



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME 1/2013 DE LA CNE SOBRE LA
PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL
QUE SE REVISA LA RETRIBUCION DEL
GAS NATURAL VENDIDO A LOS
TRANSPORTISTAS Y DESTINADO AL
MERCADO A TARIFA EN LOS EJERCICIOS
ENTRE 2005 Y 2008**

17 de enero de 2013

INFORME 1/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REVISLA LA RETRIBUCION DEL GAS NATURAL VENDIDO A LOS TRANSPORTISTAS Y DESTINADO AL MERCADO A TARIFA EN LOS EJERCICIOS ENTRE 2005 Y 2008

RESUMEN EJECUTIVO Y CONCLUSIONES

El objeto de este documento es informar sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se revisa la retribución del gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa en los ejercicios entre 2005 y 2008.

El proyecto propone añadir una nueva Disposición Adicional al Real Decreto 949/2001 con el objeto de introducir un recargo en los peajes y cánones del sistema de gas natural para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de París relativo a la revisión del precio del contrato de aprovisionamiento de gas SAGANE I entre Gas Natural Fenosa (GNF) y Sonatrach.

[CONFIDENCIAL]. A este respecto, no corresponde a la CNE emitir un juicio sobre la procedencia de la reclamación de GNF, sino informar el proyecto de norma reglamentaria que le ha sido sometido. A ello se refieren las consideraciones de este informe.

La cuantía total de recargo se cuantifica en la propuesta en 157,29 millones de euros, a repercutir entre 2012 y 2016 en el peaje de todos los consumidores del grupo 3, correspondiente a los consumidores domésticos de gas.

Sobre la base de las consideraciones realizadas en el informe se concluye lo siguiente:

1. Sobre la recuperación del extracoste del Laudo

a) Hasta junio de 2008

La revisión de la retribución del coste de aprovisionamiento de gas correspondiente al periodo entre enero de 2005 y julio de 2008 que se propone en la propuesta de Real Decreto se apoya en el fundamento jurídico que establece que, de conformidad con el artículo 15 del Real Decreto – Ley 6/2000, el gas natural procedente del contrato de SAGANE I se debía aplicar preferentemente al suministro a tarifa.

Esto es, tal como asimismo señala la memoria de la propuesta de Real Decreto, se trata de un contrato asignado por ley para atender preferentemente el suministro a tarifa.

Este es el principal argumento para justificar la repercusión al sistema gasista del incremento de precio del gas que corresponde abonar por Gas Natural Fenosa a SONATRACH como consecuencia del Laudo de 9 de agosto de 2010 emitido por la Corte Internacional de Arbitraje de París.

Adicionalmente, existe un precedente en la Orden ITC 3311/2005, que incluyó varias cláusulas transitorias para la repercusión a posteriori del extracoste del aprovisionamiento de gas en el año 2005 en el valor del coste de materia prima de los años siguientes.

Sin embargo, también existen argumentos que permiten defender la no recuperación de este incremento de precio.

En primer lugar, es preciso recordar el procedimiento de cálculo del coste de la materia prima (CMP) del sector gasista. El CMP se calculaba, cada año, en función de una fórmula basada en una cesta o mix del coste del gas atribuido a distintos contratos de aprovisionamiento, entre los que se encontraba el coste del gas atribuido al aprovisionamiento por gasoducto de Argelia. En este sentido, la fórmula de precios de cálculo del CMP era una fórmula definida ex – ante para el periodo regulatorio, y no incorporaba ninguna obligación de revisión o ajuste ex – post en función del coste real de los aprovisionamientos del sistema.

En segundo lugar, y desde el punto de vista formal, hasta julio de 2008, el sujeto que estaba obligado a suministrar el gas a tarifa era el transportista ENAGAS, cuya retribución sí está amparada en la garantía de retribuciones definida por la LH, mientras que el aprovisionador funciona en el marco de sus contratos internacionales, no siendo parte integrante de los sujetos del sistema gasista español.

La circunstancia de que el Real Decreto Ley 6/2000 impusiera la aplicación preferente del contrato de Argelia a las compras de ENAGAS con destino a los suministros a tarifa regulada de gas no comporta, *per se*, la asunción como costes regulados de todos los costes reales de dicho contrato.

b) A partir de julio de 2008

A partir del 1 de julio de 2008, se produce la desaparición del suministro a tarifa regulada por parte de los distribuidores de gas natural, régimen que es sustituido por el sistema actual de suministro de último recurso, que pasa a ser realizado por cuatro comercializadores que fueron designados por el Gobierno como comercializadores de último recurso¹, que se convierten en los responsables directos del aprovisionamiento y suministro de gas de sus respectivos clientes.

A este respecto, el artículo 2 de la Orden ITC/2309/2007, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural, estableció la extinción del sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa en todos sus términos desde el 1 de julio de 2008.

En la nueva regulación desaparece la obligación de los transportistas de realizar el aprovisionamiento del mercado a tarifa, así como la obligación de aplicar el contrato SAGANE I al suministro a tarifa.

Por lo tanto, no existen razones que justifiquen el establecimiento de una compensación al comercializador de último recurso del Grupo GNF por el incremento de sus costes de aprovisionamiento como consecuencia del laudo a partir de este periodo.

2. Efecto del laudo en el incremento del precio del gas del contrato de SAGANE

A efectos ilustrativos, en la siguiente gráfica se resume el incremento del precio del gas del contrato SAGANE como consecuencia del laudo (zona sombreada), y la comparativa con el precio regulado del CMP y el precio de aduanas que viene publicando la CNE.

¹ Con la incorporación de GALP-Madrileña, actualmente hay 5 comercializadores de último recurso
17 de enero de 2013

Figura 1. Comparativa del precio regulado del CMP con el coste medio del aprovisionamiento de gas en España y el precio SAGANE antes y después del Laudo.

[CONFIDENCIAL]

3. Sobre la cuantía del extracoste a reconocer (en su caso)

- **Periodo del 20 de noviembre a 31 de diciembre de 2005**

a) Compensación solicitada por GNF

GNF solicita una compensación por el incremento de precio establecido en el Laudo por las cantidades tomadas del 20 de noviembre de 2005 a 31 de diciembre de 2005, al considerar el Laudo que a partir de dicha fecha, GNF había excedido la cantidad anual contratada, lo que supone un monto de **65,6 M€**, una vez considerados los intereses establecidos por el Laudo.

b) Compensación propuesta por el Real Decreto

La cuantificación se ha realizado teniendo en cuenta el porcentaje anual del contrato SAGANE I que finalmente abasteció al mercado regulado. Dado que el aprovisionamiento de SAGANE para el mercado regulado durante el conjunto de 2005 fue de 47 TWh, sobre un total retirado por GNF de 71,2 TWh, la propuesta de Real Decreto repercute únicamente el 66% del extracoste solicitado por GNF (**43,40 M€**).

c) Cálculo de la compensación utilizando las importaciones reales de ENAGAS a partir del 20 de noviembre.

El periodo de cálculo propuesto por GNF se considera más adecuado que el establecido en la Propuesta, ya que se ajusta más a la literalidad del laudo, que establece un sobreprecio sobre las cantidades retiradas a partir del 20 de noviembre.

No obstante, se considera que el incremento de coste debe calcularse sobre las importaciones reales del contrato de SAGANE realizadas por ENAGAS a partir de dicha

fecha, y no a partir de las previsiones de consumo de noviembre y diciembre de las memorias anuales, que es el método utilizado por GNF.

Los datos de importaciones por la conexión internacional del Magreb para el suministro a tarifa mediante el contrato SAGANE se han obtenido a partir de la información de la empresa transportista Enagás, S.A remitida a la Comisión Nacional de Energía en virtud de la Resolución de 15 de julio de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, en concreto el Anejo 9a, donde declara las entradas de gas natural al sistema para su consumo en el mercado nacional.

La compensación que resulta es de **45,34 M€**, lo que da un resultado muy próximo al recogido en la Propuesta de Real Decreto.

- ***Periodo de enero de 2007 a junio de 2008***

- a) Compensación solicitada por GNF

GNF señala que en el período enero 2007-junio 2008 se establecen nuevos precios para el gas del contrato SAGANE I, con una diferencia entre el precio FOB de la fórmula anterior y el precio FOB de la fórmula del laudo que oscila entre [CONFIDENCIAL] (incremento de precio CIF). El resultado del cálculo realizado por GNF supone un monto de **181,0 M€**, que es la cantidad que solicita como compensación del extracoste del laudo.

- b) Compensación propuesta por el Real Decreto

La memoria del Real Decreto minorra la cantidad reclamada por GNF en 67,11 M€, en base a la consideración de que las cantidades recaudadas por la CMP fueron superiores a los costes de aprovisionamiento, resultando un total de **113,89 M€**

- c) Cálculo de la compensación utilizando las importaciones reales de ENAGAS

A igual que en el caso anterior, la CNE considera que el incremento de costes debe calcularse sobre las importaciones reales del contrato de SAGANE realizadas por ENAGAS a partir de dicha fecha, y no a partir de las previsiones de las memorias anuales, que es el método utilizado por GNF y por la Propuesta de Real Decreto.

Por otra parte, la cantidad que reconoce y descuenta GNF en su petición de compensación y en sus alegaciones (42 M€), por estar incluida como provisión en el CMP, es inferior a la utilizada por la Propuesta. Dada la falta de justificación de la propuesta, y la imposibilidad de reproducir el cálculo, se utiliza el valor unitario indicado por GNF (aplicado a las importaciones reales).

El resultado de los cálculos, siguiendo la metodología propuesta por GNF pero considerando las importaciones reales de ENAGAS del contrato SAGANE, arroja un valor de la compensación de **118,45 M€** para este periodo.

- **Periodo de julio de 2008 a junio de 2011**

Como se ha indicado en el apartado anterior, se considera que no existen razones que justifiquen el establecimiento de una compensación al CUR de GNF en este periodo.

- **Resumen de cálculo de los posibles extracostes a reconocer.**

Tabla 1. Resumen de posibles extracostes a reconocer a Gas Natural Fenosa

Periodo	Compensación solicitada por GNF (M€)	Compensación recogida en la propuesta de Real Decreto (M€)	Compensación propuesta considerando las importaciones reales de ENAGAS (M€)
Noviembre y Diciembre 2005	65,6	43,40	45,34
Enero 2007-junio 2008	181,0	113,89	118,45
Julio 2008- junio 2011	94,6	0	0
TOTAL	341,2	157,29	163,79

4. Sobre la forma de cobro e imputación del extracoste (en su caso)

La propuesta propone repercutir el extra-coste de 157 millones de euros en los peajes del grupo 3, correspondientes al sector doméstico, lo que supondría un encarecimiento de los peajes para todo el segmento residencial, además de encarecer la tarifa de último recurso.

La aplicación de este recargo a los peajes de los consumidores domésticos puede representar un problema dado que una parte importante de consumidores domésticos (1.300.000 clientes) ya estaban siendo suministrados en el mercado a precio libre en el año 2005. Por consiguiente, estos clientes no parece que debieran sufrir ningún tipo de recargo por el extracoste del suministro a tarifa en este periodo. Asimismo, otro volumen importante de clientes (alrededor de 1.700.000) solo deberían hacer frente a una parte del recargo al haberse cambiado al suministro a precio libre entre 2005 y 2008.

Como alternativa al establecimiento de un nuevo recargo, se apunta la posibilidad de destinar la recaudación del nuevo impuesto especial del gas natural (previsto en el Proyecto de Ley de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética), estimada en unos 800 M€ al año. Esta recaudación debería destinarse preferentemente a cubrir el déficit del sistema gasista (que se incrementaría en caso de reconocerse una compensación a GNF para cubrir el extracoste derivado del laudo arbitral), y una vez eliminado el déficit del sistema gasista, destinar las cantidades restantes a cubrir el déficit del sistema eléctrico. La ventaja de esta propuesta es que no sería necesario incrementar los peajes y cánones gasistas en cantidades adicionales a las ya contempladas en el impuesto especial del gas natural.

Por último, en caso de que la empresa Gas Natural SDG, S.A. fuera incluida en el Sistema de Liquidaciones, sería conveniente que, en una norma de rango inferior, se determinase la forma de pago de este coste.

