago	Referencia liquidación CNE	Retribuc. Pagada (€)
2ª conv (ITC/102/2005)	Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	Baiña y Lloreo (Mieres)	21-abr-08	DGPEyM	22-may-08	LIQ 4/2008	161.000
2ª conv (ITC/102/2005)	Naturgas Energía Distribución, S.A.U.	Xarrio (Folguiras y Mohias)	21-abr-08	DGPEyM	22-may-08	LIQ 4/2008	445.000
2ª conv (ITC/102/2005)	Gas Natural SDG, S.A./Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Villalbilla	21-abr-08	DGPEyM	22-may-08	LIQ 4/2008	204.700
2ª conv (ITC/102/2005)	Gas Natural SDG, S.A./Gas Natural Distribución SDG, S.A.	Sant Feliu de Codines	21-abr-08	DGPEyM	22-may-08	LIQ 4/2008	1.118.600
TOTAL							1.929.300,00

Cuadro 21 – Listado de proyectos de distribución con retribución específica otorgada en 2008, pendientes de incluir en la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial para el 2009.

Esta partida no contemplada de 1.929.300 € ya acreditados, e incorporados en 2008, se ha tenido en cuenta en la nueva reproducción de la tabla contenida en el mencionado punto 7.8 de la Memoria, resultando así una cantidad correspondiente a proyectos incorporados en 2008 de 6.308.844 € en la convocatoria de 2005, en vez de los 4.379.544 € que figuran en al Memoria. Asimismo, se han rellenado las partidas cuyo reconocimiento una vez asignadas es competencia de esta Comisión. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

O.M. recoge convocatoria	Año inicio convocatoria	RETRIBUCIONES ASIGNADAS/ A ASIGNAR (€) (1)	RETRIBUCIONES ACREDITADAS (€)		RETRIBUCIONES PENDIENTES (€) (1)
			Retribución proyectos incorporados 2004-2007	Nuevos proyectos incorporados en 2008	
			21.798.662	13.706.891	8.091.771
ECO/31/2004	2004	Resolución de asignación emitida	23.060.277	1.973.511	14.777.922
ITC/102/2005	2005		22.662.353	0	22.021.143
ITC/4099/2005	2006				
ITC/3993/2006	2007	Resolución Pendiente Emisión	17.746.426	0	17.746.426
ITC/3863/2007	2008	Sin Resolución de asignación	23.000.000	0	23.000.000
TOTAL			108.267.718	15.680.402	85.637.262

(1): No se han contabilizado ni en asignación ni en pendiente de pago las cantidades asignadas a los proyectos de los núcleos Cubas de la Sagra, Grinón y Serranillos del Valle. La Resolución establecía que finalmente se reconocerían a la empresa (Gas Natural o Iberdrola) que los pusiera en marcha. Teniendo en cuenta que aún no se ha emitido Resolución de pago, estos proyectos, se han incluidos en la asignación a Iberdrola.

Cuadro 22 – Estado de las retribuciones de proyectos con derecho a una retribución específica de distribución según convocatoria.

Respecto de la cantidad total pendiente de reconocimiento, 85.637.262 €, la Memoria acuerda presupuestar con el principio de caja 10.000.000 €, lo que se corresponde con el 11,68% del total pendiente.

A este respecto, se cree que este porcentaje subestima la cantidad de retribución pendiente que se reconocerá en 2009. Por ello, se considera que sería más conveniente aplicar un criterio de caja menos restrictivo, que englobe una mayor cuantía. A este respecto, y teniendo en cuenta el criterio de caja aplicado a la retribución específica en la Propuesta de esta Comisión para la retribución del 2009¹¹ – un 50% de las cantidades pendientes de pago ya asignadas, 44.890.836 €, y un 25% de aquellas cuya Resolución de Asignación informada por esta Comisión está pendiente de publicación 17.746.426 € –, se obtendría un monto de 26.882.024 €, o lo que es lo mismo el 42,92% del total pendiente de pago.

5.1.7 Retribución Financiera del Gas Talón

En la retribución Financiera del Gas Talón, se debe diferenciar entre la correspondiente a la actividad de transporte y la correspondiente a la actividad de Regasificación.

De análisis de la actividad de transporte, se deduce que en su retribución está incluida una cantidad por valor de 1,898 Millones de Euros correspondiente a la retribución devengada para 2009 por la actualización de la retribución financiera por de gas talón ya reconocida que se indicaba en la Propuesta de esta Comisión (epígrafe 8.3.2 del informe) cuyo desglose por empresa y por proceso de adquisición del gas (CMP o Subasta) se recoge en el siguiente cuadro.

¹¹ Propuesta de retribuciones para 2009 correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución a efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE el 20 de noviembre de 2008.

	Retribución Financiera Gas Talón devengada en 2009		
	Por Gas Talón Adquirido a CMP		Total Reconocida
	CMP	1ª Subasta (hecha en 2007)	
ENAGAS, S.A.	1.867.782,99	4.963,41	1.872.746,40
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	0,00	859,03	859,03
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	442,71	110,00	552,71
Septentrional del Gas, S.A.	0,00	3.660,80	3.660,80
ENDESA GAS TRANSPORTISTA, S.L.	4.709,71	2.026,50	6.736,21
Transportista Regional del Gas, S.L.	1.769,67	683,44	2.453,11
Gas Extremadura Transportista, S.L.	517,22	7.927,80	8.445,02
Regasificadora del Noroeste, S.A.	0,00	0,00	0,00
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	3.409,74	0,00	3.409,74
Total Sector	1.878.632,04	20.230,98	1.898.863,02

Cuadro 23 – Retribución Financiera de Gas Talón para la Actividad de Transporte devengada en 2009

Por tanto, en realidad, la Propuesta del MITyC únicamente no recoge la retribución financiera por adquisición pendiente de reconocer (aprox 0,5 millones de €) que recoge la Propuesta realizada por esta Comisión. En ella se recogían la retribución financiera pendiente de reconocer a Gas Natural Transporte y Gas Castilla La Mancha, cuya propuesta de resolución fue informada por esta Comisión, se destacaba que no existía constancia de las adquisiciones de gas talón ni para activos puestos en marcha antes de 2007 de INFRAESTRUCTURAS GASISTAS DE NAVARRA y GAS ARAGÓN, ni para el activo puesto en marcha durante el primer semestre de 2007 de IBERDROLA INFRAESTRUCTURAS GASISTAS, SAU.

En cuanto a la actividad de Regasificación, destacar que la memoria ha incluido la retribución financiera de gas talón indicadas por esta Comisión en la retribución a publicar en la Orden Ministerial, cuyos valores actualizados son los siguientes:

	Retribución Financiera Gas Talón		
	Por Gas Talón Adquirido a CMP		Total Reconocida
	CMP	1ª Subasta (hecha en 2007)	
ENAGAS, S.A.	1.154.990,46	0,00	1.154.990,46
Bahía Bizkaia Gaz	268.229,94	0,00	268.229,94
Planta de Regasificación	122.943,64	0,00	122.943,64
Regasificadora del	0,00	50.656,28	50.656,28
Total Sector	1.546.164,04	50.656,28	1.596.820,32

Cuadro 24. Retribución financiera gas talón en la Actividad de Regasificación

5.1.8 Retribución del Gestor Técnico del Sistema

La Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, en su Disposición Adicional Vigésima recientemente introducida por la Ley 12/2007 refuerza el papel del Gestor Técnico del Sistema (GTS) y establece requisitos adicionales de separación funcional y contable. No obstante, el sistema económico para el reconocimiento de costes del GTS no ha tenido en cuenta, hasta la fecha, dichos cambios que indudablemente han de haber afectado a los costes por esta actividad, manteniendo el modelo retributivo desde los inicios de la creación del sistema económico¹².

¹² El artículo 23, sobre "Retribución del gestor técnico del sistema", del Real Decreto 949/2001, establece que: "El gestor técnico del sistema tendrá reconocida una retribución por el ejercicio de esta actividad dentro del sistema gasista. La determinación de esta retribución se realizará tomando en consideración los costes de operación, comunicación y control, así como otros costes necesarios para el desarrollo de la actividad. El Ministro de

En este contexto, al menos, se considera conveniente, la modificación incluida en el artículo 3.2 de la Propuesta de Orden para garantizar la retribución presupuestada al GTS con independencia de las cantidades que se recauden en aplicación de la cuota regulada en la Orden Ministerial con destino al GTS por medio del sistema de liquidaciones.

No obstante, tal y como se señala en su Propuesta de retribución, esta Comisión considera que el GTS ha de contar con una retribución que responda efectivamente a la nueva organización y reparto de costes de ENAGAS, en aplicación de los principios establecidos en el Título VII de la Ley 34/1998.

Es preciso recordar que entre los mandatos establecidos por el Real Decreto 326/2008, en marzo de 2008, está el de elaborar un estudio de los costes unitarios de inversión y explotación que sirvan para establecer las retribuciones futuras del transporte de gas natural, conjuntamente con el de elaborar una propuesta de incentivos retributivos al GTS.

Por consiguiente, y en espera de un estudio que permita asignar una correcta imputación de costes a la gestión técnica del sistema con respecto al resto de actividades de transporte desempeñadas por ENAGAS, y con el objeto de evitar una doble retribución de costes que podrían ya estar reconocidos en otra actividad, se considera conveniente que la retribución asignada al GTS para el año 2009 tenga un carácter provisional.

En su caso, también se habrá de tener en cuenta la cantidad de 3.785.000 €, correspondientes a los saldos pendientes de retribución de los años 2002 a 2007 tras el estudio que permita asignar la correcta imputación de costes a la gestión técnica del sistema con respecto al resto de actividades de transporte desempeñadas por ENAGAS.

5.1.9 Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética

De acuerdo con el capítulo 5 del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética.¹³, sobre su financiación, se asignan fondos por un importe anual medio de 57 millones de € con cargo a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasista durante toda la vigencia del Plan de Acción (2008-2012)¹⁴, con un máximo para todo el periodo de 285 millones de €.

La asignación al Plan de Acción con cargo a los peajes y cánones de acceso del sistema gasista contenida en la Propuesta de Orden es de 157 millones de €, lo que supone un incremento de 100 millones de € sobre el valor asignado para el año 2008 y también sobre el valor considerado por esta Comisión de 57 millones de €. En consecuencia, las cantidades asignadas en la Propuesta de Orden, junto a las ya asignadas el año anterior,

Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará, antes del 31 de enero de cada año, la retribución que corresponde percibir al gestor técnico del sistema por el ejercicio de esta actividad."

¹³ Con fecha 20 de julio de 2007, el Consejo de Ministros aprobó el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4), aprobada el 28 de noviembre de 2003.

¹⁴ La Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, en su Disposición Adicional Tercera, incluye, con cargo a los peajes y cánones de acceso al sistema gasista dicha cuantía considerándola una retribución regulada a incluir en el sistema de liquidaciones del sector de gas, finalmente la Orden ITC/676/2008, de 7 de marzo, establece el procedimiento de transferencia de los fondos

alcanzarían un valor total de 214 millones de €, alcanzándose en el segundo año de vigencia del Plan de Acción 2008-2012 el 75% de las cantidades asignadas para el todo el periodo 2008-2012.

La Propuesta de Orden no indica las razones que justifican el adelanto de 100 millones de euros, y en consecuencia el incremento de la asignación anual, así como cuál se prevé que sea la asignación del resto de fondos (71 millones de €) en los años 2010, 2011 y 2012.

