

VOTO PARTICULAR QUE FORMULA EL PRESIDENTE DE LA CNE D. ALBERTO LAFUENTE FÉLEZ AL INFORME DE LA CNE SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REVISA LA RETRIBUCIÓN DE GAS NATURAL VENDIDO A LOS TRANSPORTISTAS Y DESTINADO AL MERCADO A TARIFA EN LOS EJERCICIOS ENTRE 2005 Y 2008.

El Presidente de la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA realiza voto contrario al informe de la CNE sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se revisa la retribución de gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa en los ejercicios 2005 a 2008.

Las motivaciones de dicho Voto Particular vendrían constituidas por los Informes de la Dirección del Servicio Jurídico de fecha 27/12/2012 y de la Dirección de Regulación y Competencia de fecha 11/12/2012, que reproducimos a continuación:

1. INFORME DE LA DIRECCIÓN DEL SERVICIO JURÍDICO DE 27 DE DICIEMBRE DE 2012:

INFORME SOBRE PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REVISA LA RETRIBUCIÓN DE GAS NATURAL VENDIDO A LOS TRANSPORTISTAS Y DESTINADO AL MERCADO A TARIFA EN LOS EJERCICIOS ENTRE 2005 y 2008.

Visto el informe de la Dirección de Hidrocarburos de fecha 23 de noviembre de de 2012 sobre el proyecto de Real Decreto mencionado arriba, esta Dirección del servicio formula las siguientes observaciones:

PREVIA. *A la vista de la documentación confidencial que ha sido puesta a disposición de la CNE, y que se resume en el informe de la DH, 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.

[CONFIDENCIAL]

Tal reivindicación de GN Fenosa tendría su cauce procesal adecuado en la reclamación de responsabilidad derivada de actos legislativos, la cual ha sido examinada en numerosos dictámenes del Consejo de Estado, y que se define como "...la responsabilidad por perjuicios causados por una ley constitucionalmente legítima pero de cuya aplicación se siga para un particular un daño de carácter real, efectivo e individualizado que, por estar más allá del deber general de sometimiento a las obligaciones y cargas públicas, dicho particular no estaría en la obligación de soportar y, por tanto, de dicho daño podría el particular derivar una pretensión de responsabilidad en orden a obtener la correspondiente indemnización."

Conforme a dicha doctrina, la sociedad GN Fenosa tiene a su disposición el ejercicio de acciones directas en reclamación de indemnizaciones por el daño que alega haber sufrido, siendo indiscutible la legitimación de dicha sociedad para iniciar tal tipo de procedimiento. Todo ello en el marco establecido por los artículos 139 y siguientes de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

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.

PRIMERA. El proyecto de Real Decreto remitido a la CNE para su informe con fecha 29 de octubre de 2012 es idéntico en su redacción de su texto y en la memoria que se acompaña al mismo, al proyecto que fue informado por la Dirección del Servicio Jurídico en fecha 26 de enero de 2012, y respecto al que el Consejo de la CNE emitió su informe con fecha 6 de junio de 2012.

Si bien en esta ocasión el proyecto ha venido acompañado de la posibilidad de acceso a la documentación "confidencial" a la que la CNE no había tenido acceso en su primer informe, lo que posibilita la valoración de los aspectos económicos de la propuesta de norma, lo cierto es que el contenido jurídico del proyecto es idéntico, como se ha dicho, al que en su día ya se analizó por los servicios de la CNE.

Por ello, esta Dirección del Servicio Jurídico no puede sino remitirse al mencionado informe jurídico de 26 de enero de 2012, en el que se ponían de manifiesto las dificultades para encajar en el sistema de costes reconocidos por la Ley de Hidrocarburos y sus disposiciones de desarrollo el pago al que se refiere el proyecto de norma.

Las dificultades mencionadas se resumen en lo siguiente:

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 el informe de la Dirección de Hidrocarburos, 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 RD 949/2001.