ÍNDICE

1	OBJETO	11
2	ANTECEDENTES.....	11
2.1	Sobre la competencia de la CNE	13
3	DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA	13
3.1	Descripción de la Propuesta de Real Decreto	13
3.2	Resumen de la Memoria justificativa que acompaña a la Propuesta.....	14
4	RESUMEN DE LA DOCUMENTACIÓN CONFIDENCIAL DEL EXPEDIENTE	21
5	RESUMEN DE LAS ALEGACIONES DE GAS NATURAL FENOSA.....	22
6	CONSIDERACIÓN PREVIA	22
7	CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA REGULACIÓN Y LA EVOLUCIÓN DEL SUMINISTRO DEL MERCADO A TARIFA EN ESPAÑA	23
7.1	Sobre la evolución del suministro del mercado a tarifa en España.....	23
7.2	Sobre la regulación del aprovisionamiento de gas para el mercado a tarifa.....	24
7.3	Sobre la regulación de la retribución de los transportistas por la actividad de aprovisionamiento de gas para el suministro a tarifa	25
8	CONSIDERACIONES DE LA CNE	29
8.1	Consideraciones sobre el extracoste del laudo hasta junio de 2008	29
8.2	Consideraciones sobre el extracoste del laudo a partir de julio de 2008	35
9	CONSIDERACIONES SOBRE LA CUANTÍA DEL EXTRACOSTE A RECONOCER (EN SU CASO).....	38
9.1	Aprovisionamientos previstos y reales para el abastecimiento al mercado a tarifa.....	38
9.2	Valoración del coste del aprovisionamiento de gas en función del CMP vigente entre 2005 y 2008	40
9.3	Comparativa de CMP con los precios de aduanas (CIF) en España y con los precios internacionales del mercado de gas.....	41
9.4	Comparativa del precio del contrato SAGANE antes y después del Laudo.....	43
9.5	Sobre el cálculo del posible extracoste por el periodo de noviembre y diciembre de 2005	44
9.6	Sobre el cálculo del posible extracoste por el periodo de enero de 2007 a junio de 2008	46

9.7	Sobre el cálculo del posible extracoste por el periodo de julio de 2008 a junio de 2011.....	48
9.8	Resumen de cálculo de los posibles extracostes a reconocer.....	49
10	CONSIDERACIONES SOBRE LA FORMA DE COBRO E IMPUTACIÓN DEL EXTRACOSTE (EN SU CASO).....	49
10.1	Sobre la repercusión del extra-coste en los peajes del grupo 3 (consumidores domésticos).....	50
10.2	Consideraciones sobre el régimen de liquidaciones.....	51
10.3	Sobre la alternativa de recuperar el extracoste a través del impuesto especial del gas natural.....	52
11	CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS.....	53
11.1	Resumen de las alegaciones recibidas.....	53
11.2	Consideraciones sobre las alegaciones recibidas.....	55

INFORME 1/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REVISA LA RETRIBUCION DEL GAS NATURAL VENDIDO A LOS TRANSPORTISTAS Y DESTINADO AL MERCADO A TARIFA EN LOS EJERCICIOS ENTRE 2005 Y 2008

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, función segunda, de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y con el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de esta Comisión, en su sesión de 17 de enero de 2013, ha acordado emitir el presente

INFORME

1 OBJETO

El objeto de este documento es informar sobre la Propuesta de Real Decreto recibida de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisa la retribución del gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa en los ejercicios entre 2005 y 2008.

Dicha Propuesta de Real Decreto propone añadir una nueva Disposición Adicional al Real Decreto 949/2001 con el objeto de introducir un recargo en los peajes y cánones del sistema de gas natural para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de París relativo a la revisión del precio del contrato de aprovisionamiento de gas SAGANE I entre Gas Natural Fenosa y Sonatrach.

La cuantía total de recargo se cuantifica en 157,29 millones de euros, a repercutir entre 2012 y 2016 en el peaje de todos los consumidores del grupo 3, correspondiente a los consumidores domésticos de gas.

2 ANTECEDENTES

Con fecha 29 de octubre de 2012 tiene entrada en el Registro de la Comisión Nacional de Energía la solicitud de informe de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEYM) sobre la Propuesta de Real Decreto por la que se revisa la retribución del gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa en los

ejercicios entre 2005 y 2008 (en adelante la Propuesta). La Propuesta viene acompañada de la correspondiente Memoria.

Con fecha 29 de octubre de 2012, la Propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos de la CNE, a fin de que pudieran presentar por escrito las alegaciones y observaciones que estimasen oportunas en el plazo de veinte días desde la recepción de la citada comunicación, habiéndose recibido alegaciones de las Comunidades Autónomas de Cataluña, Murcia, Galicia y Madrid, de GAS NATURAL FENOSA, IBERDROLA, ENAGAS (GTS), Instituto Nacional de Consumo, los distribuidores de gas natural y CORES.

Anteriormente, con fecha 23 de noviembre de 2011 se había remitido a esta Comisión solicitud de informe de la DGPEYM sobre la misma Propuesta de Real Decreto.

El Consejo de la CNE aprobó el 24 de mayo de 2012 el informe 12/2012 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la retribución del gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa en los ejercicios entre 2005 y 2008, siendo remitido al Secretario de Estado de Energía con fecha 6 de junio de 2012.

En dicho informe la CNE no emite conclusiones, indicando que *“la referencia directa en la Memoria del proyecto a la confidencialidad de las cifras que dan soporte al recargo propuesto (Laudo y Contrato de Aprovisionamiento), además de que pueda ser considerado como una insuficiencia de motivación y falta de transparencia en el contenido del proyecto, hace muy difícil a la CNE emitir su informe, en cuanto no dispone, ni ha dispuesto, de información que permita valorar económicamente los incrementos de costes de compra de gas por parte de Gas Natural Fenosa resultantes del Laudo, lo que le impide realizar valoración alguna de los mismo, así como del incremento concreto de tarifas contenido en la propuesta”*.

Por ello, con fecha 29 de octubre de 2012 se recibe de nuevo en la CNE la misma Propuesta sobre la que se elaboró el informe 12/2012 de la CNE pero acompañada de un escrito del Secretario de Estado de Energía (en adelante SEE) en el que se indica que *“con objeto de contar con la valoración de esta Comisión y de acuerdo con las funciones encomendadas a ésta en la Ley 34/1998”* se solicita de nuevo informe sobre el mismo Proyecto de Real Decreto y para la realización del mismo, *“se les dará acceso “confidencial” a toda la información disponible en el expediente, para lo que ruego se ponga en contacto con la Dirección General de Política Energética y Minas”*.

Siguiendo las indicaciones de la SEE en su escrito de 29 de octubre de 2012, la Comisión Nacional de Energía se puso en contacto con la DGPEYM y recibió de esta última una copia de la información confidencial del expediente, cuyo contenido se describe en el apartado 4 de este informe.

[CONFIDENCIAL].

A este respecto, no corresponde a la CNE emitir un juicio sobre la procedencia de la reclamación de GNF, sino informar el proyecto de norma reglamentaria que le ha sido sometido. A ello se refieren las siguientes consideraciones de este informe.

2.1 Sobre la competencia de la CNE

Este informe se realiza en el ejercicio de las funciones que competen a esta Comisión, según lo establecido en el apartado tercero.1 segunda, de la Disposición Adicional Undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. De acuerdo con esta función, corresponde a la Comisión Nacional de Energía *“participar, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de disposiciones generales que afecten a los mercados energéticos, y en particular, en el desarrollo reglamentario de la presente Ley.”*

3 DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA

3.1 Descripción de la Propuesta de Real Decreto

La Propuesta de Real Decreto objeto de este informe consta de dos artículos y una Disposición Final de entrada en vigor.

En el preámbulo de la propuesta se indica que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (en adelante, MINETUR) recibió un escrito del titular del contrato de gas procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb (Contrato SAGANE) solicitando se le abonen cantidades adicionales a las ya devengadas, correspondientes al gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa desde 2005, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010.

De acuerdo con el artículo 15 del Real Decreto – Ley 6/2000, el gas natural procedente del contrato de aprovisionamiento procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb se aplicará preferentemente al suministro a tarifa.

En consecuencia, el MINETUR ha considerado que procede modificar el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, con el objeto de introducir una nueva Disposición Adicional (Sexta) en el Real Decreto 949/2001.

De este modo, en el artículo 1 de la Propuesta, se indica lo siguiente:

“El presente real decreto tiene por objeto Introducir en el Real Decreto 949/2001, una nueva disposición adicional a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 69 y 91 de la Ley 34/1988, del sector de Hidrocarburos, revisando, como consecuencia del Laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de Paris el día 9 de agosto de 2010, la retribución del gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa procedente del contrato de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb, al que hace referencia el Real Decreto-Ley 6/2000, en su artículo 15.”

En este sentido, el artículo 2 de la Propuesta establece una nueva Disposición Adicional Sexta en el Real Decreto 949/2001 en la que se establece lo siguiente:

“Los peajes y los cánones del sistema de gas natural llevarán un recargo para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del Laudo...”

“La cantidad total a recaudar por este recargo se cuantifica en 157,29 M€, que se recuperarán en un periodo de 5 años. Anualmente, a partir del año 2012 y hasta 2016 incluido, se recuperarán 31,46 M€.

Dicha cantidad se repercutirá homogéneamente entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción y se liquidará a la empresa propietaria del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.”

3.2 Resumen de la Memoria justificativa que acompaña a la Propuesta

A continuación se detallan algunos aspectos de la Propuesta que se consideran importantes:

a) En relación al Contrato SAGANE I

Según se indica en la Memoria que acompaña a la Propuesta, el contrato SAGANE I es un contrato a largo plazo (de 1992 hasta 2012) para el suministro de gas natural por gasoducto Magreb a España cuyos precios del gas suministrados a través de este contrato están sujetos a revisiones de precio de forma periódica.

Dicho contrato fue suscrito en 1992 entre SONATRACH y ENAGAS, empresa que entonces era íntegramente pública y perteneciente al Instituto Nacional de Hidrocarburos. En el año 1994 se otorgó a ENAGAS la concesión administrativa para el servicio público de conducción de gas natural mediante el gasoducto Magreb-Europa que entró en operación en diciembre de 1996.

Entre 1994 y 1998, Gas Natural SDG, S.A. adquirió el 100% de la empresa ENAGAS y con ello el contrato SAGANE I. En julio de 2000, como consecuencia de la obligación de segregación de la actividad de transporte impuesta por el Real Decreto Ley 6/2000, el contrato de SAGANE I quedó en manos de GAS NATURAL SDG, S.A.

b) En relación al Modelo de suministro de gas natural a tarifa

La Memoria indica que en la redacción original del artículo 61.1² sobre “adquisiciones de gas” de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos (vigente hasta su modificación por la Ley 12/2007) se indica que los transportistas podrán adquirir gas natural para su venta a otros transportistas, así como a los distribuidores que estuvieran conectados a sus redes para atender suministros a tarifa a consumidores no cualificados.

Por tanto, los transportistas eran los encargados de adquirir el gas para su venta a otros transportistas o distribuidores para el suministro a tarifa.

El artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios añade la disposición transitoria decimosexta a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos por la que se establece lo siguiente:

Artículo 15. Aplicación del gas procedente del contrato de Argelia.

Se añade la siguiente disposición transitoria a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos

² En el redactado actual del artículo 61.1.c solo se permiten adquisiciones de gas por los transportistas para el nivel mínimo de llenado de tanques de GNL, gasoductos de transporte, almacenamientos y redes de distribución, y para cualquier otra función que reglamentariamente se establezca que no tenga como finalidad última el suministro.

“Disposición Transitoria Decimosexta. El titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 por 100 del gas proveniente del mismo a Enagas, Sociedad Anónima, que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifas y el 25 por 100 restante a comercializadores para su venta a consumidores cualificados.

Antes del 31 de diciembre de 2000 se fijará, por Orden del Ministro de Economía, el procedimiento para la aplicación del 25 por 100 destinado a los comercializadores, que deberá ser transparente y no discriminatorio y se realizará a un precio que incluya el coste de adquisición de la materia prima más una retribución en concepto de gastos de gestión que se fijará reglamentariamente. Cada comercializador no podrá acceder a más de un 25 por 100 del gas destinado al mercado liberalizado, podrá contemplarse la exclusión del mismo en función de la posición relativa en el mercado y contemplará la posibilidad de aplicar las cantidades no cubiertas por las peticiones de los comercializadores, al mercado a tarifas a través de la empresa “Enagas, Sociedad Anónima”.

A partir del 1 de enero del año 2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifas. Si existieran excedentes se aplicarían al mercado liberalizado por el procedimiento anterior.”³

Estas disposiciones con rango de Ley son desarrolladas por el Real Decreto 949/2001, donde se establece un modelo de suministro de gas natural al mercado regulado.

El modelo de suministro a tarifa, actualmente derogado, establecía que las empresas distribuidoras suministraban el gas a los clientes suministrados a tarifa al precio fijado en la Orden Ministerial de cada año y adquirían el gas al transportista a un precio de cesión.

En el artículo 26.2 del RD 949/2001 se establecía que el coste de la materia prima que se tendría en cuenta para la tarifa (en adelante CMP) “*se determinará en base al coste medio de adquisición de la materia prima, en posición CIF, por parte de los transportistas con destino a tarifas, incluyendo aquellos costes necesarios para el posicionamiento del gas en la red básica.*”

Este CMP era calculado anualmente por una fórmula establecida por Orden Ministerial y revisada trimestralmente.

El precio del gas que los distribuidores pagaban a los transportistas era el precio de cesión, que se obtenía como resultado de sumar al coste de la materia prima, el coste de la retribución correspondiente a la actividad de la gestión de la compra-venta de gas para su venta a los distribuidores con destino al mercado a tarifa y el coste medio de

³ Esta última frase fue eliminada por la Corrección de errores del Real Decreto-Ley 6/2000

regasificación que corresponda en virtud de lo establecido en el artículo 28 del RD 949/2001.

Además, en la misma se indica que *“ENAGAS y Gas Natural, SDG, S.A, trasladaban al Ministerio la información sobre la Demanda estimada y el origen de los aprovisionamientos de gas destinados a cubrir dicha demanda y en las diferentes órdenes de tarifa que se publicaban a finales de año, se determinaba el porcentaje de cada origen de aprovisionamiento para satisfacer la demanda prevista para el año siguiente. Por ejemplo, el porcentaje de gas procedente del contrato SAGANE I previsto en las correspondientes memorias de las órdenes de tarifa fueron 87,4%, 72,8% y 75,7% en 2005, 2007 y 2008 respectivamente.”*

c) Sobre el Laudo de la Corte Internacional de arbitraje de Paris

Conforme a lo indicado en la Memoria, como consecuencia de las cláusulas de revisión del precio del contrato SAGANE I, en julio de 2007, SONATRACH presentó una demanda arbitral ante la Corte Internacional de Paris.