Adicionalmente, cabe reiterar lo ya indicado en el informe de esta Comisión sobre este mismo asunto para la Propuesta de Orden del año 2008:

A este respecto, hay que tener en cuenta lo establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, *por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural instalaciones gasistas*, cuyo Capítulo IV sobre Tarifas, Peajes y Cánones, en su artículo 25 "Criterios para la determinación de las tarifas, peajes y cánones", establece lo siguiente:

"3. Las tarifas, los peajes y cánones se establecerán de forma que su determinación responda en su conjunto a los criterios establecidos en el artículo 92 de la Ley 34/1998, y tengan los siguientes objetivos:


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

Es preciso señalar que esta nueva partida no está contemplada como actividad regulada dentro del Capítulo III del mismo Real Decreto.

5.2 Consideraciones sobre las Disposiciones de la Propuesta de Orden

5.2.1 Sobre la Disposición Adicional Segunda: Retribución Específica de instalaciones de Distribución

Del análisis de la Disposición Adicional Segunda, sobre "*Retribución específica de instalaciones de distribución*", de la Propuesta de Orden Ministerial para el 2009, se ha observado que la regulación sobre la retribución específica sigue en general la misma filosofía establecida en la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, 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 concreto, se observa que el proceso de solicitud, el procedimiento para la realización del pago, los criterios generales de valoración de los proyectos, los límites a la retribución

específica solicitada por proyecto, los límites a la retribución específica anual en conjunto – incluyendo las cantidades de retribución específica de distribución máxima asignada para el 2009 y el máximo reservado para las instalaciones de combustibles gaseosos a construir en el archipiélago canario que siguen siendo de 23.000.000 € y de 5.000.000 € respectivamente – y las competencias de la CNE sobre la integración de la retribución, no se han modificado.

Por otro lado, se aprecian ciertos cambios que se pasan a describir en los siguientes subapartados.

- **Sobre los requisitos para el acceso a la retribución específica**

Respecto a los requisitos de acceso, hay dos puntos genéricos modificados. El primero relativo a la existencia de Convenio o Acuerdo con la CC.AA. u organismo con las correspondientes competencias, y el segundo relativo a los plazos en los que la construcción de las instalaciones ha de finalizar.

En cuanto al primero, se observa que se ha **flexibilizado** el **requisito** de existencia de **Convenio** o Acuerdo con la Comunidad Autónoma, **aceptando** también **Autorizaciones Administrativas o Resoluciones de concesión de subvenciones** en firme. El MITyC, según expone en la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial, considera que son un reflejo de un acuerdo en firme entre ambas partes. A este respecto la Propuesta introduce en el punto 2. a) de la Disposición Adicional Segunda el siguiente nuevo párrafo:

“Se considerará cumplido este requisito en los casos en que la empresa distribuidora disponga de autorización administrativa para la ejecución de las instalaciones de gasificación del núcleo de población, o cuando la empresa sea beneficiaria de alguna subvención otorgada por la Comunidad Autónoma para la gasificación del núcleo de población.”

Respecto al segundo, indicar que **por primera** vez se introduce **el plazo para la finalización de la construcción** de las instalaciones de distribución objeto de retribución específica **en la Orden Ministerial** en vez de en la correspondiente y posterior Resolución de la DGPEyM que asigna los proyectos con derecho a una retribución específica para cada convocatoria. A este respecto, el punto 2.d) de la mencionada Disposición indica lo siguiente:

“Que la construcción de las instalaciones se inicie en el año de la convocatoria o en el año siguiente y finalicen antes del 31 de diciembre del año siguiente al de la convocatoria.”

Interpretando lo contenido en este párrafo, y teniendo en cuenta que el año de la convocatoria referida en esta Propuesta será 2009, se desprende que el plazo en este caso concreto sería el 31 de diciembre de 2010 (31 de diciembre del año siguiente a la convocatoria). Siguiendo el criterio de la última Propuesta de Resolución de la DGPEyM sobre asignación de retribución específica a los proyectos iniciados en 2007/08, y que ya



acorta dichos plazo respecto a otras Resoluciones similares¹⁵, la fecha propuesta para el caso concreto que nos ocupa habría de ser 31 de diciembre del 2011, según se muestra en la serie de la siguiente tabla:

Orden Ministerial convocatoria	Año de la convocatoria	Año siguiente a la convocatoria	Fecha fin construcción según criterio última Propuesta de Resolución de asignación
ITC/3993/2006	2007	2008	31/12/2009
ITC/3863/2007	2008	2009	31/12/2010
ITC/XXXX/2008	2009	2010	31/12/2011

Cuadro 25. Tabla explicativa de las correlaciones entre convocatorias y fechas de fin de construcción según criterio de la Propuesta de Resolución de proyectos iniciados en 2007/08.

Con todo esto cabe mencionar, que si bien se considera positivo el hecho de indicar la fecha de fin de obra en la propia Orden Ministerial, se cree que el plazo propuesto que se desprende de la anterior redacción podría ser ajustado en tiempos. Por ello, se estima conveniente que éste se redacte de modo que quede claro que la fecha de finalización propuesta sea el 31 de diciembre de 2011. Además, se cree adecuada la posibilidad planteada en el punto 7.8.2 de la Memoria de la Propuesta de Orden Ministerial, y ya sugerida por esta Comisión¹⁶, sobre conceder una prórroga de 6 meses, en caso de retrasos en la publicación de la correspondiente Resolución de asignación y resto de tramitación, a la anterior fecha de fin de obras, y que no se ha materializado en la Propuesta de Orden Ministerial.

- **Sobre las posibles minoraciones en las cantidades asignadas**

Por primera vez se introduce en la Propia Orden Ministerial, una referencia al hecho de que se producirá una minoración de la retribución específica – aunque no se detalla sobre qué criterios –, en los casos en que las cuantías de la inversión realizada o las subvenciones otorgadas difieran de las declaradas por la empresa en su solicitud. Anteriormente, esta referencia se incluía directamente en la posterior Resolución de asignación de la DGPEyM, donde además se detallan tales criterios. Esta Comisión considera adecuada esta referencia.

- **Sobre los requisitos acreditativos de las condiciones establecidas**

Se ha observado un cambio positivo en la exposición de los **requisitos que las empresas han de acreditar** para el otorgamiento del pago de las cantidades asignadas, que **por primera vez se integran en la Orden Ministerial**, según lo ya propuesto por esta Comisión¹⁷, en vez de directamente en la posterior Resolución de asignación.

¹⁵ La Resolución de 1 de febrero de 2005 para proyectos iniciados en 2005 y 2006, y la Resolución de 13 de noviembre de 2007 para proyectos iniciados en 2006 y 2007, establecían que las instalaciones debían finalizarse antes del 31 de diciembre de 2008 y 2009 respectivamente

¹⁶ Informe de la CNE sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en los años 2007 y 2008, aprobado por el Consejo de Administración de ésta el 20 de noviembre de 2008.

¹⁷ Informe de la CNE sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciados en los años 2007 y 2008, aprobado por el Consejo de Administración de ésta el 20 de noviembre de 2008.

El punto 5 de la Disposición indica ya la documentación a presentar por las empresas en la CNE:

- *“Autorización administrativa para la ejecución de las instalaciones y licencia de obras.*
- *Acta de Puesta en Servicio o Certificación de la Comunidad Autónoma correspondiente a la puesta en gas de las instalaciones objeto de la retribución específica.*
- *Certificación de la Comunidad Autónoma, o ente público del desembolso de la ayuda.*
- *Auditoría de la inversión objeto de la retribución específica otorgada.*
- *Cualquier información adicional a solicitud de la Comisión Nacional de Energía.”*

En general se observan nuevas condiciones que son mejoras, parte de las cuales ya se recogían en la Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica, iniciados en los años 2007 y 2008, puesto que incluía una nueva condición para la Auditoría y otra para la información solicitada por la CNE. La condición relativa a la Autorización Administrativa, y que no aparecía en la mencionada Propuesta de Resolución, parece razonable si se pretende flexibilizar el requisito de presentación del Convenio de modo que pueda ser sustituido por este Acto.

Al margen de estas observaciones, cabe indicar las siguientes **recomendaciones respecto de la condición sobre Auditoría:**

- ✓ Se considera conveniente aclarar que la auditoría de la inversión se refiera sólo a la antena de conexión, instalación que recibe la retribución específica, pues con el redactado actual puede interpretarse que debe aportarse la documentación tanto de la antena como de la red de distribución.
- ✓ Además, se recomienda que la auditoría incluya una tabla resumen según la Tabla del Anexo II del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero.

- **Sobre las posibles condiciones específicas en el ámbito regional canario**

Se observa que se ha eliminado el siguiente párrafo que figuraba en la Orden Ministerial ITC/3863/2007, de 29 de diciembre:

“Por resolución de la Secretaría General de la Energía, se podrán establecer condiciones específicas para la asignación de la retribución específica en este ámbito territorial [entiéndase el ámbito regional canario].”

- **Otras consideraciones**

Con fecha 20 de noviembre de 2008 fue aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía “Informe sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEyM por la que se determinan los proyectos con derecho a una retribución específica iniciado en los años 2007 y 2008”. En dicho informe se ponían de manifiesto diversas propuestas de mejora del redactado de la Orden ITC 3993/2006, entre otras se proponía la aplicación de tres índices de valoración de los proyectos presentados, que ponderen bajo el mismo peso los tres criterios de valoración establecidos – aportación de la Comunidad Autónoma y/u otros entes de carácter público, aportación específica solicitada e índice de

gasificación de la Comunidad Autónoma/Provincia. Mediante esta consideración esta Comisión se reitera en que se consideren en lo posible las propuestas realizadas a fin de su inclusión en la nueva regulación propuesta.

5.2.2 Sobre la Disposición Adicional Séptima: Retribución de las instalaciones de almacenamiento subterráneo

Lo relativo a reconocimiento de inversiones recogido en esta Disposición Adicional se comenta en el apartado de este informe sobre la retribución del almacenamiento subterráneo.

No obstante, la Disposición Adicional Séptima establece en su apartado 6 que:

6. De acuerdo con la disposición adicional quinta de la orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica, la Comisión Nacional de Energía remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas una propuesta de retribución por costes de operación y mantenimiento fijos y variables de los almacenamientos subterráneos Gaviota y Serrablo.

Los costes reconocidos por operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos Gaviota y Serrablo no incluirán gastos por la provisión de costes de desmantelamiento de las instalaciones.

A este respecto indicar que el Consejo de Administración de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto en la Disposición Adicional Quinta de la Orden ITC 3995/2006, aprobó el pasado 27 de diciembre de 2007 el Informe relativo al cálculo de los valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento de los almacenamientos subterráneos” que fue remitido a la Secretaria General de Energía en fecha 14 de enero de 2008.

Asimismo, recordar que en cumplimiento de sus respectivos mandatos también fueron remitidos en la misma fecha los informes correspondientes a los valores unitarios de referencia de los costes de operación y mantenimiento del transporte y de la regasificación.