Conforme a dichos preceptos, el aprovisionamiento internacional no ha constituido nunca una actividad regulada, por lo que los costes de los contratos de aprovisionamiento (ya sean originales o sobrevenidos) nunca han estado contemplados en la LH como costes que hubieran de ser soportados por la tarifa. El sujeto titular del contrato de aprovisionamiento nunca ha tenido reconocido en la legislación española el derecho a una retribución garantizada, no es, ni ha sido nunca un sujeto del sistema gasista, ni ha estado incorporado al mecanismo de costes e ingresos regulados del sistema gasista en ningún momento a lo largo del período en que ha estado vigente la tarifa integral de suministro de gas.

La circunstancia de que el Real Decreto-ley 6/2000 impusiera la aplicación preferente del contrato de Argelia a las compras de Enagás con destino a los suministros a tarifa regulada de gas no comporta, per se, la asunción como costes regulados de los costes reales de dicho contrato (ni siquiera el transportista tenía tampoco garantizado el coste real de sus compras), ni, por supuesto, la inclusión del titular de ese contrato entre los sujetos con derecho a ser liquidados por ningún concepto.

Ni el artículo 69 ni el artículo 91 de la LH contemplan la posibilidad de retribución con cargo a la tarifa de gas de los costes de los contratos de aprovisionamiento, y por ello, ni el RD 949/2001 ni las sucesivas Ordenes de desarrollo del mismo contemplan la retribución con cargo a tarifa de los costes de los contratos de aprovisionamiento. Debe recordarse que tanto el Real Decreto 949/2001, como sus modificaciones posteriores y sucesivas Ordenes de desarrollo, hasta la desaparición de la tarifa integral, han sido disposiciones publicadas con posterioridad al Decreto-Ley 6/2000, y a la inclusión en la LH de la DT 16, y por tanto, en un marco jurídico que ya contemplaba la preferencia de destino del contrato de Argelia para los suministros a tarifa.

El perjuicio que ahora alega GN Fenosa se habría producido como resultado de un litigio entre la titular del contrato de aprovisionamiento y su vendedor, SONATRACH en el marco de un contrato en el que solo ambos sujetos han sido parte.

Por ello, no puede dejar de concluirse que el proyecto, de prosperar, introduciría ex novo un coste hasta ahora no reconocido en la legislación española, sin soporte expreso en el texto legal, y con cargo a un grupo de consumidores cuya relación con los consumidores a tarifa que en su día se beneficiaron supuestamente de una tarifa inferior, no puede establecerse.

SEGUNDA. *A los argumentos expuestos en el mencionado informe de la DSJ de 26 de enero de 2012, deben añadirse en este momento algunas consideraciones derivadas de la publicación del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se traspone la Directiva 2009/73. (Estas consideraciones no pudieron exponerse en aquel informe, el cual fue emitido antes de la publicación del Real Decreto-ley 13/2012).*

La nueva redacción del artículo 92 de la LH¹ ha modificado el esquema competencial en el Ordenamiento Jurídico español en cuanto al establecimiento de las tarifas de gas, al atribuir a la CNE la aprobación de la metodología de tarifas, y establecer que esta metodología resulta vinculante para el Ministro, el cual ha de aprobar los valores concretos de los peajes de acuerdo con la metodología establecida por la CNE.

Así, tras el RDL 13/2012, se ha definido un espacio competencial propio de la CNE (definición de la metodología de tarifas) que anteriormente correspondía a la competencia reglamentaria general del Gobierno, y que fue ejercida por éste en su momento, mediante la publicación del RD 949/2001, cuyo contenido contemplaba tanto aspectos relativos a la metodología y estructura de los peajes, como a otros

¹ Art. 92 LSH: 1. Los peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes principios:

a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.

b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.

c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

2. El sistema para la determinación de los peajes y cánones se fijará para períodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo período.

3. Las empresas que realicen las actividades reguladas en el presente Título facilitarán a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo cuanta información sea necesaria para la determinación de los peajes y cánones. Esta información estará también a disposición de las Comunidades Autónomas que lo soliciten, en lo relativo a su ámbito territorial.

4. La Comisión Nacional de Energía establecerá las metodologías para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas dentro del marco retributivo y tarifario definido en la presente Ley y su normativa de desarrollo.

El Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de Energía y el resto de costes del sistema que sean de aplicación.