El 9 de agosto de 2010, la Corte Internacional de Arbitraje de Paris emitió un Laudo que impuso a GAS NATURAL FENOSA la obligación de pagar un precio superior al efectivamente abonado a SONATRACH, por unas cantidades de gas retiradas en 2005 por encima de la cantidad anual contratada del contrato SAGANE I.

Asimismo, el laudo estableció que GAS NATURAL FENOSA debería pagar un precio superior al efectivamente abonado a SONATRACH, por el gas retirado dentro de los límites de las cantidades pactadas entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2009, en el seno, igualmente del contrato de SAGANE I.

El laudo determina asimismo el precio del contrato a partir del 1 de enero de 2007.

d) Estimación de las consecuencias del Laudo para el sistema gasista

Según la Memoria, *“podría considerarse que una parte de las cantidades sufragadas por GAS NATURAL FENOSA como consecuencia del Laudo deben ser asumidas por el sistema gasista”* ya que consideran que una parte del contrato SAGANE I se destinaba a ENAGAS para el suministro del mercado regulado a tarifa a un precio establecido en la CMP que se determina en las Órdenes Ministeriales por las que se establecían las tarifas reguladas y se actualizaba por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En la Memoria se cuantifican estos importes por periodos indicándose que *“debido al carácter confidencial del contrato de aprovisionamiento entre GAS NATURAL FENOSA y SONATRACH y el resultado del Laudo, no es posible reproducir en esta Memoria el Origen de todas las cifras que justifican la cantidad a recuperar...”*

Año 2005

Según la Memoria, el Laudo condenó a GAS NATURAL FENOSA a pagar un precio superior al efectivamente abonado por unas cantidades de gas natural retiradas en 2005 por encima de la cantidad total contratada.

La demanda del mercado regulado abastecida con SAGANE I en 2005 contribuyó parcialmente a que en 2005 se tomasen cantidades por encima de la cantidad anual del contrato. Por ello, consideran que parte de ese sobrecoste debe ser asumido por el sistema gasista.

La cuantificación se ha hecho teniendo en cuenta el porcentaje anual del contrato de SAGANE I que finalmente abasteció al mercado regulado.

Dado que el precio del contrato está definido en dólares, para calcular el monto en euros, se ha empleado un tipo de cambio efectivo en la fecha de pago (13 de septiembre de 2010) y se calculan los intereses devengados que están especificados en el Laudo que se cuantifican a partir del Libor a seis meses más un 2%.

El sobrecoste que debe asumir el sistema gasista como consecuencia del Laudo para el año 2005 es 43,40 M€ (incluidos intereses).

Desde el 1 de enero de 2007 hasta el 30 de junio de 2008

De acuerdo con la Memoria, para el cálculo de dicha cantidad han tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- El incremento del precio del contrato SAGANE I establecido en el Laudo para este periodo.
- Los volúmenes suministrados por GAS NATURAL FENOSA al mercado regulado en 2007 y el primer semestre de 2008 así como el porcentaje de gas procedente de SAGANE I previsto en el cálculo del CMP para dichos periodos.
- La información enviada por GAS NATURAL FENOSA al MINETUR en la que de manera explícita, se reconoce que en 2007 las cantidades recaudadas por el CMP

incluida en las tarifas integrales de gas fueron superiores a los costes de aprovisionamiento, empleándose la diferencia para provisionar la revisión del contrato SAGANE.

Dado que el precio del contrato está definido en dólares, para calcular el monto en euros, se ha empleado un tipo de cambio efectivo en la fecha de pago (3 de agosto de 2011) y se calculan los intereses devengados que están especificados en el Laudo que se cuantifican a partir del Libor a seis meses más un 2%.

Para este año y medio se considera un sobrecoste total que debe asumir el sistema gasista de 113,89 M€ (incluido intereses).

A partir del 1 de julio de 2008

La Ley 12/2007 dispuso que se pusiera fin al suministro llevado a cabo por los transportistas e igualmente debía determinar la retribución por compra venta de gas. En consecuencia, finalizada el 30 de junio de 2008 la actividad de suministro de gas de transportistas a distribuidores, finalizó igualmente la potestad administrativa para fijar el precio de cesión. Por ello, no existe limitación alguna para que el propietario del contrato SAGANE I disponga de dicho contrato en plena libertad.

Por ello, la Memoria considera que no existe ninguna razón para que la revisión del precio de gas en el contrato SAGANE I deba recaer en el mercado regulado a partir del 1 de julio de 2008.

e) Recuperación del impacto del Laudo en los costes del sistema gasista:

Se estima que el impacto del Laudo en los costes del sistema gasista español ascienden a 157,29 M€ pudiéndose recuperar dicha cantidad mediante dos procedimientos; incrementando el coste del gas incluido en la TUR o, bien, a través de los peajes de acceso.

Consideran en la Memoria la opción de incrementar el coste del gas de la TUR no es una opción viable por dos motivos. En primer lugar, porque los ingresos por la parte de energía que reciben los comercializadores nunca va al sistema, sino que se la quedan estos comercializadores. En segundo lugar, porque si repercutiera en el término de energía de la TUR, sería un coste evitable por aquellos clientes que decidiesen pasar al mercado libre.

Por otro lado, al considerar el CMP como un coste del sistema gasista mientras el suministro regulado a tarifa existió, el incremento del precio del contrato SAGANE I es, también, según la Memoria, un coste del sistema, coste que el propio sistema sólo puede recuperar a través de la única fuente de ingresos de la que se dispone actualmente, los peajes de acceso.

Por ello, propone que dicho importe se recaude homogéneamente en todos los niveles de consumo del peaje de conducción del grupo 3. El motivo dado es que desde finales de 2005 desaparecieron las tarifas integrales al grupo 1 y 2.5 y 2.6 y desde junio 2007 desaparecieron las tarifas integrales de los grupos 2.1 a 2.4.

Además, la recaudación por peajes y cánones del sector gasista es próxima a los 3.000 M€ de los que la mitad procede del Grupo 3. Un coste anual adicional de 31,46 M€ supondría un incremento del 2% de la cuantía a recaudar a través de este grupo tarifario.

En el caso particular de los consumidores acogidos a la TUR, teniendo en cuenta que el peso de los peajes para un consumo anual medio es de aproximadamente el 50% esta medida supondría un incremento adicional de la TUR del 1%.

Por último, la Memoria propone que dicha cantidad anual sea liquidada por la CNE a GAS NATURAL SDG S.A. como propietaria del contrato SAGANE I.

4 RESUMEN DE LA DOCUMENTACIÓN CONFIDENCIAL DEL EXPEDIENTE

Siguiendo las indicaciones de la SEE en su escrito de 29 de octubre de 2012, la Comisión Nacional de Energía se puso en contacto con la DGPEYM y recibió de esta última una copia de la información confidencial del expediente.

La documentación confidencial consta de los documentos que se indican a continuación en la que se incluye un resumen sobre el contenido de los mismos.

DOCUMENTO 1

[CONFIDENCIAL]

DOCUMENTO 2

[CONFIDENCIAL]

DOCUMENTO 3

[CONFIDENCIAL]

DOCUMENTO 4

[CONFIDENCIAL]

DOCUMENTO 5

[CONFIDENCIAL]

DOCUMENTO 6

[CONFIDENCIAL]

DOCUMENTO 6bis

[CONFIDENCIAL]

DOCUMENTO 7

[CONFIDENCIAL]

5 RESUMEN DE LAS ALEGACIONES DE GAS NATURAL FENOSA

El 5 de noviembre de 2012 se recibieron en la CNE las alegaciones de Gas Natural Fenosa sobre la Propuesta de Real Decreto.

Gas Natural Fenosa indica en sus alegaciones que esta sociedad es afectada directa y particularmente por la propuesta de Real Decreto, por lo que solicita a la CNE la consideración específica de las mismas.

Además, indica que la información contenida en las alegaciones, relativa al contrato de SAGANE y el procedimiento arbitral es **altamente confidencial** ...[CONFIDENCIAL]

[CONFIDENCIAL]

6 CONSIDERACIÓN PREVIA

A la vista de la documentación confidencial que ha sido puesta a disposición de la CNE, se pone de manifiesto... [CONFIDENCIAL]

La mencionada norma impuso determinadas obligaciones a la sociedad titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del

gasoducto del Magreb, orientadas a la aplicación preferente del gas natural procedente de dicho contrato al suministro a tarifa integral.

No corresponde a la CNE emitir un juicio sobre la procedencia de la reclamación de GN Fenosa, sino informar el proyecto de norma reglamentaria que le ha sido sometido. A ello se refieren las siguientes consideraciones de este informe.

7 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LA REGULACIÓN Y LA EVOLUCIÓN DEL SUMINISTRO DEL MERCADO A TARIFA EN ESPAÑA

7.1 Sobre la evolución del suministro del mercado a tarifa en España

El mercado minorista de gas natural ha experimentado desde el año 1999 una transición progresiva del suministro a través de la tarifa regulada (suministro a través del distribuidor de la zona) a la tarifa de último recurso (comercializador de último recurso) y a precio libre (suministro a través de un comercializador), llegando en 2010 a alcanzar un porcentaje de prácticamente el 95% del mercado minorista.

Figura 2. Evolución de las ventas de gas natural por tipo de suministro

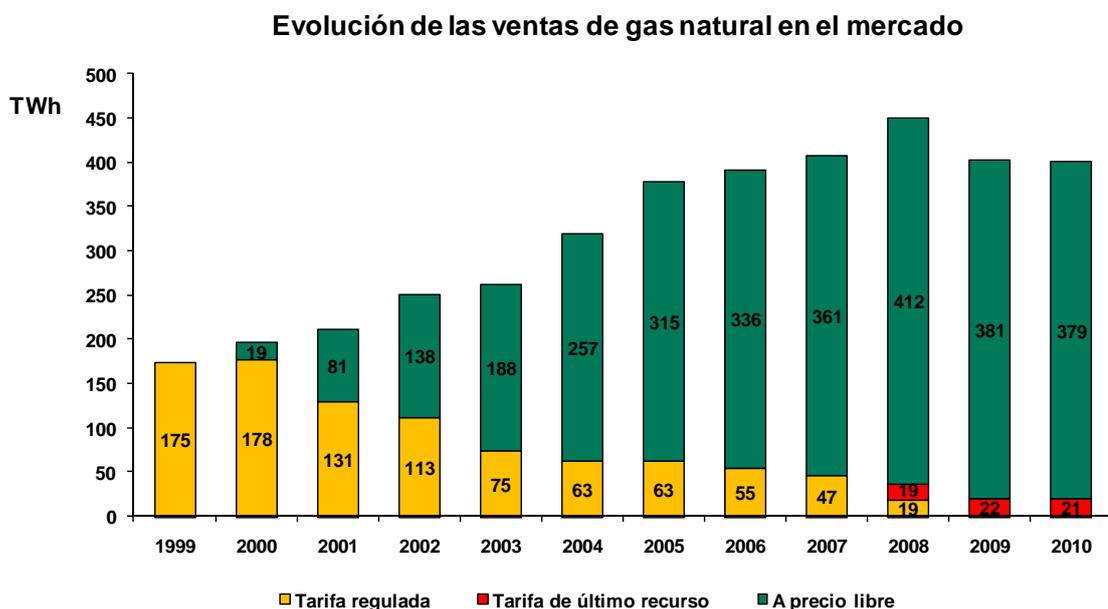


Tabla 2. Ventas de gas natural por tipo de suministro

Ventas de gas natural por tipo de suministro (GWh)	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Ventas de gas a tarifa regulada	74.633	63.432	63.422	55.493	47.085	19.105	0	0
Ventas de gas a tarifa de último recurso	0	0	0	0	0	19.315	21.613	21.477
Ventas de gas a precio libre	187.708	256.961	314.848	336.127	360.580	412.409	380.931	379.432
Total	262.341	320.393	378.270	391.620	407.665	450.829	402.544	400.909

***Fuente:** Resolución 15/07/2002 y Circular de la CNE 5/2008. De acuerdo con esta información, las ventas de gas del mercado a tarifa entre enero de 2005 y junio de 2008 totalizan 185.105 GWh.*

De acuerdo con los datos notificados por los agentes a través de la Resolución de 15 de julio de 2002, y la Circular de la CNE 5/2008, las ventas de gas del mercado a tarifa durante el periodo 2005 a junio de 2008 es de 185.105 GWh⁴.

7.2 Sobre la regulación del aprovisionamiento de gas para el mercado a tarifa

Hasta el 1 de julio de 2008, los sujetos responsables del aprovisionamiento para el mercado a tarifa son los transportistas, que a su vez tenían derecho a vender el gas a los distribuidores al denominado “precio de cesión”.

Esta obligación venía recogida en el antiguo redactado del artículo 68 de la Ley 34/1998, entre las obligaciones de las empresas transportistas:

“b) Realizar las adquisiciones de gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de otros transportistas, así como de los distribuidores conectados a sus redes”

Como principal transportista para el mercado regulado, ENAGAS realizó los aprovisionamientos de gas que se muestran en la siguiente tabla, entre los años 2005 y 2008.

⁴ Se trata de datos estadísticos, por lo que los datos de facturación podrían diferir ligeramente.

Tabla 3. Aprovisionamiento de gas natural para el Mercado Regulado, por orígenes.