Asimismo, la Disposición Adicional Séptima establece lo siguiente en sus apartados 7 y 8, en relación con el redactado de la Propuesta se proponen las siguientes mejoras mediante el texto subrayado:

7. Salvo en los casos en que los títulos concesionales establezcan que los costes de desmantelamiento sean sufragados íntegramente por los titulares de una concesión de almacenamiento subterráneo de gas natural, los costes de desmantelamiento de los almacenamientos subterráneos de Gaviota y Serrablo se financiarán con arreglo a las siguientes consideraciones:

- a) Los titulares aportarán una cantidad igual a la dotación acumulada por costes de desmantelamiento a fecha de entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio. Esta cantidad se capitalizará hasta la fecha de desmantelamiento utilizando el rendimiento medio anual de las obligaciones del Estado a 10 años.*
- b) En su caso, el resto de los costes de desmantelamiento serán cubiertos con cargo a los ingresos del sistema gasista por peajes y cánones.*

8.El valor de los costes de desmantelamiento de los almacenamientos subterráneos de Gaviota y Serrablo y la forma de su dotación y custodia serán establecidos mediante Orden Ministerial. La Comisión Nacional de Energía dotará un fondo de provisión para hacer frente a los posibles costes de desmantelamiento de los almacenamientos subterráneos Gaviota y Serrablo a que pudiera tener que hacer frente el sistema gasista, de conformidad con lo establecido en el apartado anterior.

La disposición adicional séptima de la propuesta de Orden contempla, para el concepto de Retribución de Instalaciones de Almacenamiento subterráneo, los importes que se declaran definitivos de determinadas inversiones para las que en ejercicios anteriores se aplicaron valores calificados como provisionales, habiéndose aplicado sucesivamente las distintas Ordenes (ITC 3995/2006, ITC 3863/2007, y finalmente la propuesta que se comenta) las cuales han ido modificando tanto los criterios para la fijación de los costes provisionales de inversión, como el procedimiento y plazos para acreditación de los costes de inversión incurridos.

Si bien es indiscutible que los costes reconocidos como provisionales no pueden consolidar su importe sino por el procedimiento y metodología establecida para la determinación de los costes de inversión definitivos, ha de señalarse que también en relación con este extremo son exigibles determinados parámetros de seguridad jurídica, entre los cuales cobra especial relevancia la necesidad de motivar los importes definitivos y justificar los mismos con arreglo a la metodología establecida.

5.2.3 Sobre la Disposición Adicional Octava: Peajes internacionales.

La disposición adicional octava de la propuesta (Peajes internacionales) contempla un posible reajuste de retribuciones a determinada sociedad transportista por todo el período comprendido entre el ejercicio 2002 y el ejercicio 2009 que, por resultar contrario a la seguridad jurídica (tanto desde el punto de vista de la eficacia temporal de las disposiciones y de la prohibición de la retroactividad "*in peius*" como desde el punto de vista de la inamovilidad de las decisiones firmes fuera de los supuestos extraordinarios de revisión previstos en la Ley) habría de ser suprimido del texto de la propuesta.

El contenido del precepto mencionado establece un plazo para aportación de documentos mediante los que se acrediten los costes incurridos desde el 19 de febrero de 2002, al objeto de que CNE calcule *el saldo positivo o negativo entre los **costes reconocidos** y los costes realmente incurridos y considere necesario para la realización de las funciones asignadas a dicha compañía.*

Los costes reconocidos por dicho concepto para los ejercicios transcurridos hasta la fecha, lo fueron en virtud de disposiciones y actos administrativos que en su día adquirieron firmeza, y cuya posible revisión en este momento estaría sujeta a los rigurosos requisitos establecidos por el artículo 102 de la Ley 30/1992 (conurrencia del vicio de nulidad de pleno derecho y Dictamen favorable de Consejo de Estado).

En ningún momento la propuesta de Orden ni su Memoria sugieren que haya podido concurrir el supuesto de nulidad en ninguna de tales disposiciones y actos, sin perjuicio de que si el mismo hipotéticamente concurriera habría de dar lugar a un proceso de revisión,

previo Dictamen del supremo Órgano consultivo mencionado, no pudiendo ejecutarse a través de una propuesta de Orden Ministerial como la que en este momento se informa.

Con independencia de lo dicho, ha de recordarse, además, que las retribuciones de los ejercicios de referencia han sido aplicadas en las correspondientes resoluciones de liquidación definitiva de actividades reguladas de los ejercicios 2002 a 2005, aprobadas hasta el momento por la CNE, y notificadas a todos los interesados, por lo que una hipotética corrección de aquéllos importes habría de acarrear la revisión de oficio de las resoluciones de liquidación mencionadas, y, por ende, de todos los ingresos y costes de cada uno de tales ejercicios, afectando al conjunto de sujetos del procedimiento de liquidación de actividades reguladas. Obviamente, ello no es posible

5.2.4 Sobre la Disposición Adicional Décima: Solicitud de retribución definitiva

La Disposición Adicional Décima complementa lo dispuesto sobre esta materia en los artículos 5 y 6 del Real Decreto 326/2008 y por la Orden ITC 3993/2006, todos ellos relativos a la actividad de transporte, no obstante, se considera oportuno extender lo dispuesto en esta Disposición Adicional a las actividades de regasificación y almacenamientos subterráneos, para ello se propone introducir las siguientes modificaciones en el redactado de la Disposición Adicional:

Disposición adicional décima. Solicitud de retribución definitiva.

1. Los titulares de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo de gas natural deberán solicitar la inclusión definitiva en el régimen retributivo de las mismas antes de que transcurran 18 meses desde su puesta en marcha. A tales efectos deberán presentar, junto con la solicitud, y la documentación requerida en cada caso, la correspondiente auditoría de las inversiones realizadas. En caso contrario, la retribución a cuenta o provisional que vinieran percibiendo se reducirá en un cincuenta por ciento a partir del uno de enero del año siguiente.

2. No obstante lo anterior, aquellas instalaciones cuya fecha de puesta en marcha sea anterior al día 1 de diciembre ~~enero~~ de 2007 2008, que no hayan solicitado su inclusión en el régimen retributivo de forma definitiva junto su auditoría correspondiente antes del 1 de junio del año 2009 verán reducida su retribución provisional en un cincuenta por ciento a partir del día 1 de enero de 2010.

5.2.5 Sobre la Disposición Final Primera: Modificación del artículo 19 de la Orden ITC 3993/2006

La Disposición Final Primera modifica el artículo 19 de la Orden ITC/3993/2006, de 29 de diciembre, *por la que se establece la retribución de determinadas actividades reguladas del sector gasista*, que queda redactado en los siguientes términos:

Artículo 19. Inclusión de nuevas empresas de distribución en el régimen retributivo.

“La inclusión de una nueva empresa de distribución en el régimen retributivo requerirá la solicitud por su parte, a la Dirección General de Política Energética y Minas, acompañando a la misma:



a) Memoria de actividad en la que se hará constar la previsión de consumidores y consumos en los primeros 5 años de funcionamiento, plan de inversiones, zona geográfica de actuación (superficie y nº de habitantes) y cuenta de resultados provisional.

b) Resoluciones de autorización administrativa.

c) Actas de puesta en servicio o certificación de la Comunidad Autónoma correspondiente de puesta en gas de las instalaciones.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá la inclusión en el régimen retributivo con indicación expresa de la fecha de inclusión y la retribución anual reconocida.

La retribución anual inicial se determinará aplicando los valores unitarios a que hace referencia el apartado 4 del artículo 18, a la previsión de consumidores y consumos correspondientes al primer año de funcionamiento. En el segundo año de funcionamiento se procederá a ajustar la retribución inicial de acuerdo con las cifras reales de demanda.

No obstante, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a solicitud de las empresas distribuidoras, podrá reconocer una retribución inicial adicional a la indicada en el párrafo anterior, con efectos desde la fecha de inclusión en el régimen retributivo y con el objeto de asegurar la recuperación de las inversiones realizadas, en el período de vida útil de las mismas. Para ello, deberán cumplirse las siguientes condiciones:

- i) Que exista una comercializadora de último recurso en su grupo empresarial que disponga de, al menos, 350.000 clientes conectados a instalaciones de presión inferior a los 4 bares.
- ii) Que no haya otra empresa distribuidora, perteneciente al mismo grupo empresarial, ya incluida en el régimen retributivo.

Se estará a la definición de grupo de sociedades establecida en el artículo 42 del Código de Comercio de acuerdo con el artículo 4 de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores."

Esta Comisión no considera justificada, en ningún caso, la necesidad de que para otorgar una retribución inicial adicional a una distribuidora sea necesaria la existencia de una comercializadora de último recurso en su grupo empresarial que disponga de, al menos, 350.000 clientes conectados a instalaciones de presión inferior a los 4 bares. Esta condición contraviene los principios inspiradores de la separación de actividades establecida en el artículo 63, de la Ley 34/1998. Por tanto, se propone la supresión de la citada condición.

5.2.6 Sobre la Disposición Final Segunda: Modificación de los artículos 3 y 18 de la Orden ITC 3993/2006

Hasta la fecha, una de las características de la metodología de cálculo de la retribución anual de las instalaciones puestas en marcha con anterioridad a 2008, que se recogía en las sucesivas Órdenes Ministeriales, es que para el cálculo de la retribución anual de las instalaciones "se utilizarán los valores definitivos de los índices oficiales de precios al consumo, IPC, y de los índices oficiales de precios industriales, IPRI, de los años anteriores, que se encuentren disponibles en el momento de cálculo, para los años "n-1" y "n", cuyos valores no son conocidos en el momento en el que se determina el coste de la regasificación, almacenamiento y transporte del año "n", se aplicará la estimación que del IPC haya establecido el Gobierno en su propuesta de Presupuestos Generales del Estado del año "n" y la estimación del IPRI."

Con esta sistemática, cuando una instalación nueva (por ejemplo puesta en marcha en 2005) es incluida en el régimen retributivo en los tres años siguientes al año de puesta en marcha (en este caso 2006, 2007 y 2008), su retribución devengada siempre se establece con índices de precios previstos. Por su parte, si la instalación es incluida en el régimen retributivo a partir del cuarto año posterior al año de puesta en marcha (en este caso 2009), o más tarde, la retribución de los primeros años se determina con índices de precios reales, aunque a partir de su inclusión le afecta la metodología general de actualización.

En consecuencia, un mismo activo dependiendo de cuándo se realiza el acto administrativo de inclusión definitiva en el régimen retributivo tiene diferente retribución anual¹⁸. Esta Comisión considera que la retribución anual de un activo no debe depender del momento en el que se realiza el acto administrativo de inclusión definitiva en el régimen retributivo, por lo que en el Informe con la Propuesta de Retribución se proponía *“la inclusión de las cantidades devengadas en los ejercicios 2007 y 2008 por la actualización a los índices de precios reales de 2007 dentro de la retribución propuesta a reconocer a las empresas en la Orden Ministerial por la actividad de transporte en 2009”* y que *“sería necesario calcular las cantidades devengadas pendiente de reconocer por este motivo en el periodo 2002-2006”*.

La propuesta de modificación del MITyC aplicaría por un lado a las instalaciones puestas en marcha antes del 1 de enero de 2008 pendientes de incluir en el régimen retributivo, y, por otro lado, a las actualizaciones de la retribución anual, a partir de 2009, de todas las instalaciones puestas en marcha antes del 1 de enero de 2008.

Por otro lado, no parece claro el cambio de redactado, porque aunque se modifica el sistema de actualización de la retribución anual al objeto de clarificarlo, sigue sin solucionarse la casuística planteada, y además a las instalaciones pendientes de incluir, parece que se les modifica la forma de valorar la inversión (VAI) pues se indica que *“los valores unitarios a utilizar para calcular la retribución serán los que se hubieran establecido para el año de puesta en marcha de la instalación”*. En este sentido, no queda claro si se modifica el sistema actual en el que se valoran con los valores unitarios que se publican en la Orden Ministerial del año siguiente al de la puesta en marcha.