5. Los peajes y cánones tendrán en cuenta los costes incurridos por el uso de la red de manera que se optimice el uso de las infraestructuras y podrán diferenciarse por niveles de presión, características del consumo y duración de los contratos.

6. Las empresas comercializadoras deberán desglosar en sus facturas a los consumidores finales la cuantía correspondiente a los peajes y cánones.

aspectos regulatorios también comprendidos entonces en la competencia reglamentaria del Gobierno.

En este nuevo marco jurídico, el actual contenido del RD 949/2001, en todos los aspectos que están comprendidos en el espacio competencial metodología, ha pasado a tener una vigencia meramente transitoria, hasta que la CNE ejerza su propia competencia, y así se establece en la Disposición Transitoria Primera, 2 del RDL 13/2012, cuyo tenor literal es el siguiente:

“2. Hasta que la Comisión Nacional de Energía establezca la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional undécima tercero.1. Decimonovena iv de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, serán de aplicación los criterios recogidos en la citada Ley así como los dispuesto en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural y las ordenes de desarrollo.”

La propuesta de modificación del RD 949/2001, actualmente en trámite de informe ante la CNE, comportaría la inclusión de un coste nuevo, hasta ahora no contemplado en dicho RD, introduciendo en un texto cuya vigencia en el ámbito metodología es puramente transitoria, una modificación sustancial en la metodología de peajes vigente a la entrada en vigor del real Decreto-ley, que comprometería el ejercicio de las nuevas competencias de la CNE.

A criterio de esta DSJ, la salvaguarda de las nuevas competencias asignadas a la CNE exigiría que, en los términos establecidos por la citada Disposición Transitoria Primera 2 del RDL 13/2012, la actual regulación del RD 949/2001 se mantuviera congelada en todos aquellos aspectos que comportan definición de costes y metodología de peajes. De no ser así, la metodología que la CNE ha de definir, podría resultar contaminada por la inclusión de costes que respondieran a ajustes del pasado, y a unos esquemas jurídicos derivados de una tarifa integral de suministro extinguida hace ya cuatro años.

TERCERA. En relación con el contenido del informe de la DH de 23 de noviembre de 2012, esta Dirección considera conveniente suprimir algunos aspectos y epígrafes del mismo:

Se sugiere suprimir del informe toda referencia a cualquier período posterior a 30 de junio de 2008, ya que la propuesta remitida por el Ministerio únicamente contempla en su artículo 2 un recargo determinado cuyo importe corresponde, según la Memoria, a dos periodos concretos que son el año 2005 y el periodo comprendido entre 1 de enero de 2007 y el 30 de junio de 2008, descartándose expresamente en el texto de la Memoria cualquier otro período. El informe de la CNE se emite en el procedimiento de elaboración de una disposición reglamentaria, por lo que su contenido debe ceñirse al contenido de la disposición propuesta.

Tampoco se considera necesario incorporar al informe de la CNE la relación y descripción de los documentos confidenciales a los que el Ministerio ha dado acceso. Bastaría al respecto con la mención de los datos y cifras que permitan a la CNE emitir un juicio acerca de la corrección o, en su caso, ajuste de los importes que se indican en el proyecto de norma.

Dado que no corresponde a la CNE informar sobre las pretensiones de GN Fenosa, sino sobre un proyecto de norma, se considera conveniente suprimir del Informe toda referencia a documentos de dicha sociedad que no hayan sido evacuados en el trámite de informe del Consejo Consultivo en el procedimiento en curso, así como suprimir la referencia a dictámenes de expertos, o reclamaciones de responsabilidad patrimonial o de otro tipo cursadas por GN Fenosa antes los órganos del Ministerio.

Por la misma razón parece conveniente suprimir del informe algún epígrafe como las "Consideraciones de la CNE sobre el derecho del grupo Gas Natural a la recuperación del extracoste del Laudo".

Ello sin perjuicio de una parte del contenido expuesto en tales epígrafes pueda ser recogido en el marco del análisis de legalidad y regulatorio del proyecto de norma que se está informando.