Aprovisionamientos para el mercado a tarifa regulada (GWh)	2005	2006	2007	2008
Argelia (a través de gasoducto)	47.812	37.425	23.120	9.389
% gas argelino con respecto al aprovisionamiento total	78,9%	69,0%	55,2%	62,9%
Otros orígenes	12.803	16.837	18.775	5.538
Argelia (GNL)	1.070	671	330	0
España	945	354	0	0
Francia	0	0	20	0
Libia	507	200	933	0
Nigeria	2.954	4.783	6.879	1.800
Omán	275	0	0	0
Qatar	2.249	6.186	7.061	2.000
Malasia	1.828	0	0	0
Egipto	1.651	1.470	300	0
Trinidad	1.324	3.175	3.252	1.750
Total	60.616	54.261	41.895	14.914

Fuente: Datos declarados por ENAGAS a la CNE mediante la Resolución MINECO de 15 de julio de 2002

Adicionalmente, y de acuerdo con la información del sistema de liquidaciones, el transportista Gas de Euskadi Transporte (actualmente Naturgas Energía Transporte), también importó 450 GWh para el mercado a tarifa en el año 2005.

7.3 Sobre la regulación de la retribución de los transportistas por la actividad de aprovisionamiento de gas para el suministro a tarifa

En el artículo 26.2 del Real Decreto 949/2001 se define el concepto general del coste de la materia prima como el coste medio de adquisición de gas por parte de los transportistas para el mercado a tarifa, en posición CIF.

“Las tarifas aplicables a los suministros de gas natural se determinarán mediante un sistema basado en costes. Se establecerá para cada una de las tarifas reguladas en el presente Real Decreto un precio que recogerá los siguientes costes:

- a) Coste de la materia prima: se determinará en base al coste medio de adquisición de la materia prima, en posición CIF, por parte de los transportistas con destino a tarifas, incluyendo aquellos costes necesarios para el posicionamiento del gas en la red básica. [b)...*

A su vez, en virtud de lo establecido en el artículo 28 del Real Decreto 949/2001, el precio de cesión de gas de los transportistas a los distribuidores, se fijaba teniendo en cuenta tres factores:

- El coste de la materia prima, calculado en base al coste medio de adquisición de la materia prima, en posición CIF, por parte de los transportistas con destino a tarifas
- La retribución correspondiente a la actividad de la gestión de la compra-venta de gas para su venta a los distribuidores con destino al mercado a tarifa
- El coste medio de regasificación que corresponda.

La regulación básica de la retribución de la actividad de aprovisionamiento de gas para el mercado a tarifa se encuentra en el artículo 19 del Real Decreto 949/2001.

Real Decreto 949/2001. Artículo 19. Retribución por la actividad de gestión de compra-venta de gas por los transportistas.

1. Las empresas transportistas tendrán reconocida una retribución por la actividad de gestión de compra y venta de gas para el suministro a las compañías distribuidoras que lo destinen a la venta en el mercado a tarifa.

2. La retribución de la actividad de gestión de compra-venta de gas por los transportistas se establecerá para el conjunto de la actividad, atendiendo a los siguientes criterios: costes de los aprovisionamientos, transportes exteriores, fletes, mermas y explotación, así como otros costes necesarios para desarrollar la actividad.

3. El Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, determinará, antes del 31 de enero de cada año (modificado al 1 de enero de cada año por el Real Decreto 942/2005), la retribución que corresponde percibir a las empresas transportistas por el ejercicio de esta actividad

Por tanto, la fórmula de cálculo del Coste de la Materia Prima era revisada con carácter anual mediante Orden Ministerial.

En este sentido, la Orden ITC 104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores, en su artículo 3, determina la fórmula de cálculo del CMP previsto durante el año 2005 expresado en Euros por kWh.

Dicha fórmula determinaba que el CMP se calculaba en función de las cotizaciones internacionales del BRENT, gasóleo 0,2, fuelóleo con un contenido máximo del 1% de azufre y fuelóleo con un contenido máximo del 3,5%. Las referencias utilizadas para la obtención de dichas cotizaciones internacionales son las publicadas en el Platts Oilgram Price Report o en el Platt's European Marketscan.

Además, en el artículo 5 se determina que la revisión del CMP se realizaría en los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, de acuerdo con la fórmula de actualización definida en el artículo 3 de dicha Orden, siempre que el CMP, en el momento de la revisión, registre un variación superior a $\pm 2\%$.

En el periodo entre 2005 y 2008, la fórmula de cálculo del CMP se revisó en cinco ocasiones, mediante las órdenes ECO 33/2004, Orden ITC 104/2005, Orden ITC 4101/2005, Orden ITC 3992/2006 y Orden ITC 3861/2007. Además, en octubre de 2005, la Orden ITC 332/2005 modificó la Orden ITC 104/2005, por la desviación de la demanda, como un mayor coste unitario de la materia prima (Cmp), para lo cual se añadirán 0,000814 €/Kwh al valor resultante de la aplicación de la fórmula del Cmp.

En la siguiente tabla se muestra la variación de los coeficientes de la fórmula del CMP que estuvo vigente entre 2005 y 2008.

Tabla 4. Evolución de los parámetros de cálculo de la fórmula del CMP entre 2005 y 2008

Referencia legislativa	Rangos	Variables								Termino independiente	Termino independiente 2
	Brent-Spot	Brent-Spot	GO-GL	GO-ARA	F1 %-GL	F1 %-ARA	F3.5 %-GL	F3.5 %-ARA	E		
<i>ORDEN ECO/33/2004, de 15 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar</i>	18	0,002863	0,001852	0,000107	0,001937	0,000096	0,000969	0,000073	100	0,230437	
	18,5-26,5	0,002863	0,001882	0,000107	0,002306	0,000096	0,001153	0,000073	100	0,166713	
	26,5	0,002863	0,001382	0,000107	0,001384	0,000096	0,000692	0,000073	100	0,495595	
<i>ORDEN ITC/104/2005, de 28 enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.</i>	18	0,002863	0,001852	0,000107	0,001937	0,000096	0,000969	0,000073	100	0,230587	
	18,5-26,5	0,002863	0,001882	0,000107	0,002306	0,000096	0,001153	0,000073	100	0,166863	
	26,5	0,002863	0,001382	0,000107	0,001384	0,000096	0,000692	0,000073	100	0,495745	
<i>ORDEN ITC/4101/2005, de 27 diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.</i>	18	0	0,001864	0,000127	0,001949	0,000072	0,000975	0,000072	100	0,535004	
	18,5-26,5	0	0,001893	0,000127	0,00232	0,000072	0,00116	0,000072	100	0,470894	
	26,5	0	0,00139	0,000127	0,001392	0,000072	0,000696	0,000072	100	0,801775	
<i>ORDEN ITC/3992/2006, de 29 de diciembre, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar</i>	18	0	0,001541	0,000102	0,001612	0,000058	0,000806	0,000058	100	1,117878	
	18,5-26,5	0	0,001565	0,000102	0,001918	0,000058	0,000959	0,000058	100	1,064872	
	26,5	0	0,001149	0,000102	0,001151	0,000058	0,000576	0,000058	100	1,338437	
<i>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.</i>	-	0	0,119565	0,012436	0,119729	0,00703	0,059865	0,00703	100	0,070669	126,947628

8 CONSIDERACIONES DE LA CNE

8.1 Consideraciones sobre el extracoste del laudo hasta junio de 2008

La revisión de la retribución del coste de aprovisionamiento de gas correspondiente al periodo entre enero de 2005 y julio de 2008 que se propone en la propuesta de Real Decreto se apoya en el fundamento jurídico establecido en el artículo 15 del Real Decreto – Ley 6/2000, el gas natural procedente del contrato de SAGANE I se debía aplicar preferentemente al suministro a tarifa. Este es el principal argumento para justificar la repercusión al sistema gasista del incremento de precio del gas que corresponde abonar por Gas Natural Fenosa a SONATRACH como consecuencia del Laudo de 9 de agosto de 2010 emitido por la Corte Internacional de Arbitraje de París.

El proyecto de norma sometida a informe configura en su artículo 2 como beneficiario directo del pago en el sistema de liquidaciones, del importe obtenido por la aplicación de un recargo en determinados peajes de consumo “...a la empresa propietaria del contrato de gas de Argelia, y suministrado a través del gasoducto del Magreb al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-ley 6/2000 de 23 de junio, de medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.”

La empresa mencionada es la sociedad de aprovisionamiento internacional que en su momento vendía gas natural al transportista ENAGAS. La sociedad transportista ENAGAS, integrada en el sistema gasista español, vendía, a su vez, gas natural a los distribuidores a precio regulado (precio de cesión) quienes, a su vez, vendían a los consumidores a tarifa integral regulada. Todo ello según el mecanismo descrito en los apartados anteriores de este informe, en el que se describen también los conceptos integrantes de la retribución regulada que, por su actividad destinada al suministro a tarifa regulada, percibían transportista y distribuidores, en el marco de lo establecido por los artículos 61, 69 y 91 de la Ley de Hidrocarburos y en los términos definidos por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, y disposiciones complementarias dictadas en desarrollo de aquellos preceptos legales y del Real Decreto 949/2001.

Los preceptos de la LH (en el texto vigente hasta la Ley 12/2007) que se mencionan en el texto del proyecto, o en la Memoria, y que es preciso tener en cuenta para analizar la

compatibilidad, o no compatibilidad, con los mismos del proyecto sometido a informe son los siguientes:

- **Artículo 61** que autorizaba a los transportistas a adquirir gas para su venta a distribuidores con destino a los suministros a tarifa.
- **Artículos 69 y 91** (preceptos citados ambos en el artículo 1 del proyecto sometido a informe, como normas a cuyo *cumplimiento* se orienta el proyecto.) El artículo 69 garantizaba a los titulares de las instalaciones de regasificación transporte y almacenamiento el derecho al reconocimiento por parte de la Administración de *“...una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el capítulo VII de este título de la presente ley.”* El artículo 91 establecía que *las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente ley, con cargo a las tarifas, los peajes y los cánones que se determinen por el Gobierno, y a los precios abonados por los clientes cualificados, en su caso.*
- Finalmente, la **Disposición Transitoria Decimosexta** de la LH (introducida en su texto por el artículo 15 Real Decreto-ley 6/2000) que impuso al titular del contrato de aprovisionamiento del gas de Argelia la asignación de un determinado porcentaje del mismo a ventas a ENAGAS para su venta a tarifa, y, a partir del 1 de enero de 2004, la aplicación *preferente* de dicho contrato al suministro a tarifas.

Los hechos descritos en la Memoria del proyecto como justificantes del mismo son, en síntesis, los siguientes: con fecha 9 de agosto de 2010 la Corte Internacional de Arbitraje de París emitió un Laudo en procedimiento al que se sometieron voluntariamente la sociedad de aprovisionamiento y su contratista SONATRACH y, como consecuencia del cual, aquélla debe pagar un precio superior al efectivamente abonado en su día por determinadas compras de gas en 2005 (compras que excedían la cantidad anual pactada) y por ajuste del precio de las compras de gas entre 1 de enero de 2007 y 31 de diciembre de 2009 (las cuales sí estaban dentro de las cantidades pactadas.)

Como consecuencia del mencionado Laudo arbitral, la sociedad de aprovisionamiento ha de afrontar un coste en su contrato con la empresa argelina por encima del coste previsto. Es este sobrecoste el que, al menos parcialmente, según se indica en la Memoria del

Proyecto, considera que debe serle restituido con cargo al sistema gasista y a los peajes regulados futuros, puesto que sus compras a SONATRACH fueron parcialmente destinadas a suministros a tarifa, previa venta del gas a la transportista ENAGAS, y de ésta a los distribuidores para su venta a tarifa.

La lógica jurídica del proyecto es la siguiente: puesto que el transportista estaba obligado a efectuar las compras necesarias para vender a los distribuidores y que éstos pudieran atender los suministros a tarifa, y puesto que tales compras del transportista han debido canalizarse a través del contrato con Argelia porque así lo estableció el Real Decreto-Ley 6/2000, los avatares y costes del contrato de Argelia deben ser soportados por el sistema gasista.

En cumplimiento del RDL 6/2000 el Ministerio determinaba cada año qué porcentajes del mercado regulado se cubrirían con el contrato SAGANE I teniendo la obligación GNF de aportar esas cantidades al precio denominado coste de la materia prima (cmp). El cmp se determinaba ponderando el peso de cada uno de los aprovisionamientos dedicados al suministro a tarifa por sus respectivos precios, que en el caso de SAGANE I, este precio era el precio contractual que se abonaba a SONATRACH.

Por ello, GNF tenía la obligación legal de entregar el gas natural del contrato SAGANE I y no decidía a qué precio lo entregaba siendo esta la razón por la que se reclama la compensación del incremento de precio del contrato. Según expone GAS NATURAL, se trata de un contrato intervenido por el poder público en el que SAGANE se ha visto privada de las facultades asociadas a su condición de compradora del producto, determinándose su retribución en función de un régimen administrativo basado precisamente en el coste que a su vez debía abonar a SONATRACH.

Este es el principal argumento para justificar la repercusión al sistema gasista del incremento de precio del gas que corresponde abonar por Gas Natural Fenosa a SONATRACH como consecuencia del Laudo de 9 de agosto de 2010 emitido por la Corte Internacional de Arbitraje de París.

Adicionalmente, existe un precedente en la Orden ITC 3311/2005, que incluyó varias cláusulas transitorias para la repercusión a posteriori del extracoste del aprovisionamiento de gas en el año 2005 en el valor del coste de materia prima de los años siguientes.

Sin embargo, también existen argumentos que permiten defender la no recuperación de este incremento de precio.

En primer lugar, el cálculo del coste de la materia prima del sector gasista se efectuaba, cada año, en función de una fórmula basada en una cesta o un mix del coste del gas atribuido a distintos contratos de aprovisionamiento, entre los que se encontraba el coste del gas atribuido al aprovisionamiento por gasoducto de Argelia.