En cuanto a la modificación del artículo 18 de la Orden ITC 3993/2006, señalar que el nuevo redactado impide la actualización a valores reales de IPH a diferencia con otras variables de la fórmula paramétrica de retribución de la distribución como el número de clientes o ventas. Señalar que esta medida no mantiene la homogeneidad metodología para los diferentes parámetros que determinan la retribución de la distribución lo cual podría ser cuestionable.

Por otro lado, la metodología aplicable a los activos de transporte con puesta en marcha antes del 1 de enero de 2008 y la actividad de distribución utilizan en la fórmula de actualización el Factor de Eficiencia “ f_i ”, por el que se revierte a los consumidores parte de

¹⁸ Esta disparidad entre activos del mismo año de puesta en marcha, se ha producido en varias ocasiones. Por ejemplo, si tomamos como referencia activos puestos en marcha en 2001, se observa que mientras la retribución de las instalaciones incluidas por la Orden ECO301/2002 ha sido determinada fundamentalmente en base a índices de precios previstos, las que fueron incluidas definitivamente por la Orden ITC 3863/2007, cuando se determinaron las retribuciones definitivas de los años 2003, 2004, 2005 y 2006 se aplicaron los valores de índices de precios reales.

las ganancias de eficiencia del sistema gasista, y que ha sido igual a 0,85, valor máximo que puede tomar de acuerdo con la normativa, desde 2002 pese a poder revisarse anualmente. Por tanto, cualquier modificación a la baja del mismo limitaría el impacto de las actualizaciones por IPH real.

Por todo lo expresado en el presente epígrafe no se considera conveniente la modificación de los artículos 3 y 18 de la Orden ITC 3993/2006

5.2.7 Sobre la Disposición Final Tercera: Modificación de los artículos 3 y 6 de la Orden ITC 3995/2006

La Disposición Final Segunda modifica los artículos 3 y 6 de la Orden ITC/3995/ 2006, de 29 de diciembre, *por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica.*

Por un lado, se modifica el artículo 3, añadiendo un nuevo apartado 8 con la siguiente redacción, a la que se incluye mediante texto subrayado las propuestas de mejora de esta Comisión:

"8. La inversión reconocida a que hace referencia el apartado 1 se limitará a los costes prudentes que sean necesarios para el desarrollo del almacenamiento subterráneo. A estos efectos, los promotores de almacenamientos subterráneos deberán presentar ante la Dirección General de Política Energética y Minas, y la Comisión Nacional de Energía¹⁹ antes del 1 de marzo de cada año, planes anuales y plurianuales de inversión y de capacidades técnicas de las instalaciones en donde que se detallen para cada año y para las instalaciones comunes y para cada estructura de almacenamiento las inversiones a realizar con un presupuesto desglosado por instalaciones principales y un cronograma de las mismas, y se indiquen las capacidades disponibles al inicio del año y previstas alcanzar al final del año de inyección y extracción, así como las existencias iniciales y finales de gas colchón y gas de trabajo. Cualquier desviación de costes o de plazos de ejecución en relación a los considerados para la planificación de estas infraestructuras deberá ser convenientemente justificada. La Dirección General de Política Energética y Minas podrá rechazar o condicionar dichos planes de inversión.

En estos planes anuales y plurianuales de inversión deberá figurar la forma de contratación que vaya a utilizarse para las principales partidas de inversión, considerando como tales aquellas que superen los un millón de euros. Con carácter general se utilizarán formas de contratación que favorezcan la concurrencia, la transparencia y el mínimo coste. La Comisión Nacional de Energía supervisará que la contratación de las principales partidas de inversión cumple con los principios indicados y realizará inspecciones sobre el cumplimiento de las obligaciones de los promotores.

En caso de que se incumpla lo establecido en este apartado, o del incumplimiento por parte del promotor de los planes anuales y plurianuales de inversión, se estará a lo dispuesto en el capítulo V del título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, sin perjuicio de lo establecido en el título VI de dicha Ley."

Por otro lado, se modifica el artículo 6, de la Orden ITC/3995/2006, añadiendo un apartado al final al mismo con la siguiente redacción, a la que se incluye mediante texto subrayado las propuestas de mejora de esta Comisión:

¹⁹ Se considera necesario mantener informada a la CNE, con el objeto de que la misma pueda cumplir, entre otras funciones, con la función de supervisión de la contratación de la inversión encomendada.

“3. Los pagos a cuenta realizados por concepto de retribución provisional se descontarán de la retribución definitiva que se ~~reconozce~~ reconozca por la actividad de almacenamiento subterráneo actualizados mediante una tasa que haga que la rentabilidad del proyecto quede inalterada. La Dirección General de Política Energética y Minas definirá dicha tasa mediante Resolución”

6 OTRAS CONSIDERACIONES

6.1 Asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo

El artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos venía estableciendo que los transportistas y comercializadores que incorporen gas al sistema debían mantener unas existencias mínimas de seguridad equivalentes a treinta y cinco días de sus ventas firmes. No obstante, la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley del Sector de Hidrocarburos, modifica dicho artículo, limitando la responsabilidad de mantener existencias mínimas de seguridad a los agentes comercializadores y consumidores directos en mercado, y eliminando la especificación concreta del número de días que deben soportar éstas, valor que se determinará en la normativa de desarrollo de la Ley.

Por su parte, el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, fija en 20 días de sus ventas o consumos de carácter firme la obligación de mantenimiento de existencias mínimas que deberán mantener los sujetos que intervienen en el sector del gas natural, y establece las condiciones en las que han de mantenerse los 20 días de existencias:

1. *10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior, en todo momento, en concepto de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.*
2. *Unas existencias de carácter operativo equivalentes a 10 días de sus ventas firmes en el año natural anterior, que se computarán del siguiente modo:*

- a) *2 días de sus ventas firmes en el año anterior, que se acreditarán como media de los valores diarios en todos y cada uno de los meses del periodo comprendido entre el día 1 de abril del año n y el 31 de marzo del año $n+1$.*

Dichas existencias se podrán mantener en plantas de regasificación o en almacenamientos subterráneos excluyendo el gas colchón, o en plantas satélites.

- b) *8 días de sus ventas firmes durante el año $n-1$, como media durante el mes de octubre del año n , que se acreditarán como media de los valores diarios de cada uno de los días del mes de octubre. Dichas existencias se mantendrán en cualquier tipo de almacenamiento subterráneo o en instalaciones de almacenamiento que no pertenezcan a la red básica de gas natural.*

Con el fin de adecuar el criterio de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos a la nueva normativa establecida en el Real Decreto 1766/2007, en la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un

mercado de capacidad, se prevé la asignación de capacidad de almacenamiento tanto a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad (incluyendo las estratégicas y las operativas) como para aquellos comercializadores que suministren a los consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares y para el gas de maniobra.

Teniendo en cuenta estos criterios, las necesidades de almacenamiento se resumen en el cuadro siguiente.

Cuadro 26. Necesidades de almacenamiento para atender a las obligaciones de existencias mínimas para el periodo de abril de 2008 a marzo de 2009

Necesidades de almacenamiento (N° de días equivalentes)	Carácter de las existencias	Criterio de cálculo de las necesidades de almacenamiento subterráneo
10 días	Estratégicas	Ventas firmes en el año anterior
10 días (2 todo el año y 10 en octubre)	Operativas	Ventas firmes en el año anterior
30 días	Modulación	Ventas totales a consumidores con derecho a acogerse a tarifa de último recurso.
500 GWh	Gas de maniobra	Destinado "gas de maniobra" del GTS
Capacidad de AASS remanente	Almacenamiento Comercial	Asignación mediante subasta competitiva

Fuente: CNE

A continuación se muestra la asignación definitiva de capacidad de almacenamientos subterráneos para el periodo de abril de 2008 a marzo de 2009, realizada por el GTS, teniendo en cuenta las obligaciones de almacenamiento estratégico y operativo de cada comercializador (proporcional a las ventas de gas), así como la capacidad asignada a los comercializadores con consumidores de último recurso, incluyendo las previsiones de traspaso de clientes del mercado a tarifa a los comercializadores de último recurso

Cuadro 27. Asignación definitiva de capacidad de almacenamientos subterráneos para el periodo de abril de 2008 a marzo de 2009, realizada por el GTS.

Reparto de capacidad AA.SS	GWh
Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico	10.022
Existencias mínimas de gas natural de carácter operativo ²⁰	10.942
Capacidad asignada a los comercializadores con consumidores conectados a gasoductos de presión igual o inferior a 4 bar	5.088
Gas de maniobra del GTS	500
Capacidad remanente para subastar en 2008	1.518
Capacidad total de AASS	28.070

Fuente: GTS

²⁰ Aunque la obligación de almacenamiento se calcula en función de las ventas firmes, la ITC/3862/2007 asignó la capacidad de almacenamiento subterráneo en función de las ventas totales

La propuesta de orden establece en la disposición adicional novena, la modificación del número de días de almacenamiento correspondientes a cada categoría de reservas, tal y como se muestra a continuación.

Cuadro 28. Necesidades de almacenamiento para atender a las obligaciones de existencias mínimas para el periodo de abril de 2009 a marzo de 2010

Necesidades de almacenamiento (Nº de días equivalentes)	Carácter de las existencias	Criterio de cálculo de las necesidades de almacenamiento subterráneo
10 días	Estratégicas	Ventas firmes en el año anterior
8 días	Operativas	Ventas totales en el año anterior
30 días	Modulación	Ventas totales a consumidores con derecho a acogerse a tarifa de último recurso T1 y T2.
Capacidad de AASS remanente	Almacenamiento Comercial	Asignación mediante subasta competitiva

Fuente: CNE

Respecto a la metodología anterior para asignar la capacidad de AASS, la propuesta de orden elimina la capacidad reservada para el gas de maniobra, así como la de las ventas totales a consumidores con derecho a acogerse a la tarifa de último recurso T2 y T4.

A continuación se muestra una estimación de las ventas para 2008 que afectan a la asignación de capacidad de AASS.

Cuadro 29. Estimación ventas de gas para 2008

	2008
Demanda total (escenario central)	460.661
Demanda Firme (GWh)	411.147
Demanda interrumpible (GWh)	49.514
Demanda T1 y T2 (GWh)	39.895

Fuente: CNE

Y en consecuencia la asignación de capacidad de los almacenamientos sería la siguiente:

Cuadro 30. Estimación de asignación de capacidad de almacenamientos subterráneos para el periodo de abril de 2009 a marzo de 2010

Reparto de capacidad AA.SS	GWh
Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico	11.264
Existencias mínimas de gas natural de carácter operativo	10.097
Capacidad asignada a los comercializadores para modulación	3.279
Capacidad remanente para subastar en 2008	3.455
Capacidad total de AASS	28.095

Fuente: CNE

De acuerdo a la propuesta de orden, quedaría un total de 3.455 GWh de capacidad remanente para subastar para el periodo de abril de 2009 a marzo de 2010, frente a los 1.518 GWh del periodo anterior. Cabe notar que la capacidad de AASS se ha incrementado en 25 GWh respecto al periodo anterior.

Esta Comisión valora positivamente, en general, la propuesta que aparece en la Disposición adicional novena de reducir la cantidad de capacidad de almacenamiento que se asigna mediante un criterio de prorrateo. En este sentido el Informe de revisión de peajes y cánones de diciembre de 2008 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.

No obstante, mientras se consideran oportunas la reducción de 10 a 8 de los días de reservas operativas y la eliminación de la capacidad destinada al gas de maniobra, no parece acertada la eliminación del consumo realizado por los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyos consumos anuales correspondan a los de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas máximas de último recurso T3 y T4.

En la medida en que los consumidores de estos grupos tarifarios se encuentren en el ámbito de aplicación de la TUR deberían considerarse, al igual que los consumidores de las tarifas T1 y T2, en el cálculo de los 30 días de consumo equivalente para determinar la asignación de la capacidad de modulación. Si, siguiendo la propuesta de esta CNE, se decidiera acelerar el calendario de eliminación de tarifas, suprimiendo la tarifa de último recurso para los niveles de consumo superior a 50.000 kWh/año, correspondientes a las tarifas T.3 y T.4, entonces sería oportuna la no consideración de las ventas de gas a estos consumidores a efectos de la asignación de la capacidad de almacenamiento mediante prorrateo. No obstante, dicha medida es acorde con la eliminación de las tarifas T3 y T4 que no está contemplada en la normativa vigente.

Por último, en relación con la propuesta de reparto, se propone modificar la asignación de la capacidad para las existencias operativas, realizando la asignación en función de las ventas firmes, y no las ventas totales, puesto que la obligación de almacenamiento está en función de las ventas firmes.

6.2 “Cuenta del gas de maniobra” y mermas en las instalaciones de transporte

En relación con los porcentajes de mermas en la red de transporte, la propuesta introduce los siguientes cambios:

- Se reduce el porcentaje estándar de mermas del gas descargado en las plantas de regasificación pasando del 0,15% para el año 2008 al 0,05% en el año 2009 sin que exista ninguna justificación en la Memoria.
- Se fija un nuevo porcentaje de mermas para las entradas de gas a la red de transporte secundario, en el 0,2%.

M

Por otra parte, no se recoge ninguna disposición sobre las mermas en las redes de distribución.

En la Disposición adicional quinta de la Orden ITC/3863/2007 por la que se establecen los peajes y cánones para el año 2008 se definía el gas de maniobra como la diferencia entre el gas retenido en concepto de mermas y las mermas reales, y se consideraba propiedad del Gestor Técnico del Sistema. Además, en el caso de que la cantidad de gas retenida en un mes fuera inferior a las mermas reales, la diferencia sería aportada por el Gestor Técnico del Sistema permitiéndole adquirir dicho gas mediante el procedimiento establecido para compra de gas mínimo de llenado y autoconsumos.

En la Propuesta de Orden se define el gas de maniobra como el gas que se obtiene por diferencia entre el exceso de mermas reales observadas en el conjunto de instalaciones de la red de transporte sobre las mermas estándar permaneciendo dicho gas bajo el control del Gestor Técnico del Sistema en una cuenta del balance de gas que se denominará gas de maniobra.

Con esta nueva redacción el gas de maniobra ya no es propiedad del GTS sino que es una cuenta del balance de gas que el GTS debe publicar en su página web el saldo diario de la cuenta de balance residual del sistema desagregando la partida de gas de maniobra.

Además, para el caso de que la cantidad retenida en concepto de mermas fuera inferior a las mermas reales, la diferencia producirá una disminución del saldo de dicha cuenta del balance de gas no pudiéndose adquirir dicho gas por el GTS al ser un mero gestor del gas de maniobra.

Además, se establece un nuevo sistema de reducción automática de los porcentajes standards de mermas de transporte en el caso de que el gas de maniobra en las instalaciones de transporte de la red básica supere los 300 GWh. Cuando esto suceda el GTS comunicará a los usuarios y a las empresas transportistas que los coeficientes de mermas que deberán aplicarse durante los tres meses naturales siguientes serán la mitad de los indicados en la Orden. Esta reducción se debe, según se indica en la Memoria, al exceso de mermas acumuladas en la cuenta de gas de maniobra en el último año.

Por otra parte, no se contempla ningún procedimiento para el caso de que la cantidad retenida en concepto de mermas fuera inferior a las mermas reales.

6.3 Adquisición de gas talón y gas de operación

En la Disposición adicional tercera se incluye el procedimiento de adquisición del gas de operación y del gas talón por parte de los transportistas, incluyendo el necesario para el desarrollo de almacenamientos subterráneos de la red básica (gas colchón).

Se observa que no se contempla la posibilidad de incluir adquisiciones de gas por el GTS por concepto de gas de maniobra en este procedimiento de compra de gas, tal y como se contemplaba en la Orden de peajes del año 2008.



Además, se señala que, respecto de la adquisición del gas talón, varios distribuidores han solicitado la inclusión de sus necesidades de gas talón, para el llenado de los nuevos gasoductos y redes de distribución, en las cantidades a subastar.

7 CONCLUSIÓN

Se remite a los informes “Propuesta de revisión anual 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” y “Propuesta de retribuciones para 2009 correspondientes a las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento subterráneo y distribución a efectos de su consideración en la elaboración de las tarifas de último recurso y peajes de acceso”, aprobados por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión del 27 de noviembre de 2008, complementados con las consideraciones realizadas en el presente informe.

8 ANEXOS

APROBADO POR CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN
DE 18 DIC 2008 MEDIO 18 DIC 2008
(LA SECRETARÍA DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN)

18 de diciembre de 2008

ANEXO I: CAMBIOS INTRODUCIDOS EN PEAJES Y CÁNONES POR LA PROPUESTA DE ORDEN



18 de diciembre de 2008

1. CAMBIOS CUALITATIVOS QUE AFECTAN AL SISTEMA DE PEAJES Y CÁNONES DE LA ORDEN ITC/3863/2007

1.1 Procedimiento de facturación del término de caudal del peaje de carga en cisternas

El Anexo I de la propuesta de Orden modifica el procedimiento de facturación del término de caudal del peaje de carga en cisternas

En particular, establece que el $(Q_{rn})^{21}$ se considerará como caudal máximo diario nominado en el mes y le será de aplicación el procedimiento de facturación establecido para el peaje de regasificación incluido en el artículo 30 del Real Decreto 949/2001. Esto es, se aplicará el siguiente procedimiento:

"2. El caudal diario a facturar (Q_r) será:

a) En los casos en que el caudal diario máximo nominado en el mes por el usuario se encuentre entre el 85 y el 105 por 100 del caudal diario máximo contratado por el mismo:

$$Q_r = Q_{rn}$$

Q_{rn} : caudal máximo diario nominado en el mes.

b) En los casos en que el caudal diario máximo nominado en el mes por el usuario sea inferior al 85 por 100 del caudal máximo contratado por el mismo:

$$Q_r = 0,85 * Q_{rd}$$

Q_{rd} : caudal máximo diario contratado por el usuario

Se entenderá caudal diario nominado, a estos efectos, el que resulte de las programaciones diarias, a que hace referencia el párrafo a) del apartado 3 del artículo 13.

c) En los casos en que el caudal máximo diario nominado por el usuario sea superior o igual al 105 por 100 del caudal máximo diario contratado por dicho usuario:

$$Q_r = Q_{rn} + 2*(Q_{rn} - 1,05*Q_{rd})$$

Q_{rn} : caudal máximo diario nominado en el mes.

Q_{rd} : caudal máximo diario contratado por el usuario. "

²¹ Resultado de dividir los kWh cargados en el mes entre 30
18 de diciembre de 2008

1.2 Condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones

En el artículo 4 se modifican en varios aspectos las condiciones generales vigentes de aplicación de peajes y cánones.

Se establece que *“en el caso de que se aumente la capacidad de acceso contratada a largo plazo antes de que hubiera transcurrido un año desde que ésta se hubiera reducido, la empresa transportista o distribuidora refacturará los peajes de acceso desde el momento de la reducción de capacidad. En el cálculo de la refacturación de los peajes se aplicará la nueva capacidad contratada”*. Esta medida implica que, aún cuando un usuario varíe su reserva de capacidad de largo plazo durante el periodo de un año, en el respeto de lo establecido en el artículo 3 del Real Decreto 949/2001, acabará pagando el mismo peaje que hubiera pagado en ausencia de dicha variación. De esta manera se desincentiva cualquier intento de modular un contrato de acceso de largo plazo y evitar el pago de la totalidad del peaje correspondiente.

Se introducen nuevos procedimientos para determinar el escalón de peaje de transporte y distribución aplicable a cada consumidor según su consumo anual, distinguiendo entre contratos de acceso de largo y corto plazo:

- En lo que concierne a los contratos de acceso de largo plazo: (1) en el caso de contratos existentes se considerará el consumo del último año natural disponible, o en su defecto el consumo de los últimos doce meses; y (2) en el caso de nuevos contratos de acceso, o que se modifique la capacidad contratada, se considerará una previsión de consumo que será ajustada al cabo de 12 meses con respecto al consumo real. A este mecanismo, que es similar al existente, se añade la especificación de que el factor de carga del consumo previsto en relación a la capacidad contratada no podrá superar 0,8.
- En cuanto a los contratos de acceso de corto plazo se establece que el escalón de peaje aplicable será el resultado de multiplicar el caudal diario contratado por 330 días. Esta regla simplifica la vigente en la actualidad, contenida en el artículo 11 de la Orden ITC 3863/2007, según la cual se considera como referencia el consumo del año natural anterior (con posibilidad de realizar refacturación para ajustarlo al consumo real) o, en caso de consumidores nuevos, el escalón de consumo más bajo dentro del grupo de peajes que corresponda.

Se cambia el ámbito de aplicación del canon de almacenamiento de GNL. Se propone que dicho canon, que, según el Real Decreto 949/2001 se aplica en la actualidad exclusivamente a los excesos de gas almacenados en los tanques de GNL, se facture sobre todo el volumen de gas efectivamente almacenado por un usuario. Por otra parte, la contratación de capacidad de regasificación sigue incluyendo el derecho de utilizar las instalaciones de almacenamiento de GNL por un volumen equivalente a al menos 5 días de la capacidad de regasificación contratada. Se pasaría por tanto de una situación en la que, al contratar la capacidad de regasificación, los usuarios obtienen gratuitamente 5 días, a otra en la que los usuarios pagarían solo por los días de almacenamiento utilizados.

Finalmente, cabe señalar que, a diferencia de lo establecido en el artículo 5 de la Orden ITC 3863/2007, no se menciona la obligación vigente de las empresas distribuidoras y transportistas de modificar los peajes y cánones aplicados a sus clientes para ajustarlos a la demanda máxima que prevean los mismos.

1.3 Telemedida

Se introduce un nuevo procedimiento para regular la situación en la que un consumidor, que no tiene telemedida, aumenta por primera vez su consumo por encima del umbral de 5 GWh/año a partir del cual la telemedida es obligatoria. A este fin se establece que las empresas distribuidoras y transportistas informarán al consumidor y éste tendrá la obligación de instalar el equipo con telemedida en el plazo de seis meses. Este procedimiento simplifica el vigente en la actualidad, que establece una obligación general para los consumidores con consumo superior a 5 GWh de instalar la telemedida en el año siguiente y unas obligaciones particulares que distinguen entre contratos de más de un año de antigüedad, para los cuales el plazo para instalar la telemedida es de tres meses, y los contratos nuevos, para los cuales el plazo es de seis meses para clientes suministrados a presión igual o inferior a 4 bar y de tres meses para clientes suministrados a presión superior.