No obstante, la fórmula de precios de cálculo del CMP es una fórmula definida ex – ante para el periodo regulatorio, y no incorpora ninguna obligación ni mecanismo automático de revisión o ajuste ex – post en función del coste real de los aprovisionamientos del sistema.

Por ejemplo, si como resultado de negociaciones en cualquiera de los contratos considerados, con los proveedores se hubiera tenido un coste de suministro para el suministro a tarifa menor que el presupuestado, y hubiera resultado en un menor coste del gas para la empresa suministradora, este beneficio no se habría podido recuperar por parte del sistema gasista, ya que no se hubiera podido revisar el coste del CMP reconocido a los transportistas. De hecho, en la Memoria de la propuesta se indica que Gas Natural Fenosa reconoce que en el año 2007 las cantidades cobradas por la CMP fueron superiores a los costes de aprovisionamiento (y por lo tanto ahora se restan de los importes reclamados). Sin embargo, este beneficio no era conocido ni fue reclamado por el sistema gasista.

Igualmente, la fórmula del CMP consideraba un mix de contratos de aprovisionamiento para cada periodo anual, que no era revisado al final del periodo. De hecho, los aprovisionamientos reales realizados por ENAGAS muestran una mayor diversidad de orígenes que los contratos de aprovisionamiento considerados en las Memorias anuales de tarifas, sin que se procediera a una revisión de los precios a final de año.

Excepcionalmente, la Orden ITC 3311/2005 sí incluyó varias cláusulas transitorias para la repercusión del extracoste del aprovisionamiento de gas en el año 2005, que se repercutió en el CMP hasta abril de 2007. Como se ha comentado anteriormente, se trataba de una situación excepcional en un momento en el que el CMP estaba muy por debajo del precio del gas en los mercados spot internacionales.

En segundo lugar y desde un punto de vista formal, el sujeto legitimado para reclamar una revisión del CMP sería el transportista, no el aprovisionador.

A este respecto, el artículo 1 de la propuesta indica que se realiza "...a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 69 y 91 de la Ley 34/1998". Dichos artículos reconocen el derecho de los titulares de instalaciones de transporte el reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades

Artículo 69: *Derechos de los titulares de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento de gas natural*

Los titulares de instalaciones de regasificación, transporte y almacenamiento tendrán los siguientes derechos:

- a. *El reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el Capítulo VII de este Título de la presente Ley.*

En el artículo 91.1 de la ley 34/1998 sobre el régimen económico de las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos se establece lo siguiente:

Artículo 91. Régimen económico de las actividades incluidas en la Ley.

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

Dentro de dicho Capítulo, *Régimen económico*, el **artículo 93**, *Tarifas de combustibles gaseosos* (texto previo a la ley 17/1997) preveía que se estableciesen precios regulados para las tarifas de venta final al consumidor, y para las ventas al distribuidor (llamados *precios de cesión*) y solo para dichas ventas. No establece precio regulado para las adquisiciones del transportista, si bien el **artículo 91** establecía, en su apartado 1, que *"Las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente ley con cargo a las tarifas, los peajes y cánones que se determinen por el Gobierno y a los precios abonados por los clientes cualificados, en su caso"*

Este precepto preveía el traslado a tarifas y peajes de los costes de adquisición por el transportista para el suministro a tarifa y, en desarrollo del mismo, el Real Decreto 949/2001 establece los conceptos en que se concretaba dicho traslado. Los **artículos 19 y 26 del Real Decreto 949** contemplan respectivamente, el derecho a una retribución de

la gestión de compraventa de gas por los transportistas para el suministro a tarifa, y el esquema de costes que habrían de recoger las tarifas integrales de gas natural, entre los que se encuentran el coste de la materia prima, y los costes de gestión de compraventa de gas por los transportistas para el suministro a tarifa.

Entre tales costes está recogido *el coste de la materia prima, fijado como coste medio a partir de determinados parámetros (entre los que figura el coste del contrato de Argelia como un parámetro más a efectos de fijar el precio medio)*.

Por otro lado, el proyecto de norma sometida a informe configura en su artículo 2 como beneficiario directo del pago en el sistema de liquidaciones, del importe obtenido por la aplicación de un recargo en determinados peajes de consumo, *“...a la empresa propietaria del contrato de gas de Argelia, y suministrado a través del gasoducto del Magreb al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.”*

Como se ha citado anteriormente en este mismo apartado, la empresa mencionada es la sociedad de aprovisionamiento internacional que en su momento vendía gas natural al transportista ENAGAS. La sociedad transportista ENAGAS, integrada en el sistema gasista español, vendía, a su vez, gas natural a los distribuidores a precio regulado (precio de cesión) quienes, a su vez, vendían a los consumidores a tarifa integral regulada. Todo ello según el mecanismo descrito en los apartados anteriores de este informe, en el que se describen también los conceptos integrantes de la retribución regulada que, por su actividad destinada al suministro a tarifa regulada, percibían transportista y distribuidores, en el marco de lo establecido por los artículos 61, 69 y 91 de la Ley de Hidrocarburos y en los términos definidos por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, y disposiciones complementarias dictadas en desarrollo de aquellos preceptos legales y del Real Decreto 949/2001.

El sujeto titular del contrato de aprovisionamiento no ha tenido reconocido en la legislación española el derecho a una retribución garantizada, y no ha sido un sujeto del sistema gasista regulado ni ha estado incorporado al mecanismo de costes e ingresos regulados del sistema gasista⁵.

⁵ Salvo la excepción ya mencionada de la recuperación de costes prevista en la Orden ITC 3311/2005

La circunstancia de que el Real Decreto Ley 6/2000 impusiera la aplicación preferente del contrato de Argelia a las compras de ENAGAS con destino a los suministros a tarifa regulada de gas no comporta, per se, la asunción como costes regulados de todos los costes reales de dicho contrato.

El proyecto, de prosperar, introduciría ex novo un coste, un nuevo recargo soportado en particular por un grupo de consumidores cuya relación con los consumidores a tarifa que en su día se beneficiaron, en su caso, de una tarifa inferior, no puede establecerse.

8.2 Consideraciones sobre el extracoste del laudo a partir de julio de 2008

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 para el mercado interior del gas natural, modificó el artículo 93 de la Ley del sector de hidrocarburos, estableciendo la desaparición del sistema de tarifas e introduciendo por primera vez la figura del suministrador de último recurso.

En concreto, la Disposición Transitoria cuarta de la Ley 12/2007 sobre “Suministro a tarifa” establece que hasta el 1 de enero de 2008, fecha de entrada en vigor de la tarifa de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por las empresas distribuidoras y el gas natural procedente del contrato de aprovisionamiento de gas natural desde Argelia, se asignará preferentemente al suministro a tarifa. A continuación se reproduce esta Disposición:

Ley 12/2007 DISPOSICIÓN TRANSITORIA CUARTA. Suministro a tarifa.

1. Las tarifas de último recurso a que hace referencia el artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, serán de aplicación a partir del día 1 de enero de 2008.

2. Hasta el 1 de enero de 2008, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por las empresas distribuidoras, en las condiciones que se establecen en la presente disposición y tendrá la consideración de actividad regulada.

Las actividades destinadas al suministro de gas natural a tarifa serán retribuidas económicamente en la forma que se determine con cargo a las tarifas, peajes y cánones.

La empresa ENAGAS, Sociedad Anónima, estará obligada a realizar las adquisiciones de gas natural necesarias para atender las peticiones de suministro de los distribuidores para realizar el suministro a tarifa y cumplir las obligaciones de

seguridad de suministro establecidas en el artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Durante el periodo transitorio a que hace referencia esta disposición, el gas natural procedente del contrato de aprovisionamiento de gas natural desde Argelia, al que se refiere la Disposición transitoria decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, se asignará preferentemente al suministro a tarifa.

La citada empresa tendrá derecho a una retribución por el ejercicio de la gestión de compra-venta de gas que será fijada por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

Para la realización del suministro a tarifa, las empresas distribuidoras y ENAGAS, Sociedad Anónima tendrán derecho de acceso a las instalaciones de transporte y distribución.

La Orden ITC/3861/2007, por la que se establece la tarifa de último recurso del sistema de gas natural para el año 2008 estableció una prórroga del sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa hasta el día 1 de julio de 2008.

ORDEN ITC/3861/2007. Disposición transitoria primera. Suministro regulado y revisión del término variable hasta julio de 2008.

1. El sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa por parte de las empresas distribuidoras vigente antes de la entrada en vigor de la Ley 12/2007, de 2 de julio, se mantendrá hasta el día 1 de julio de 2008 en todos sus términos.

Adicionalmente, la Orden ITC/2309/2007, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural estableció la extinción del sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa en todos sus términos desde el 1 de julio de 2008.

ORDEN ITC/2309/2007. Artículo 2. Aprovisionamiento y suministro

El sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa por parte de las empresas distribuidoras vigente antes de la entrada en vigor de 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 para el mercado interior del gas natural, quedará extinguido el día 1 de julio de 2008, en todos sus términos.

A partir del 1 de julio de 2008, se produce la desaparición del suministro a tarifa regulada por parte de los distribuidores de gas natural, régimen que es sustituido por el sistema

actual de suministro de último recurso, que es realizado por los comercializadores que han sido designados por el Gobierno como comercializadores de último recurso.

El artículo 82 de la Ley 34/1998, en su redacción dada por la Ley 12/2007, establece que el gobierno determinará que comercializadores asumirán la obligación de suministradores de último recurso. Éstos, además de los derechos y obligaciones establecidas con carácter general para los comercializadores, tendrán el deber de atender las solicitudes de suministro de gas natural, de aquellos consumidores que se determinen, a un precio máximo establecido por el MINETUR.

En cumplimiento de lo anterior se publicó el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, que regula la puesta en marcha del suministro de último recurso designando, en su artículo 1, a cuatro comercializadores de último recurso: Endesa Energía, S. A., Gas Natural Servicios, S. A. , Iberdrola, S. A. y Naturgas Energía Comercializadora, S. A. U.

La sentencia del Tribunal Supremo, de fecha 21 de abril de 2009, anuló el Real Decreto 1068/2007. En consecuencia, el Real Decreto-Ley 1068/2009, de 30 de abril, en su disposición adicional segunda designó nuevamente a los comercializadores de último recurso.

Posteriormente, se aprobó el Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural y que está actualmente en vigor.

Entre las obligaciones establecidas para los comercializadores de último recurso se encuentra la de atender las necesidades de suministro de gas de los consumidores considerados como de último recurso, a un precio máximo establecido por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En la nueva regulación desaparece también la obligación de los transportistas de realizar el aprovisionamiento del mercado a tarifa, así como también desaparece la obligación de aplicar el contrato SAGANE I al suministro a tarifa.

En su sustitución, el artículo 93 de la Ley 34/1998, prevé la posibilidad de establecer un mecanismo de subastas mediante el que los comercializadores de último recurso estarán obligados a adquirir la cantidad de gas natural destinada a suministro de último recurso que se determine, de manera que este precio pueda utilizarse como referencia para fijar el coste de la materia prima para el cálculo de las tarifas de último recurso. La primera

subasta para la adquisición de gas para el suministro a último recurso se celebró el 16 de junio de 2009.

A título de ejemplo, se muestra la cuota de mercado de los cinco comercializadores de último recurso en el año 2010, los cuales no han solicitado ninguna compensación por las cantidades suministradas a los consumidores de último recurso, con la excepción del grupo GAS NATURAL.

Tabla 5. Cuotas de mercado de los comercializadores de último recurso en el año 2010.

2010	Ventas a tarifa TUR		Clientes a tarifa TUR	
	MWh	%	Nº de clientes	%
GAS NATURAL S.U.R. SDG, S.A	18.494.932	87,5%	2.459.034	82,0%
MADRILEÑA SUMINISTRO DE GAS, S.L.	1.172.887	5,6%	218.703	7,3%
ENDESA ENERGIA XXI, S.L.	829.760	3,9%	177.648	5,9%
HC NATURGAS COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO,	601.543	2,8%	141.071	4,7%
IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.	29.811	0,1%	3.818	0,1%
TOTAL	21.128.933	100%	3.000.274	100%

9 CONSIDERACIONES SOBRE LA CUANTÍA DEL EXTRACOSTE A RECONOCER (EN SU CASO)

9.1 Aprovevisionamientos previstos y reales para el abastecimiento al mercado a tarifa

En las Memorias de las Órdenes anuales de peajes y tarifas figuran las previsiones de demanda del mercado a tarifa y de los orígenes de los aprovisionamientos empleados en el cálculo de la fórmula del CMP entre 2005 y 2008.

Tabla 6. Estimaciones de demanda de GWh del mercado a tarifa y de orígenes de los aprovisionamientos empleados en el cálculo de la fórmula del CMP entre 2005 y 2008

	2005	%	2006	%	2007	%	2008	%
Argelia (GN)	47.451	88%	51.773	88%	53.316	76%	45.514	76%
Argelia (GNL)	4.071	8%						
Trinidad y Tobago (GNL)	2.559	5%						
Libia (GNL)			2.400	4%	2.400	3%		
GNL Spot			4.460	8%	14.507	21%	12.186	20%
GNL Contratos a Largo plazo							2.400	4%
TOTAL	54.081	100%	58.632	100%	70.223	100%	60.100	100%

Fuente: Memorias de las Órdenes de Peajes y Tarifas (2005 - 2008)

Si se comparan estas estimaciones con los datos reales de demanda y aprovisionamiento de gas del mercado regulado (ver la siguiente tabla de este informe) se observa que entre 2005 y 2008 ha habido importantes desviaciones tanto en la demanda del mercado a tarifa como en los orígenes.