A efectos de la obligación de instalar la telemedida, la propuesta de Orden indica que el nivel del consumo anual se determinará según lo establecido en las condiciones generales de aplicación de los peajes y cánones (véase el artículo 4 que se ha comentado anteriormente). Se eliminaría, por lo tanto, el cálculo específico previsto por el artículo 10 de la Orden ITC 3863/2007 que, para el caso de nuevos contratos, establece que se considere un consumo anual equivalente a la capacidad diaria contratada multiplicada por 365 y por 0,8 en el caso de consumidores suministrados a presiones superiores a 4 bar o acogidos al peaje 3.5. Además, desaparecería también el cálculo específico de aplicación a los consumidores del grupo 3.4 que toma como referencia el consumo medio mensual durante los primeros tres meses del contrato, multiplicado por 12.

La propuesta de Orden introduce la obligación para las empresas distribuidoras y transportistas de custodiar las lecturas diarias, y, en su caso, horarias, de estos contadores durante al menos 5 años.

Finalmente, se modifica el sistema de penalizaciones establecidas para los casos en los que los usuarios obligados a tener instalados los equipos de telemedidas incumplan con dicha obligación o tengan estos equipos fuera de servicio durante un periodo superior a 1 mes (inferior al periodo de 2 meses previsto por la normativa vigente). En caso de incumplimiento:

- Para todos los consumidores de los grupos 1.1, 1.2, 1.3, 2.5, 2.6, 2.5 bis y 2.6 bis se aplicará el peaje 2.4. (en la actualidad se aplica el 2.4 bis para los consumidores de los grupos 2.5 bis y 2.6 bis)
- Para todos los consumidores acogidos a los peajes 2.3 2.4, 2.3 bis y 2.4 bis se aplicará en su facturación el término variable del peaje 2.2 y el término fijo de su respectivo peaje (en la actualidad se aplica el 2.2 bis para los consumidores de los grupos 2.5 bis y 2.6 bis).

- Se elimina que los consumidores del peaje 3.5 no tienen derecho a la bonificación por consumo nocturno si no funciona la telemedida.
- Se elimina que el caudal máximo diario medido (Qm) empleado para calcular la facturación correspondiente al término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución se calculará dividiendo su consumo medido mensual por cinco días o su prorrateo en los casos que corresponda, para los consumidores acogidos a los peajes 1.1, 1.2, 1.3, 2.5, 2.6, 2.5 bis, y 2.6 bis.

1. 4 Condiciones de aplicación de los peajes y cánones para contrataciones de corto plazo

El artículo 10 de la propuesta de Orden cambia de forma sustancial el sistema vigente de peajes para contratos de duración inferior a un año. En la actualidad estos peajes se reservan a los puntos de suministro de presión superior a 4 bar y su utilización es muy limitada y reglamentada, distinguiéndose entre contratos de duración inferior a 30 días, de varios meses naturales, estacionales, etc. de acuerdo con el artículo 11 de la Orden ITC 3863/2007.

El sistema propuesto establece que podrá contratarse capacidad a corto plazo por periodos inferiores a dos años, sin posibilidad de prórroga, con la única restricción de que el punto de suministro deberá disponer de equipos de telemedidas operativos.

Asimismo, se incentiva la contratación a corto plazo permitiendo que las capacidades contratadas a corto plazo puedan ser adicionales a capacidades contratadas a largo plazo (por periodos superiores a dos años) en el mismo punto de suministro, sin que sea necesario disponer de aparatos de medida independientes. El consumo que se realice en dicho puntos de suministro se asignará primariamente al contrato a plazo y residualmente a los contratos de duración inferior, utilizándose este criterio de asignación también para determinar el escalón del peaje de transporte y distribución aplicable y para la facturación de los términos variables. Asimismo, se aclara, para estos casos, el procedimiento de aplicación de las penalizaciones en caso de diferencias entre el caudal contratado y el caudal diario real: se propone que dicha diferencia, calculada para el conjunto de contratos, se impute al contrato de acceso cuyo término fijo sea mayor.

Además de este cambio de índole cualitativa, se modifican de manera sustancial los valores de los peajes diarios y mensuales, tal y como se describe más adelante.

La propuesta de Orden no indica de forma explícita qué servicios de acceso pueden contratarse a corto plazo, aún cuando se entiende que debería tratarse del transporte y distribución y de la regasificación. No se menciona ni la carga de cisternas, ni el almacenamiento subterráneo.

1.5 Peajes de transporte y distribución interrumpibles

Las modificaciones que la propuesta de Orden realiza en el peaje de transporte y distribución interrumpible se centran en tres aspectos, formalización de los contratos, duración de los contratos, zonas de aplicación y la duración de las interrupciones

En relación con la formalización de los contratos se elimina que el contrato firmado entre el consumidor, el comercializador en su caso y el GTS, y si es un generador eléctrico el OS, deberá ser remitido a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa distribuidora

Asimismo, se elimina que la duración mínima de los contratos será de 12 meses y la máxima de 48 meses prorrogables en función de la evolución del mercado y las necesidades zonales.

Por otra parte, la propuesta de Orden establece que las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad serán establecidas por la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta del GTS previo informe de la CNE, cuando la normativa vigentes establecía que dichas zonas eran fijadas por el GTS previo informe de la CNE.

Para finalizar, la propuesta de Orden establece que la duración total máxima de las interrupciones será de 10 días, desapareciendo la modalidad tipo A de 5 días de interrupción. Además, los peajes aplicables al mismo se incrementan de manera significativa, como se comenta más adelante.

1.6 Peajes de tránsito internacional

La propuesta de Orden mantiene el sistema vigente de peajes de tránsito internacionales, introduciendo en el mismo una aclaración sobre las operaciones de transporte entre el centro de gravedad del sistema (AOC) y las conexiones internacionales. Estas operaciones no se considerarán como tránsito internacional y devengarán el término de conducción del peaje de transporte y distribución en el caso de flujos de salida y el término de reserva de capacidad en el caso de flujos de entrada.

Se propone una revisión importante y diferenciada según la ruta de tránsito del gas de los peajes de tránsito internacional propuestos, que se detalla más adelante.

1.7 Peaje temporal de materia prima

En la propuesta de Orden no se menciona el peaje temporal de materia prima, que, según la Orden ITC 3863/2007 permanecerá en vigor hasta el 1 de enero de 2010. Por otra parte, la Memoria que acompaña la Orden hace referencia a este peaje en el cuadro que resume el ejercicio de facturación para 2009.

1. 8 Disposición final quinta: revisión de los peajes y cánones a partir del 1 de julio

La Disposición final quinta establece que, a partir del día 1 de julio de 2009, se procederá a la revisión de la cuantía de los peajes y cánones, en función de la evolución del saldo de las liquidaciones efectuadas en el sistema gasista.

2. VARIACIONES EN LOS PEAJES Y CÁNONES DE LA ORDEN ITC/3863/2007

Las variaciones introducidas en los peajes y cánones sobre los establecidos en la Orden ITC/3863/2007, se resumen en los cuadros 1, 2, 3 y 4.



18 de diciembre de 2008

Cuadro 1. Variaciones peajes y cánones. Propuesta de Orden versus Orden ITC/3863/2007

	Orden ITC/3863/2007			Propuesta OM 2009			% variación propuesta OM 2009 sobre Orden ITC/3863/2007		
Regasificación									
	Termino fijo Tfr €/kWh/día mes	Termino fijo Tfd €/buque	Termino variable Tvr €/kWh	Termino fijo Tfr €/kWh/día mes	Termino fijo Tfd €/buque	Termino variable Tvr €/kWh	Termino fijo	Termino fijo	Termino variable
Peaje de regasificación	0,014348		0,000085	0,014348		0,000085	0,0%		0,0%
Peaje de descarga de buques									
Barcelona		21.200	0,000042		11.350	0,000023		-46,5%	-45,2%
Huelva		21.200	0,000042		24.062	0,000048		13,5%	14,3%
Cartagena		21.200	0,000042		24.062	0,000048		13,5%	14,3%
Sagunto		21.200	0,000042		24.062	0,000048		13,5%	14,3%
Mugardos		10.000	0,000020		11.350	0,000023		13,5%	15,0%
Bilbao		0	0,000000		11.350	0,000023			
Peaje de carga de cisternas	0,018650		0,000110	0,021170		0,000125	13,5%		13,6%
Canon de almacenamiento GNL			Termino variable Tvr €/MWh día 0,02098			Termino variable Tvr €/MWh día 0,02576			Termino variable 22,78%
Peaje de trasvase de GNL a buques			Termino fijo Tfr €/operación 167.386			Termino variable Tvr €/kWh 0,0009216		13,5%	13,5%
Almacenamiento Subterráneo									
	Termino fijo Tfr €/año mes	Termino variable Tvr €/kWh		Termino fijo Tfr €/año mes	Termino variable Tvr €/kWh		Termino fijo Tfr €/año mes	Termino variable Tvr €/kWh	
		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción		Inyección	Extracción
Canon de almacenamiento subterráneo	0,000241	0,000184	0,000184	0,000403	0,0002392	0,0001288	67,22%	30,00%	-30,00%
Transporte y Distribución									
1. Término Reserva de Capacidad	Termino fijo Tfr €/año día mes 0,007023			Termino fijo Tfr €/año día mes 0,007971			13,50%		
2. Término de Conducción	Termino fijo Tfr €/año día mes	Termino fijo Tfd €/consumidor mes	Termino variable Tvr €/kWh	Termino fijo Tfr €/año día mes	Termino fijo Tfd €/consumidor mes	Termino variable Tvr €/kWh	Termino fijo Tfr €/año día mes	Termino fijo Tfd €/cliente	Termino variable Tvr €/kWh
Peaje 1 (P>60 bar)									
1.1	0,022378		0,000548	0,025399		0,000622	13,5%		13,5%
1.2	0,019992		0,000442	0,022691		0,000502	13,5%		13,6%
1.3	0,018656		0,000398	0,021061		0,000452	13,5%		13,6%
Peaje 2 (4 bar<P<= 60 bar)									
2.1	0,163850		0,001252	0,185973		0,001421	13,5%		13,5%
2.2	0,044473		0,000999	0,050477		0,001134	13,5%		13,5%
2.3	0,029119		0,000809	0,033050		0,000918	13,5%		13,5%
2.4	0,026684		0,000726	0,030286		0,000824	13,5%		13,5%
2.5	0,024531		0,000636	0,027843		0,000722	13,5%		13,5%
2.6	0,022565		0,000552	0,025611		0,000627	13,5%		13,6%
Peaje 2 bis (P<=4 bar)									
2.1 bis (2)	0,177318		0,001354	0,191503		0,001462	8,0%		8,0%
2.2 bis	0,067099		0,001508	0,074614		0,001677	11,2%		11,2%
2.3 bis	0,053114		0,001477	0,056770		0,001579	6,9%		6,9%
2.4 bis	0,041291		0,001123	0,044594		0,001213	8,0%		8,0%
2.5 bis	0,046542		0,001202	0,050265		0,001302	8,0%		8,3%
2.6 bis	0,044147		0,001080	0,047679		0,001166	8,0%		8,0%
Peaje 3 (P<= 4 bar)									
3.1		2,26	0,026465		2,10	0,024612		-7,1%	
3.2		5,07	0,019820		4,72	0,018433		-6,9%	
3.3		39,30	0,011332		38,91	0,011219		-1,0%	
3.4		58,66	0,009084		58,07	0,008992		-1,0%	
3.5	0,042928		0,001112	0,042499		0,001101	-1,0%		-1,0%

Fuente: Orden ITC/3863/2007 y Propuesta de Orden

Cuadro 2. Variaciones de los coeficientes de los peajes internacionales. Propuesta de Orden versus Orden ITC/3863/2007

		Orden ITC/3863/2007				
		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
	Portuga-Galicia			1,000	1,000	1,000
	Larrau	1,000	1,000			1,000
	Irún	1,000	1,000			1,000

		Propuesta OM 2009				
		PUNTO DE SALIDA				
		Portugal - Extremadura	Portugal - Galicia	Larrau	Irún	Tarifa
PUNTO DE ENTRADA	Cartagena	1,000	1,000	1,000	1,000	0,650
	Huelva	0,650	1,000	1,000	1,000	0,650
	Sagunto	1,000	1,000	0,650	1,000	0,650
	Bilbao	1,000	1,000	0,650	0,650	1,000
	Barcelona	1,000	1,000	0,650	1,000	1,000
	Mugardos	0,650	0,650	1,000	1,000	1,000
	Tarifa	0,650	1,000	1,000	1,000	
	Portugal-Extremadura			1,000	1,000	0,650
	Portuga-Galicia			1,000	1,000	1,000
	Larrau	1,000	1,000			1,000
	Irún	1,000	1,000			1,000

		% variación propuesta OM 2009 sobre Orden ITC/3863/2007				
		PUNTO DE SALIDA				
		Portugal - Extremadura	Portugal - Galicia	Larrau	Irún	Tarifa
PUNTO DE ENTRADA	Cartagena	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	14,6%
	Huelva	-4,7%	0,0%	0,0%	0,0%	68,8%
	Sagunto	0,0%	0,0%	-29,0%	0,0%	14,6%
	Bilbao	0,0%	0,0%	14,6%	68,8%	0,0%
	Barcelona	0,0%	0,0%	-23,5%	0,0%	0,0%
	Mugardos	14,6%	68,8%	0,0%	0,0%	0,0%
	Tarifa	-17,5%	0,0%	0,0%	0,0%	
	Portugal-Extremadura			0,0%	0,0%	14,6%
	Portuga-Galicia			0,0%	0,0%	0,0%
	Larrau	0,0%	0,0%			0,0%
	Irún	0,0%	0,0%			0,0%

Fuente: Orden ITC/3863/2007 y Propuesta de Orden

Cuadro 3. Variación de los peajes interrumpibles. Propuesta de Orden versus Orden ITC/3863/2007

	Orden ITC/3863/2007			Propuesta OM 2009			% variación propuesta OM 2009 sobre Orden ITC/3863/2007		
	Reserva Capacidad (€/kWh/día /mes)	Término variable Tvij (€/kWh)		Reserva Capacidad (€/kWh/día /mes)	Término Fijo (€/kWh/mes)	Término variable Tvij (€/kWh)	Reserva Capacidad	Término variable	
		Tipo A	Tipo B					Tipo A	Tipo B
Peaje 1 Int (P > 60 bar)									
4.1	0,007023	0,00091936	0,00063404	0,007971	0,0022378	0,00091936	13,5%	0,0%	45,0%
4.2	0,007023	0,00074040	0,00051062	0,007971	0,0019992	0,00074040	13,5%	0,0%	45,0%
4.3	0,007023	0,00066671	0,00045980	0,007971	0,0018556	0,00066671	13,5%	0,0%	45,0%
Peaje 2 Int (4 < P ≤ 60 bar)									
4.4	0,007023	0,00135623	0,00093533	0,007971	0,002912	0,00135623	13,5%	0,0%	45,0%
4.5	0,007023	0,00121587	0,00083853	0,007971	0,002668	0,00121587	13,5%	0,0%	45,0%
4.6	0,007023	0,00106498	0,00073447	0,007971	0,002453	0,00106498	13,5%	0,0%	45,0%
4.7	0,007023	0,00092462	0,00063767	0,007971	0,022565	0,00092462	13,5%	0,0%	45,0%

Fuente: Orden ITC/3863/2007 y Propuesta de Orden

Cuadro 4. Variación de los coeficientes aplicables al término fijo de los peajes de transporte y distribución para determinar los peajes de duración inferior a 1 año. Propuesta de Orden versus Orden ITC/3863/2007

	Orden ITC/3863/2007		Propuesta OM 2009		% variación propuesta OM 2009 sobre Orden ITC/3863/2007	
	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)	Peaje diario (1)	Peaje mensual (2)
Enero	0,087	1,746	0,300	6,000	244,8%	243,6%
Febrero	0,087	1,746	0,300	6,000	244,8%	243,6%
Marzo	0,087	1,746	0,300	6,000	244,8%	243,6%
Abril	0,057	1,132	0,200	4,000	250,9%	253,4%
Mayo	0,050	0,999	0,200	4,000	300,0%	300,4%
Junio	0,049	0,988	0,030	0,500	-38,8%	-49,4%
Julio	0,049	0,988	0,030	0,500	-38,8%	-49,4%
Agosto	0,045	0,901	0,030	0,500	-33,3%	-44,5%
Septiembre	0,049	0,987	0,200	4,000	308,2%	305,3%
Octubre	0,056	1,115	0,200	4,000	257,1%	258,7%
Noviembre	0,087	1,746	0,300	6,000	244,8%	243,6%
Diciembre	0,087	1,746	0,300	6,000	244,8%	243,6%

Fuente: Orden ITC/3863/2007 y Propuesta de Orden

3. OTRAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS POR LA PROPUESTA DE ORDEN

3.1 Adquisición de gas talón y gas de operación

La propuesta de Orden amplía el ámbito de aplicación de las subastas de adquisición de gas talón y gas de operación, al gas necesario para el desarrollo de almacenamientos subterráneos de la red básica (gas colchón).

3.2 Asignación de los almacenamientos subterráneos

La propuesta de Orden modifica el número de días de almacenamiento correspondientes que pasa a ser de 8 días de las ventas/consumos totales en el año anterior realizados por los comercializadores/consumidores directos en mercado en lugar de los 10 establecidos en la Orden ITC/3862/2007.

Asimismo, establece que en lugar de reservar en los almacenamientos subterráneos una parte equivalente a 30 días del consumo realizado por los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar, se reservará una parte equivalente a 30 días del consumo realizado por los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar y cuyos consumos anuales correspondan a los de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas máximas de último recurso T1 y T2.

Por lo que se excluye de este grupo a los consumidores acogidos a las tarifas de último recurso T.3 y T.4, y a los consumidores acogidos a las tarifas del grupo 2.bis, y a los consumidores del grupo 3 sin derecho a acogerse a las tarifas de último recurso al tener contratada la adquisición de gas con una comercializadora distinta de las del último recurso.

3.3 Modificación de las normas de Gestión Técnica del Sistema

La propuesta de Orden deroga el apartado 3.6.1 de la Norma de Gestión Técnica NGTS-3 "Programaciones", aprobada por la orden ITC/3126/2005, de 5 de octubre, por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista y modificada posteriormente por resolución de 20 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican determinadas normas de Gestión técnica del sistema gasista y se establecen varios protocolos de detalle.

En dicho apartado, se establecía lo siguiente:

3.6.1 Viabilidad de las programaciones de descarga de buques.-Cada usuario de las plantas de regasificación tendrá derecho a mantener en el conjunto del sistema unas existencias medias de GNL por un valor inferior o igual a 8 días de su capacidad total de regasificación contratada en el conjunto de las plantas del sistema. Si la cifra así calculada fuese inferior a 300 GWh, los usuarios

que descarguen gas en las plantas de regasificación tendrán derecho, en el conjunto de las plantas de regasificación del sistema, a 300 GWh de existencias medias.

A los efectos anteriores, el Gestor Técnico del Sistema determinará las existencias medias de GNL de cada usuario con periodicidad diaria, calculada como la media aritmética de las existencias diarias de GNL del usuario en el sistema, para el mes móvil anterior (30 días), y se las comunicará al usuario junto con los balances diarios ($n+2$).

Se entenderá a los efectos de esta norma como un mismo usuario de la planta al conjunto de usuarios que pertenezcan a un mismo grupo empresarial.

Cuando las existencias medias de GNL de un usuario superen el máximo permitido, el Gestor Técnico del Sistema procederá a aplicar al exceso de GNL que se encuentre por encima de dicho valor, el canon de almacenamiento correspondiente incrementado de acuerdo con lo siguiente:

	<i>Tres veces el canon de almacenamiento</i>	<i>Quince veces el canon de almacenamiento</i>
Trimestre 1.º	Por encima de 8 días.	Por encima de 8,5 días.
Trimestre 2.º	Por encima de 9 días.	Por encima de 9,5 días.
Trimestre 3.º	Por encima de 9 días.	Por encima de 9,5 días.
Trimestre 4.º	Por encima de 8 días.	Por encima de 8,5 días.

Se faculta a la Dirección General de Política Energética y Minas a dictar resolución modificando los días por exceso a los que se aplican los cánones anteriores, en función de la evolución del mercado y la capacidad de almacenamiento y a propuesta del Gestor Técnico del Sistema.

Esta facturación tendrá la consideración de ingreso liquidable del sistema.

En cualquier caso, el Gestor Técnico del Sistema, en colaboración con los titulares de las plantas de regasificación, podrá denegar las descargas de buques cuando el usuario disponga en el conjunto de las plantas de regasificación de un nivel de existencias de GNL superior a cinco días de su capacidad de regasificación contratada. Igualmente, el Gestor Técnico del Sistema podrá denegar las programaciones mensuales de descarga de buques cuando se ponga en peligro la seguridad del sistema o cuando el usuario exceda el nivel de existencias medias de GNL al que tiene derecho.

Con independencia de todo lo anterior, toda programación de descarga de buques estará limitada por la capacidad física de almacenamiento que se encuentre disponible en los tanques de GNL en cada momento, aunque los transportistas, en coordinación con el Gestor Técnico del Sistema, harán sus mejores esfuerzos para hacer la programación factible coordinando la operación de todas las plantas del sistema.



ANEXO II: HIPOTÉISIS DEL EJERCICIO DE FACTURACIÓN DE PEAJES Y CÁNONES EN LA PROPUESTA DE ORDEN



HIPOTÉISIS DEL EJERCICIO DE FACTURACIÓN DE PEAJES Y CÁNONES EN LA PROPUESTA DE ORDEN

En la página 67 de la Memoria, que acompaña la propuesta de Orden, el MITYC indica que ha realizado la facturación de los términos de reserva de capacidad de los peajes de transporte y distribución utilizando un factor de carga de 0,8 para los grupos 1 y 2, mientras que para el grupo 3 ha empleado un factor de carga de 0,4.

Este supuesto podría justificarse sobre la base del mayor apuntamiento de la demanda del grupo 3, pero no tiene en cuenta el hecho de que la reserva de capacidad se cobra mediante un cargo uniforme y se realiza directamente por el comercializador para suministrar gas a un agregado de consumidores, pertenecientes a distintos grupos tarifarios (en media su factor de carga se estima entorno al 90% sobre la base de la información que la CNE ha recibido de las empresas distribuidoras). A su vez, el comercializador repercute el coste de la reserva de capacidad a sus distintos clientes según criterios que se desconocen y que difícilmente se pueden estimar con precisión. Por lo tanto, teniendo en cuenta que a menores factores factores de carga corresponden mayores ingresos, sería preferible, por prudencia, aplicar un factor de carga del 90% para todos los grupos tarifarios.