Como principal transportista para el mercado regulado, ENAGAS realizó los aprovisionamientos de gas que se muestran en la siguiente tabla, entre los años 2005 y 2008.

Tabla 7. Aprovisionamiento de gas natural para el Mercado Regulado, por orígenes

Aprovisionamientos para el mercado a tarifa regulada (GWh)	2005	2006	2007	2008
Argelia (a través de gasoducto)	47.812	37.425	23.120	9.389
% gas argelino con respecto al aprovisionamiento total	78,9%	69,0%	55,2%	62,9%
Otros orígenes	12.803	16.837	18.775	5.538
Argelia (GNL)	1.070	671	330	0
España	945	354	0	0
Francia	0	0	20	0
Libia	507	200	933	0
Nigeria	2.954	4.783	6.879	1.800
Omán	275	0	0	0
Qatar	2.249	6.186	7.061	2.000
Malasia	1.828	0	0	0
Egipto	1.651	1.470	300	0
Trinidad	1.324	3.175	3.252	1.750
Total	60.616	54.261	41.895	14.914

Fuente: Datos declarados por ENAGAS a la CNE mediante la Resolución MINECO de 15 de julio de 2002

Adicionalmente, y de acuerdo con la información del sistema de liquidaciones, el transportista Gas de Euskadi Transporte (actualmente Naturgas Energía Transporte), también importó 450 GWh para el mercado a tarifa en el año 2005.

Así, la demanda real del mercado a tarifa fue superior a las previsiones de la memoria en 2005 (+12%), algo inferior en 2006 (-7%) y muy inferior en 2007 (-40%) y 2008 (-75%),

reflejando un traspaso de clientes al mercado libre superior al previsto en la memoria, lo que refleja la existencia de ofertas de gas a precio competitivo con la tarifa regulada.

Por este motivo, las cantidades de gas importadas por el gasoducto del Magreb (y por lo tanto del contrato SAGANE) con destino al mercado regulado fueron muy inferiores a las previstas en las correspondientes memorias anuales, salvo en el año 2005, en el que la desviación es menor del 1%, al haberse cubierto la mayor demanda con GNL spot.

9.2 Valoración del coste del aprovisionamiento de gas en función del CMP vigente entre 2005 y 2008

En la siguiente tabla se muestran los precios regulados del CMP vigentes entre los años 2005 y 2008, de acuerdo con las resoluciones de actualización publicadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Tabla 8. Evolución del precio CMP vigente entre enero de 2005 y julio de 2008

Fecha de entrada en vigor	Valor del CMP (€/MWh)
19 de octubre de 2004	12,55
1 de febrero de 2005	12,66
19 de abril de 2005	13,17
19 de julio de 2005	14,68
28 de octubre de 2005	17,72
1 de enero de 2006	20,21
1 de enero de 2007	21,19
12 de abril de 2007	19,97
12 de octubre de 2007	21,33
1 de enero de 2008	21,93
12 de abril de 2008	22,83

A partir de los precios del CMP y la demanda real del mercado de gas a tarifa, se han calculado los costes anuales del aprovisionamiento de gas para el mercado a tarifa, que supusieron un total (aproximado) de 3.430 millones de euros.

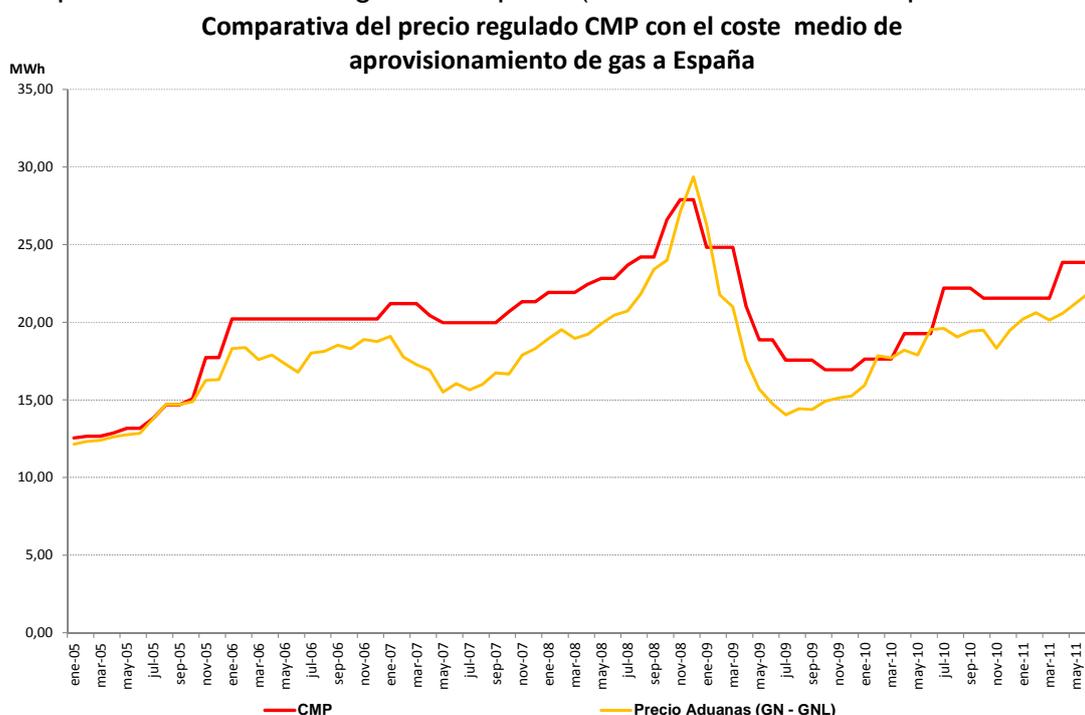
Tabla 9. Coste del aprovisionamiento de gas para el mercado a tarifa (valorado a precio de cmp)

Valoración del coste anual reconocido por el aprovisionamiento de gas natural a tarifa	2005	2006	2007	2008	Total
Coste anual (millones de euros)	903	1.122	983	423	3.430

9.3 Comparativa de CMP con los precios de aduanas (CIF) en España y con los precios internacionales del mercado de gas

En la siguiente gráfica se representa la evolución del coste reconocido del CMP para la retribución del aprovisionamiento realizado por los transportistas en España, y se compara con el precio del gas en frontera (también en posición CIF), del total de aprovisionamientos de gas en España, de acuerdo con la información de Aduanas.

Figura 3. Comparativa del precio regulado del CMP con el coste medio del aprovisionamiento de gas en España (Datos de Aduanas en posición CIF)

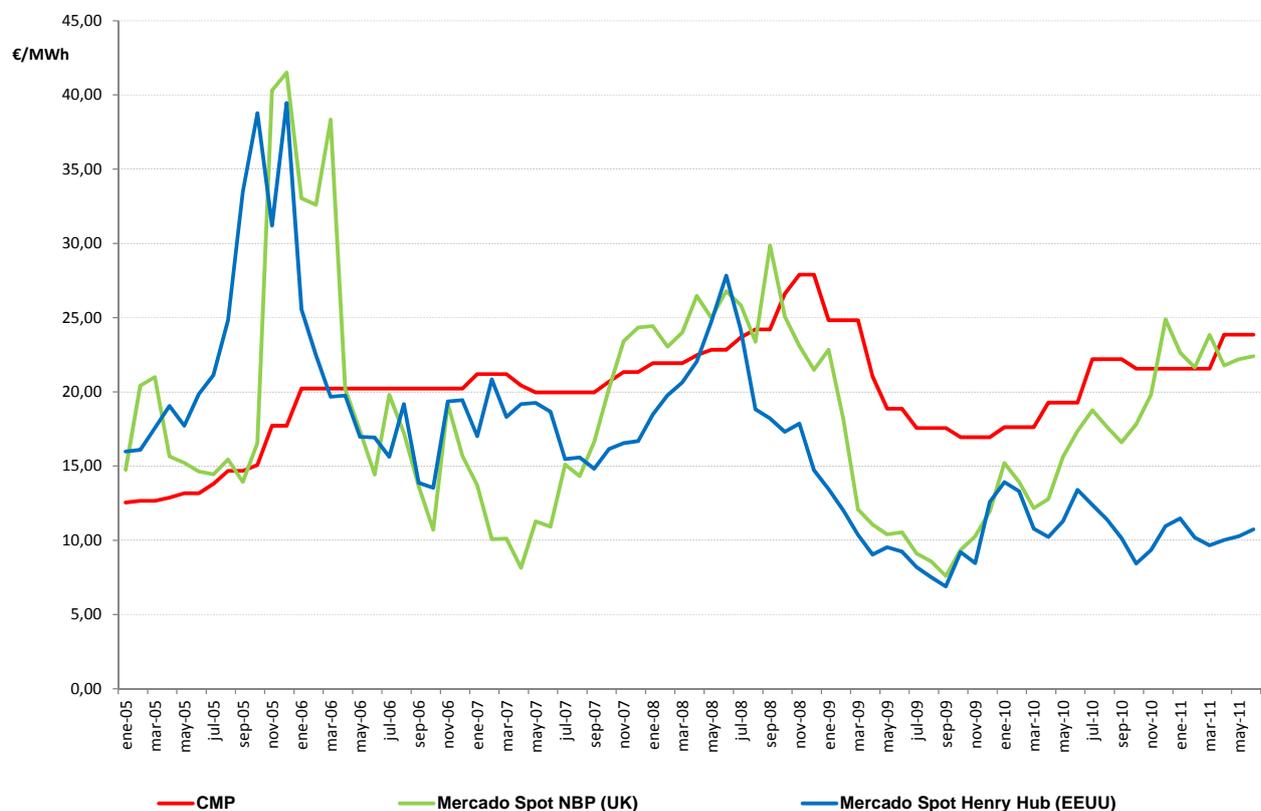


Como se observa en la gráfica, a partir del año 2006, la retribución reconocida en concepto de CMP es superior a la media del coste de los aprovisionamientos de gas en

España (a partir de julio de 2008 se ha cogido el valor de CMP empleado en el cálculo de las tarifas de último recurso).

En la siguiente gráfica se representa la evolución del coste reconocido del CMP para la retribución del aprovisionamiento realizado por los transportistas en España con el precio del gas en los mercados spot de Estados Unidos (Henry Hub) y del Reino Unido (NBP).

Figura 4. Comparativa del precio regulado del CMP el precio del gas en los mercados spot de Estados Unidos (Henry Hub) y del Reino Unido (NBP).



En la gráfica se observa que la fórmula del CMP (ligada a los precios medios del Brent en los últimos 6 meses) difiere notablemente del precio del gas en los mercados spot. Se pueden distinguir tres periodos diferentes:

- En el año 2005, en particular a finales del mismo, el precio del gas en los mercados spot era muy superior al reconocido por la fórmula del CMP. Esta situación de mercado provocó la petición de retorno al mercado a tarifa de grandes consumidores industriales. A efectos de evitar esta distorsión del mercado, el Real

Decreto Ley 5/2005 de 11 de marzo y el Real Decreto 942/2005 de 4 de agosto limitaron de forma significativa la posibilidad de retorno de clientes industriales suministrados en el mercado libre al mercado regulado, para evitar que se beneficiasen de un precio regulado que – en ese momento- se encontraba por debajo del precio de mercado.

- En los años 2006 y 2007 el precio reconocido por el CMP es superior al precio del mercado de gas spot (NBP y HH).
- En el año 2008, se observa el inicio del desacoplamiento del mercado de gas americano, que permanece muy por debajo del CMP, mientras que el mercado spot del Reino Unido se recupera y vuelve a niveles próximos al CMP.

De la comparativa de precios de gas de aduanas y de los mercados spot internacionales, resalta la situación del año 2005, en el que el precio del CMP se encontraba por debajo del precio en el mercado spot.

Cabe mencionar a este respecto que la situación de mercado de 2005 se compensó explícitamente mediante la Orden ITC 3311/2005. En particular, la Disposición Transitoria Tercera incorporó un sobrecoste en el valor del CMP de 0,000814 €/kWh, que se añadió a la fórmula del CMP desde esa fecha y hasta la actualización de tarifas de abril de 2007.

9.4 Comparativa del precio del contrato SAGANE antes y después del Laudo

En la siguiente gráfica se resume el incremento del precio del gas del contrato SAGANE como consecuencia del laudo (zona sombreada), y la comparativa con el precio regulado del CMP y el precio de aduanas.

Figura 5. Comparativa del precio regulado del CMP con el coste medio del aprovisionamiento de gas en España y el precio SAGANE antes y después del Laudo.

[CONFIDENCIAL]

9.5 Sobre el cálculo del posible extracoste por el periodo de noviembre y diciembre de 2005

a) Compensación solicitada por GNF

GNF solicita una compensación por el incremento de precio establecido en el Laudo por las cantidades tomadas del 20 de noviembre de 2005 a 31 de diciembre de 2005, al considerar el Laudo que a partir de dicha fecha GNF había excedido la cantidad anual contratada.

GNF expone que desde el inicio del contrato (1996) venía tomando cantidades adicionales a la cantidad contratado anual (ACQ) [CONFIDENCIAL].

La revisión de precios del laudo establece un sobrecoste de [CONFIDENCIAL] por las cantidades tomadas a partir del 20 de noviembre y hasta el 31 de diciembre de 2005, por excederse la ACQ, lo que supone un monto de **65,6 M€**, una vez considerados los intereses establecidos por el Laudo.

b) Compensación propuesta por el Real Decreto

La memoria del Real Decreto considera que la demanda del mercado regulado abastecida con SAGANE I contribuyó parcialmente a que en 2005 se tomasen cantidades por encima de la cantidad anual del contrato (ACQ), establecida en [CONFIDENCIAL]. Por tanto, considera que dicho sobrecoste debe ser asumido por el sistema gasista.