Asimismo, el MITYC incluye en su ejercicio unos ingresos adicionales a los que se obtienen en concepto de regasificación, almacenamiento subterráneo, almacenamiento de GNL y transportes y distribución. Estos ingresos incluyen, según se muestra en el cuadro de la página 68, los peajes de trasvase de buques, de tránsito internacional, así como ingresos por subastas y penalizaciones. Ninguno de ellos se ha justificado o explicado en la Memoria, aunque cabe matizar que su importe conjunto (11,3 millones de euros) es pequeño respecto al total. Por lo tanto, no se considera prudente incluirlos como parte de la facturación prevista²².

En el cuadro que se muestra a continuación se compara el ejercicio de facturación de la propuesta de Orden con el realizado por esta Comisión. Ambos ejercicios utilizan los peajes propuestos en la Orden y la misma previsión de demanda, pero se diferencian, al menos²³, en los supuestos anteriormente comentados (se desconoce los detalles del cálculo realizado por el MITYC). La CNE emplea un factor de carga del 90% en el cálculo del término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución, mientras el MITYC utiliza un 80% para el grupo 1 y 2 y un 40% para el grupo 3. Por otra parte, la CNE no incluye los ingresos adicionales considerados por el MITYC.

²² No se han considerado los ingresos por trasvase de buques debido a que se trata de operaciones muy discontinuas en el tiempo y por tanto muy difíciles de prever. Por otra parte, los ingresos por peajes internacionales estarían ya incluidos en la facturación de los peajes de transporte y distribución, según la información aportada por las empresas. Así, no se entiende por qué razón la propuesta de orden los añade por separado. Finalmente, en el caso de los ingresos por subasta y penalizaciones no está claro como están calculados y a qué conceptos se refieren exactamente.

²³ Se desconocen los detalles del cálculo realizado por el MITYC y por lo tanto no se puede excluir que exista otras diferencias.

Cuadro 1. Escenario CNE de previsión de Ingresos por Peajes y Cánones. MITYC vs CNE. Año 2009

	Facturación (Millones de €)		Diferencias : MITYC vs CNE	
	MITYC	CNE	Millones de €	%
(A). Actividad de Regasificación	366,88	368,74	- 1,86	-0,5%
Peaje de descarga de buques	19,35	21,00	- 1,65	-7,8%
Peaje de carga en sistemas	9,98	11,33	- 1,35	-11,9%
Peaje de regasificación	268,44	268,44	- 0,00	0,0%
Almacenamiento GNL	67,11	67,97	- 0,86	-1,3%
Trasvase de GNL a buques	2,00		2,00	
(B). Almacenamiento Subterráneo	140,69	141,27	- 0,58	-0,4%
(C). Transporte y Distribución	2.317,38	2.273,76	43,62	1,9%
Reserva de Capacidad	164,91	134,69	30,22	22,4%
Término de conducción	2.152,47	2.139,08	13,39	0,6%
(D). Otros Ingresos	11,35	-	11,35	
Peajes de Tránsito Internacional	2,27		2,27	
Ingresos subastas	4,54		4,54	
Penalizaciones	4,54		4,54	
(E). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	2.836,30	2.783,77	52,53	1,9%
(B). Costes de actividades reguladas	2.836,46	2.836,46	-	0,0%
(E) - (B)	- 0,16	- 52,70		

Fuente: Propuesta de Orden y CNE

La comparación revela que los ingresos previstos para 2009 según el MITYC, de acuerdo con los peajes y cánones de la propuesta de Orden serían 2.836 millones de euros y coincidirían con el total de costes reconocidos, mientras que según el escenario de facturación de la CNE serían de 2.784 millones de euros, registrándose un déficit de 52,7 millones respecto de los costes reconocidos. En lo que concierne a las actividades de regasificación, almacenamiento subterráneo y almacenamiento de GNL los ingresos obtenidos bajo los dos ejercicios son similares. Por otra parte, la diferencia más importante (43,6 millones de euros) procede de los ingresos en concepto de peajes de transporte y distribución. Esta diferencia se debe, esencialmente, a los distintos factores de carga empleados y explica el 83% del déficit, como se puede apreciar en el cuadro siguiente, en el cual se han sustituido en el escenario de la CNE los factores de carga empleados por el MITYC.

Cuadro 2. Impacto de la modificación del factor de carga de entrada al sistema sobre los ingresos del sistema del escenario CNE. Año 2009

	Facturación (miles de €)		Diferencia
	Factor de carga de entrada al sistema		Miles de €
	90%	Grupo 3 : 40% Resto : 80%	
(A). Actividad de Regasificación	368.737	368.737	0
Peaje de descarga de buques	20.997	20.997	0
Peaje de carga en cisternas	11.332	11.332	0
Peaje de regasificación	268.441	268.441	0
Almacenamiento GNL	67.966	67.966	0
(B). Almacenamiento Subterráneo	141.268	141.268	0
(C). Transporte y Distribución	2.273.763	2.313.727	39.964
Reserva de Capacidad	134.686	174.649	39.964
Término de conducción	2.139.077	2.139.077	0
(D). Ingresos de actividades reguladas (A) + (B) + (C)	2.783.768	2.823.732	39.964
(B). Costes de actividades reguladas	2.836.464	2.836.464	0
(D) - (B)	-52.696	-12.732	39.964

Fuente: CNE





ANEXO III: COMPARACIÓN ENTRE MODELOS ALTERNATIVOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL

COMPARACIÓN ENTRE MODELOS ALTERNATIVOS DE ALMACENAMIENTO DE GNL

En lo que sigue se hace una comparación entre tres modelos diferentes. Por un lado, un modelo continuista: con una subida del peaje de regasificación, en línea con el resto de los peajes, en torno al 14%, y los cinco días incluidos, manteniendo el 3.6.1, y con un aumento del canon del GNL del 23%, con la estructura actual basada en un valor constante. Por otro lado, el modelo propuesto por el Ministerio y, finalmente, el nuevo modelo que propone la CNE: congelación del peaje de regasificación sin incluir almacenamiento operativo, mantenimiento del 3.6.1 y pago del canon de almacenamiento de GNL desde la primera unidad de energía almacenada con un único canon constante, superior en un 23% al actual.

Para valorar los costes de descarga, regasificación y almacenamiento, con los tres modelos, se plantea un ejemplo en el Cuadro 1 para un operador que descarga y regasifica un buque grande al mes, realizando intercambios para minimizar los pagos por almacenamiento. Con el modelo continuista y la propuesta de la CNE, el usuario pagaría algo menos del 20% sobre el coste del año anterior, mientras que con el modelo del MITYC se recaudaría un 100% más. La ventaja del modelo de la CNE sobre el modelo continuista es que se recauda una cantidad considerablemente mayor por almacenamiento de GNL, en particular cuatro veces más por este concepto, reflejando costes. Como se puede observar, el modelo del MITYC supone un coste veintidós veces superior al actual en concepto de almacenamiento de GNL, lo que haría que se doblase el coste total de descarga, almacenamiento y regasificación.

Euros	Sistema Actual con intercambios	Modelo continuista (1)	Propuesta CNE (2)	Propuesta MITYC
Descarga Buques zona norte	28.000	32.050	32.050	32.050
Peaje de regasificación	506.940	577.912	506.940	506.940
Canon de GNL	28.323	34.776	127.512	631.996
TOTAL	563.263	644.738	666.502	1.170.986
% del TOTAL sobre coste actual	100%	114%	118%	208%
% del canon GNL sobre coste actual	100%	123%	450%	2231%

(1) Incremento del Peaje de regasificación (+14%), canon GNL (+ 23%) aplicado a existencias por encima de los 5 días
 (2) Peaje de regasificación actual e incremento del canon GNL (+ 23%) aplicado a existencias por encima de los 0 días

Cuadro 1: Coste del peaje de descarga, regasificación y canon de almacenamiento de GNL para la descarga y regasificación de un buque de 900 GWh en un mes realizando intercambios.

En cuanto a la influencia de la nueva propuesta según el tamaño del operador, se propone un ejemplo para tres tipos de operadores, uno con una cuota de mercado del 50%, otro con una cuota del 10% y otro con una cuota del 2%, calculando los €/GWh que pagaría cada operador por descargar, regasificar y almacenar, suponiendo una optimización de las existencias de GNL a base de intercambios del gas almacenado.

Peaje de Regasificación + Canon de GNL	Sistema Actual con Intercambios entre agentes		Modelo continuista (1)		Propuesta CNE (2)		Propuesta del MITYC	
	€/GWh	%	€/GWh	%	€/GWh	%	€/GWh	%
Operador A	667	100,0%	760	114,0%	787	118,0%	811	121,6%
Operador B	688	100,0%	779	113,2%	807	117,2%	922	133,9%
Operador C	764	100,0%	851	111,4%	901	118,0%	1.448	189,6%

(1) Incremento del Peaje de regasificación (+14%) y del canon GNL (+ 23%) aplicado a existencias por encima de los 5 días
(2) Mismo Peaje de regasificación e incremento del canon GNL (+ 23%) desde los 0 días

Cuadro 2: Coste del peaje de descarga, regasificación y canón de almacenamiento de GNL en €/MWh para tres operadores A, B y C, con cuotas de mercado del 50%, 10% y 2%, según los tres modelos

Partiendo de una base 100, con la regulación en vigor (primera columna) un operador pequeño tendría un 14% más de coste por GWh descargado, almacenado y regasificado. Con el nuevo modelo del MITYC (penúltima columna) la diferencia sería mucho mayor, con un coste un 78% superior para el más pequeño en relación con el grande. Con el modelo continuista y con la propuesta de la CNE las diferencias entre operadores se mantendrían. En concreto esta propuesta supondría un 18% más de coste para todos los operadores, por tanto una subida homogénea, en cambio, la propuesta del MITYC supondría una subida del 21% para el mayor operador, mientras que el pequeño pagaría un 90% más (comparación por filas). No obstante, estos cálculos se han realizado sobre el comportamiento de tres operadores en base a la normativa actual. Es de suponer que unos precios de almacenamiento de GNL más caros, como son los de los nuevos escenarios evaluados, incentiven una logística de bajas existencias, que generen menores costes de los reflejados y, por tanto, menores ingresos para el sistema.

Por otra parte el modelo propuesto por esta Comisión, pese a lo que pudiera haberse pensado, recaudaría lo mismo que el del MITYC en media, si se hace el mismo cálculo que el realizado por la memoria, pag. 55-56, toda vez que está efectuado sobre las existencias medias del año 2008 que, como es lógico, en valor medio eran prácticamente de cinco días; y ambos modelos aplican la misma fórmula hasta los cinco días. No obstante, el incentivo a tener existencias lo más próximas a cero hará que la recaudación sea notablemente inferior. Además aunque el modelo en media recaude lo mismo, el propuesto por el MITYC, como se ha visto en el ejemplo anterior, recaudaría más de los menores operadores, disminuyendo la competitividad de éstos.

En resumen, se considera que la propuesta del Ministerio cambia bruscamente el modelo, incrementa los costes del almacenamiento de GNL de forma muy acusada, aumentando además significativamente más los costes para los operadores más pequeños, lo que podría tener un efecto pernicioso sobre la competencia. El aumento del coste tan acusado, incentivará claramente a tener bajas existencias en tanques, en detrimento de la seguridad, y a la larga los ingresos para el sistema serán inferiores a los presupuestados. Por otra parte, al suprimir el 3.6.1., aunque paralelamente establece un incentivo económico potente para evitar congestiones en tanques, deja sin salvaguarda a los transportistas en el caso de que algún operador pretenda descargar una cantidad de gas que bloquee las descargas de otros usuarios.