La cuantificación se ha realizado teniendo en cuenta el porcentaje anual del contrato SAGANE I que finalmente abasteció al mercado regulado. Dado que el aprovisionamiento de SAGANE para el mercado regulado durante el conjunto de 2005 fue de 47 TWh, sobre un total retirado por GNF de 71,2 TWh, la propuesta de Real Decreto repercute únicamente el 66% del extracoste solicitado por GNF (**43,40 M€**).

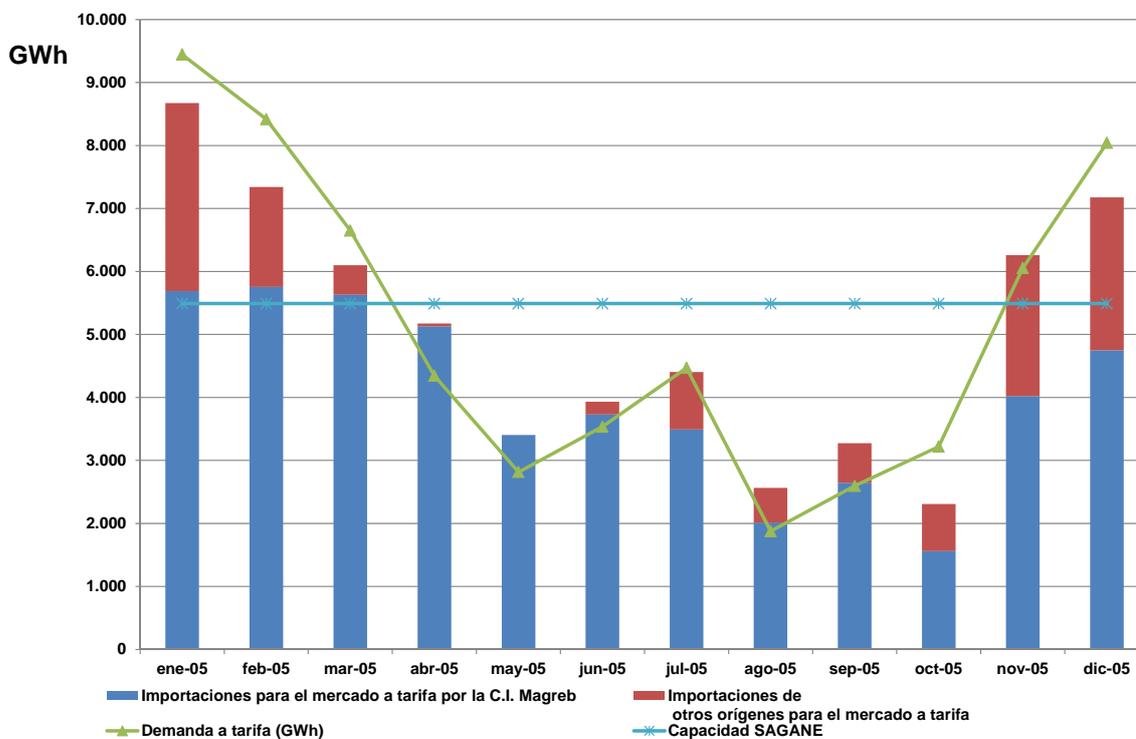
c) Cálculo de la compensación utilizando las importaciones reales de ENAGAS a partir del 20 de noviembre

El método de cálculo propuesto por GNF se considera más adecuado que el propuesto por el Real Decreto, ya que se ajusta más a la literalidad del laudo, que establece un sobreprecio sobre las cantidades retiradas a partir del 20 de noviembre.

No obstante, se considera que el incremento de coste debe calcularse sobre las importaciones reales del contrato de SAGANE realizadas por ENAGAS a partir de dicha fecha, y no a partir de las previsiones de consumo de noviembre y diciembre de las memorias anuales, que es el método utilizado por GAS NATURAL.

Los datos de importaciones por la conexión internacional del Magreb para el suministro a tarifa mediante el contrato SAGANE se han obtenido a partir de la información de la empresa transportista Enagás, S.A remitida a la Comisión Nacional de Energía en virtud de la Resolución de 15 de julio de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, en concreto el Anejo 9a, donde declara las entradas de gas natural al sistema para su consumo en el mercado nacional.

Figura 6. Comparativa de las importaciones para el mercado a tarifa por la C.I Magreb y otros orígenes y la demanda a tarifa



La compensación que resultaría si se consideran las importaciones reales de ENAGAS a partir del 20 de noviembre de 2012 es de **45,34 M€**, lo que da un resultado muy próximo al recogido en la Propuesta de Real Decreto

9.6 Sobre el cálculo del posible extracoste por el periodo de enero de 2007 a junio de 2008

a) Compensación solicitada por GNF

GNF señala que en el período enero 2007-junio 2008 se establecen nuevos precios para el gas del contrato SAGANE I, con una diferencia entre el precio FOB de la fórmula anterior y el precio FOB de la fórmula del laudo que oscila entre [CONFIDENCIAL].

En las alegaciones presentadas por Gas Natural a la Propuesta, indican [CONFIDENCIAL]

El resultado del cálculo realizado por GNF supone un monto de **181,0 M€** que es la cantidad que solicita como compensación del extracoste del laudo.

b) Compensación propuesta por el Real Decreto

La memoria del Real Decreto indica que la cuantificación de la compensación se ha hecho teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- El incremento del precio del contrato SAGANE I establecido en el Laudo para este periodo.
- Los volúmenes suministrados por GNF al mercado regulado en 2007 y el primer semestre de 2008 así como el porcentaje de gas procedente de SAGANE I previsto en el cálculo de la CMP de dichos periodos.
- La información enviada por GNF al Ministerio de Industria en la que se reconoce que en 2007 las cantidades recaudadas por la CMP incluida en las tarifas integrales de gas fueron superiores a los costes de aprovisionamiento, empleándose la diferencia para provisionar la revisión del contrato SAGANE I y por ello se minora la cantidad reclamada por GNF en 67,11 M€, resultando un total propuesto de **118,45 M€**

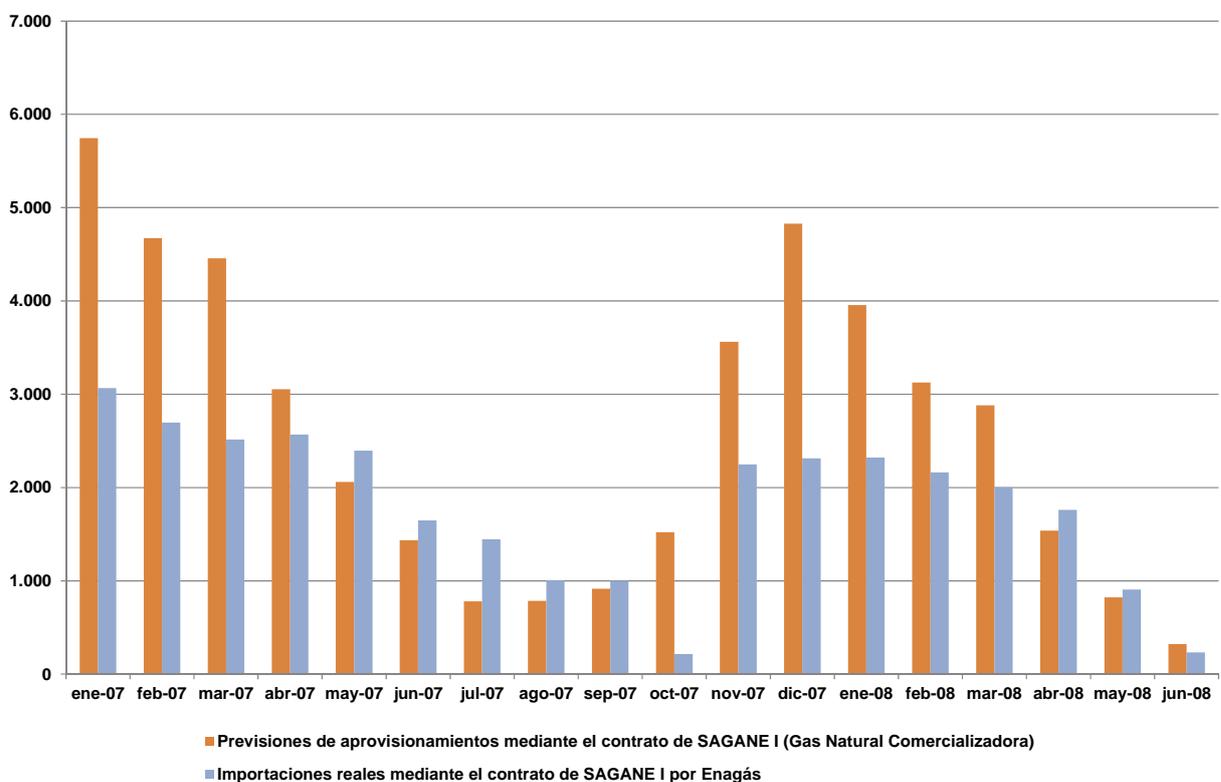
c) Cálculo de la compensación utilizando las importaciones reales de ENAGAS

A igual que en el caso anterior, la CNE considera que el incremento de costes debe calcularse sobre las importaciones reales del contrato de SAGANE realizadas por ENAGAS a partir de dicha fecha, y no a partir de las previsiones de las memorias anuales, que es el método utilizado por GAS NATURAL y por la Propuesta de Real Decreto.

Los datos de importaciones por la conexión internacional del Magreb para el suministro a tarifa mediante el contrato SAGANE se han obtenido a partir de la información de la empresa transportista Enagás, S.A remitida a la Comisión Nacional de Energía en virtud de la Resolución de 15 de julio de 2002, de la Dirección General de Política Energética y Minas, en concreto el Anejo 9a, donde declara las entradas de gas natural al sistema para su consumo en el mercado nacional.

La diferencia entre las previsiones de aprovisionamientos del mercado a tarifa a través del contrato SAGANE y las importaciones reales de ENAGAS se muestra en la siguiente tabla:

Figura 7. Diferencia entre las previsiones de aprovisionamientos del mercado a tarifa a través del contrato SAGANE y las importaciones reales de ENAGAS



Por otra parte, GNF reconoce en su petición de compensación y en sus alegaciones que el Ministerio ya había incluido unas cantidades en el coste del CMP del periodo, como

provisión de posibles incrementos de precio, y por lo tanto descuenta dichas cantidades en su reclamación. No obstante, la cantidad que descuenta GNF (42 M€) es inferior a la utilizada por la propuesta de Real Decreto.

Dado que las órdenes ministeriales por las que se aprobó el CMP de dichos años no indican la existencia de una provisión, la minoración propuesta en el Real Decreto, superior a la reconocida por GNF, no se encuentra suficientemente soportada. Dada la falta de justificación de la propuesta, y la imposibilidad de reproducir el cálculo que la pueda justificar, se utiliza el valor indicado por GNF.

El resultado de los cálculos, siguiendo la metodología propuesta por GNF, pero considerando las importaciones reales de ENAGAS del contrato SAGANE, arroja un valor de la compensación de **113,89 M€** para este periodo.

Tabla 10. Resultado del extracoste a reconocer siguiendo la metodología propuesta por GNF, pero considerando las importaciones reales de ENAGAS del contrato SAGANE.

[CONFIDENCIAL]

9.7 Sobre el cálculo del posible extracoste por el periodo de julio de 2008 a junio de 2011

El artículo 2 de la Orden ITC/2309/2007, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural, estableció la extinción del sistema de aprovisionamiento y suministro a tarifa en todos sus términos desde el 1 de julio de 2008.

Por lo tanto, en la nueva regulación desaparece la obligación de los transportistas de realizar el aprovisionamiento del mercado a tarifa, así como la obligación de aplicar el contrato SAGANE I al suministro a tarifa.

Por lo tanto, no existen razones que justifiquen el establecimiento de una compensación al comercializador de último recurso del Grupo Gas Natural por el incremento de sus costes de aprovisionamiento como consecuencia del laudo.

9.8 Resumen de cálculo de los posibles extracostes a reconocer.

Tabla 11. Resumen de posibles extracostes a reconocer a Gas Natural.

Periodo	Compensación solicitada por GNF (M€)	Compensación recogida en la propuesta de Real Decreto (M€)	Compensación propuesta considerando las importaciones reales de ENAGAS (M€)
Noviembre y Diciembre 2005	65,6	43,40	45,34
Enero 2007-junio 2008	181,0	113,89	118,45
Julio 2008- junio 2011	94,6	0	0
TOTAL	341,2	157,29	163,79

10 CONSIDERACIONES SOBRE LA FORMA DE COBRO E IMPUTACIÓN DEL EXTRACOSTE (EN SU CASO)

El artículo 2 de la Propuesta de Real Decreto incluye una nueva Disposición Adicional Sexta en el Real Decreto 949/2001 en la que se establece lo siguiente:

“Los peajes y los cánones del sistema de gas natural llevarán un recargo para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del Laudo...”

“La cantidad total a recaudar por este recargo se cuantifica en 157,29 M€, que se recuperarán en un periodo de 5 años. Anualmente, a partir del año 2012 y hasta 2016 incluido, se recuperarán 31,46 M€.

Dicha cantidad se repercutirá homogéneamente entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción y se liquidará a la empresa propietaria del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.”

En el articulado de la propuesta de Real Decreto no define qué empresa debe cobrar estos costes, si bien en la Memoria se propone que “por simplicidad” dicha cantidad anual sea liquidada por la CNE a GAS NATURAL SDG S.A. como propietaria del contrato SAGANE I.

No obstante, al haberse extinguido la tarifa integral ha desaparecido también la cadena de sucesivos contratos de venta (ENAGAS a los distribuidores, y éstos al consumidor) a través de los cuales y mediante su incorporación al precio regulado en esas transacciones podría haberse llevado a cabo la repercusión del coste de forma natural hasta el consumidor supuestamente beneficiado.

Extinguida la tarifa integral, podría ser cuestionada cualquier selección de consumidores (el proyecto opta por los peajes del grupo 3) a quienes se imponga este coste, ya que ninguno de ellos es actualmente un consumidor a tarifa, ni puede identificarse claramente al grupo de consumidores en su día *beneficiarios* del supuesto menor coste.

Toda vez que el laudo ha sido emitido en un momento en que la tarifa integral gas se ha extinguido, y no existe ya el mecanismo de compras sucesivas a través del cual pudiera ser repercutido al bloque de consumidores a tarifa el coste mencionado, la solución por la que opta el proyecto es: 1) establecer directamente en la norma los grupos de consumidores que, mediante un recargo en sus peajes futuros, habrían de soportar dicho coste; 2) designar directamente a la sociedad de aprovisionamiento como beneficiaria de la liquidación de tal recargo.

10.1 Sobre la repercusión del extra-coste en los peajes del grupo 3 (consumidores domésticos)

La propuesta propone repercutir el extra-coste de 157 millones de euros en los peajes del grupo 3, correspondientes al sector doméstico, lo que supondrá un encarecimiento de los peajes para todo el segmento residencial.

Adicionalmente, una parte importante de consumidores domésticos (1.300.000 clientes) ya estaban siendo suministrados en el mercado a precio libre en el año 2005. Por consiguiente, de aplicarse el recargo, estos clientes no deberían sufrir ningún tipo de recargo por el extracoste del suministro a tarifa en este periodo.

A finales del periodo, el número de consumidores domésticos suministrados en el mercado libre ya ascendía a 3.000.000. Por tanto, más de 1,5 millones de clientes sólo deberían sufrir parcialmente el extracoste por el suministro a tarifa.

Por otra parte, durante el año 2005, todavía quedaban unos 500 consumidores acogidos a las tarifas reguladas del grupo 2, con un consumo de unos 5.000 GWh, que deberían

soportar su parte correspondiente del extracoste de gas, pero que no se ven afectados por la propuesta.

10.2 Consideraciones sobre el régimen de liquidaciones

El artículo 2 de la Propuesta de Real Decreto incluye una nueva Disposición Adicional Sexta en el Real Decreto 949/2001 en la que se establece lo siguiente:

“Los peajes y los cánones del sistema de gas natural llevarán un recargo para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del Laudo...”

“La cantidad total a recaudar por este recargo se cuantifica en 157,29 M€, que se recuperarán en un periodo de 5 años. Anualmente, a partir del año 2012 y hasta 2016 incluido, se recuperarán 31,46 M€.

Dicha cantidad se repercutirá homogéneamente entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción y se liquidará a la empresa propietaria del contrato de gas natural de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb al que hace referencia el artículo 15 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios.”

Las implicaciones que el artículo 2 de la Propuesta tendría en el sistema de liquidaciones serían las siguientes:

- En relación con **el periodo de aplicación y sus implicaciones en el déficit del sistema de gas natural**, se señala lo siguiente:

Dado que, a la fecha actual no se ha publicado el RD cabe considerar dos posibles escenarios:

1. Se mantiene el período de recuperación de 5 años, modificando por tanto el período para la recuperación del coste (2013-2017). En este caso, se podría incluir el incremento de peajes desde el ejercicio 2013 y, en consecuencia, el mayor coste de 31,46 M € podría ser compensado por un mayor ingreso.
2. Se mantienen las fechas que se incluyen en la propuesta de Real Decreto para la recuperación del coste. En este supuesto, en tanto que no es posible incrementar los peajes antes del 1 de enero de 2013, el déficit de 2012 se incrementaría en la cuantía imputada al ejercicio de 2012: 31,46 M€(157/5). Según esto, la cifra de déficit prevista para el ejercicio de 2012 por la CNE, remitida al Secretario de Estado de Energía en aplicación de la Orden ECO/2692/2002, aumentaría un 11%, pasando de 288,18 M€ a 319,64 M€.

- En relación con el **recargo de los peajes del grupo 3 durante el período 2012-2016** se indica lo siguiente:

Si se considera la estimación realizada por las empresas, que ha servido de base para la elaboración de la previsión de desvío de 2012, los ingresos del grupo 3 ascenderán a 1.584,5 M€.

1. En la hipótesis de que se modifique el período de recuperación del coste del quinquenio 2013-2017, los 31,46 M€ supondrían un incremento del 2%, coincidente con el señalado en la Memoria de la Propuesta.
 2. En la hipótesis de que se mantenga el período de recuperación previsto en la justificación de la Propuesta se haría preciso incrementar los peajes en 39,32 M€ en cada ejercicio desde el 2013 al 2016, lo que supone un 2,5%, superior al citado 2%.
- En relación con el **método de liquidación de Gas Natural SDG, S.A.** se indica lo siguiente:

En caso de que esta empresa fuera incluida en el Sistema de Liquidaciones, sería conveniente que, en una norma de rango inferior, se determinase la forma de pago de este coste; si ha de hacerse en varios pagos únicos (entre 2013 y 2016), en cuyo caso el pago se realizaría con independencia del posible desvío que surgiese, o como una retribución anual reconocida, en cuyo caso la recuperación de las cantidades estaría sometida a los posibles desvíos que pudiesen presentarse.

10.3 Sobre la alternativa de recuperar el extracoste a través del impuesto especial del gas natural

El artículo 28 del Proyecto de ley de medidas fiscales para la sostenibilidad energética propone la modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, modificando el tipo impositivo del gas natural, que pasaría de estar exento (actualmente el tipo impositivo es 0), a un tipo impositivo de 0,65 euros por gigajulio.

“Uno. Se modifica el epígrafe 1.10 y se crean los epígrafes 1.16 y 1.17 de la Tarifa 1.ª del Impuesto sobre Hidrocarburos, en el artículo 50.1 de la Ley 38/1992, de Impuestos especiales, que quedan redactados de la siguiente forma: «Epígrafe 1.10. Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas

natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios: 0,65 euros por gigajulio.”

El impuesto de 0,65 €/GJ, aplica a todo el gas natural vendido, excepto para su uso como carburante en vehículos⁶. Es equivalente a un coste de 2,34 €/MWh de gas consumido. Considerando la demanda del año 2011, que fue de 374.000 GWh la recaudación a través de este nuevo impuesto sería aproximadamente de 875 M€ en un solo año.

Por tanto, si el Proyecto de Ley siguiera adelante con su actual redacción en lo que se refiere al impuesto sobre el gas natural, esta recaudación podría destinarse preferentemente a cubrir el déficit del sistema gasista (que se incrementaría en caso de reconocerse una compensación a GNF para cubrir el extracoste derivado del laudo arbitral), y una vez eliminado el déficit del sistema gasista, destinar las cantidades restantes a cubrir el déficit del sistema eléctrico.

La ventaja de esta propuesta es que no sería necesario incrementar los peajes y cánones gasistas en cantidades adicionales a las ya contempladas en el impuesto especial del gas natural.

11 CONSEJO CONSULTIVO DE HIDROCARBUROS

11.1 Resumen de las alegaciones recibidas

A continuación se presenta un resumen de las alegaciones recibidas.

a. IBERDROLA

Valoran positivamente que se dé acceso a la información disponible a la CNE ya que confían que la Comisión realizará la oportuna valoración del caso y de los datos confidenciales y emitirá su informe con los suficientes argumentos.

En relación con la normativa aplicable al coste del gas del suministro a tarifa consideran que hasta junio de 2008 existía un régimen por el cual se le reconocía a ENAGAS un importe “ex-ante” por el gas aprovisionado con destino al mercado a tarifa, se trataba de una revisión fijada al inicio del año y que no estaba sujeta a revisiones. Sin embargo, hay que recordar que desde octubre de 2005 hasta diciembre de 2007 las tarifas incluyeron un suplemento “el copete” que tenía como objetivo compensar el incremento de coste

⁶ El impuesto especial aplicable al gas natural para su uso como carburantes de automoción se mantiene en 1,15 euros por gigajulio. El transporte público está exento de este impuesto.

producido. Se trató de una medida “ex-post” que supuso un precedente para el caso que se plantea en el proyecto.

Por ello, solicitan que se debe aplicar un único método para reconocer el importe a pagar por el gas natural aprovisionado con destino al mercado a tarifa y por ello cualquier decisión que se justifique debe optar de forma coherente por un modelo u otro, en el que se computase tanto el incremento derivado del Laudo como los beneficios que se obtuvieron antes de la revisión del precio. Es decir, no se puede aplicar un método “ex-ante” que permite beneficios cuando el coste real es inferior al previsto y, simultáneamente, un método “ex-post” cuando el coste real supera al previsto.

Además, consideran que a partir de julio de 2008 se puso fin al régimen de suministro a tarifa y se implantó el suministro de último recurso. El precio del gas incluido en las TUR se calcula, en parte, según el resultado de una subasta y por ello a partir de dicha fecha también desaparece la asignación del contrato SAGANE I al mercado a tarifa.

Sobre las cantidades que propone el Ministerio como compensación del coste sobrevenido, considera difícil pronunciarse sobre las dichas cantidades por el carácter confidencial de las cifras que impiden reproducir los cálculos.

b. Comunidad Autónoma de Galicia

Muestran su malestar por el hecho de que la Propuesta se tramite por la vía de urgencia al considerarse que no se dan las circunstancias exigibles para aplicar dicho trámite. Además, consideran inadecuado el formato de remisión de la documentación a informar solicitando el envío de los documentos en formatos “pdf” generados a partir de los documentos originales.

No consideran razonable que la recuperación del recargo se aplique únicamente al grupo 3, ya que durante el año 2005 y entre enero de 2007 y junio de 2008, también eran suministrados a tarifa los consumidores del grupo 1, 2.5 y 2.6 (durante el año 2005) y el resto de consumidores del grupo 2 (hasta junio del 2007), según se reconoce en la propia Memoria del proyecto de Real Decreto.

Por todo ello, proponen que el sobrecoste derivado del Laudo sea asumido por los consumidores de todos los grupos y no sólo por los consumidores del grupo 3, proponiendo una nueva redacción del artículo 2 de la Propuesta en que se recoja dicha modificación.

c. Comunidad Autónoma de Murcia

Aunque no realizan comentarios al contenido de la Propuesta, muestran su preocupación por la subida de los peajes de acceso y de la tarifa de último recurso de gas que conlleva dicha Propuesta.

Además, señalan que en marzo de 2012 ya se aplicaron medidas de contención del déficit en el sector de gas natural que conllevaron a la subida de las tarifas y peajes para los usuarios, máxime con la prevista aplicación de los nuevos impuestos a la generación eléctrica y el “céntimo verde” que acabarían por empujar al alza los precios.

d. CORES, el Instituto Nacional de Consumo, ENAGAS(GTS), la Comunidad Autónoma de Madrid, la Comunidad Autónoma de Cataluña, los distribuidores de gas natural

No presentan comentarios ni observaciones a la Propuesta.

11.2 Consideraciones sobre las alegaciones recibidas

Las alegaciones de **GAS NATURAL FENOSA** han sido tratadas de manera específica, dedicándoles un capítulo propio, por ser GNF parte directamente afectada por la Propuesta de Real Decreto y, tanto las alegaciones de contenido jurídico como las de contenido económico, han sido tenidas en cuenta en las consideraciones de la CNE sobre el derecho del Grupo Gas Natural a la recuperación del extracoste derivado del laudo y en las consideraciones sobre la cuantía del extracoste a reconocer a Gas Natural (en su caso).

La CNE coincide con **IBERDROLA** en que no se tengan que compensar los posibles extra-costes del suministro a tarifa de último recurso a partir de julio de 2008, como propone Gas Natural Fenosa, ya que a partir de esta fecha desaparece el suministro a tarifa regulada, y por lo tanto deja de ser aplicable el artículo 15 del Real Decreto – Ley 6/2000, que indicaba que el gas natural procedente del contrato de SAGANE I se debía aplicar preferentemente al suministro a tarifa.

En relación con las alegaciones de **IBERDROLA**, en el informe de la CNE sí se ha puesto de manifiesto que la revisión de costes ahora propuesta no estaba prevista en la regulación.

La CNE coincide con la **Comunidad Autónoma de Galicia** en que la aplicación del recargo para la recuperación del sobrecoste del laudo únicamente al grupo 3 puede no ser adecuada, ya que a finales del periodo, el número de consumidores domésticos suministrados en el mercado libre ya ascendía a 3.000.000; y, por otra parte, durante el año 2005, todavía quedaban unos 500 consumidores acogidos a las tarifas reguladas del grupo 2, con un consumo de unos 5.000 GWh, que deberían soportar su parte correspondiente del extracoste de gas, pero que no se ven afectados por la propuesta.

En relación con las alegaciones de la **Comunidad Autónoma de Murcia**, en las que muestran su preocupación por la subida de los peajes de acceso y de la tarifa de último recurso de gas que conlleva la Propuesta de Real Decreto, a sumar a los previstos en el Proyecto de ley de sostenibilidad energética, cabe señalar que en las alternativas sobre la forma de cobro e imputación del extracoste, realizadas en este informe, la CNE propone recuperar el extracoste a través del impuesto especial del gas natural contemplado en dicho Proyecto de ley.