2. INFORME DE LA DIRECCIÓN DE REGULACIÓN Y COMPETENCIA DE 11 DE DICIEMBRE DE 2012:

En relación al informe de la DHI 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", de 22 de noviembre de 2012, esta Dirección realiza los siguientes comentarios:

1. Sobre la cuantía del extracoste a reconocer, en su caso, a GAS NATURAL FENOSA para el periodo 20 noviembre a 31 diciembre 2005

Gas Natural Fenosa (en adelante GNF) solicita una compensación por el incremento de precio establecido en el Laudo por las cantidades tomadas del 20 de noviembre a 31 de diciembre de 2005 del contrato Sagane I. El Laudo establece que a partir del 20 de noviembre de 2005 GNF había excedido la cantidad anual contratada, lo que supone un monto de 65,6 M€ (incluyendo intereses). La propuesta de Real Decreto cuantifica la compensación en 43,40 M€ según las cantidades anuales de Sagane I destinadas al mercado regulado y al mercado liberalizado para el conjunto de 2005.

Por su parte, en el informe de la DHI se cuantifica la compensación en 45,34 M€ en base a las cantidades anuales de Sagane I destinadas al mercado regulado y liberalizado en el periodo comprendido entre el 20 de noviembre y el 31 de diciembre de 2005.

Esta Dirección considera que previstamente a la cuantificación de la compensación es necesario valorar, desde un punto de vista técnico, si procede llevar a cabo dicha compensación de acuerdo con lo establecido en la regulación gasista, la exposición de motivos efectuada en la Memoria del Real Decreto y la documentación de soporte aportada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MIET), y GNF en sus Alegaciones a la propuesta de Real Decreto.

1.1 Sobre la procedencia de la compensación a GAS NATURAL en 2005

Esta Dirección considera que no procedería llevar a cabo compensación a GNF por los volúmenes suministrados al mercado regulado del contrato Sagane I en 2005 en base a los argumentos que se desarrollan a continuación:

a) Artículo 15 del Real Decreto Ley 6/2000: Aplicación del gas procedente del contrato de Argelia

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

“Disposición transitoria decimosexta: El titular del contrato de aprovisionamiento de gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto de El Magreb asignará un 75 por 100 del gas proveniente del mismo a “Enagas, Sociedad Anónima”, que lo venderá a los distribuidores para su venta a los consumidores a tarifas y el 25 por 100 restante a comercializadores para su venta a consumidores cualificados [...] A partir del 1 de enero del año 2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifas”.

Las especiales características de este contrato de gas canalizado procedente de Argelia en cuanto a seguridad de suministro, condiciones económicas, garantías dadas a su firma por parte de ENAGAS (empresa íntegramente pública y perteneciente al Instituto Nacional de Hidrocarburos en aquel momento), llevaron a que el regulador recurriese a dicho contrato para suministrar al mercado a tarifas (75%

del contrato inicialmente), y para favorecer la competencia (25% destinado a un programa de cesión temporal de gas de 2001 a 2003).²

A partir de 2004 el contrato se aplicaría preferentemente al suministro a tarifas de acuerdo con el RD-I 6/2000. En este sentido, el MIET a finales de cada año indicaba a GNF los volúmenes previstos a emplear de dicho contrato para el suministro al mercado regulado, pudiendo GNF hacer uso de las cantidades restantes para el suministro al mercado liberalizado. De acuerdo con Memoria de la propuesta de Orden de tarifas de venta 2005, el MIET previó emplear 47,5 TWh de gas canalizado procedente de Argelia para el suministro al mercado regulado (sobre un total de 63 TWh que es la cantidad anual contractual de Sagane I según GNF). Por tanto, la cantidad prevista demandada por el Ministerio se situó por debajo de la cantidad anual contractual (ACQ en adelante), en particular [CONFIDENCIAL].

En 2005 se consumieron 71,2 TWh de gas procedentes del contrato Sagane I ([CONFIDENCIAL] TWh por encima de la cantidad anual contractual). La cantidad demandada por el mercado regulado en 2005 fue inferior a la ACQ. Por lo tanto, para que se superase la ACQ en 2005 fue necesario una decisión comercial de GNF dado que las cantidades destinadas al mercado regulado se situaron por debajo de la ACQ: determinar los volúmenes a tomar de Sagane I para uso propio ([CONFIDENCIAL]).

b) Aproveccionamiento para el suministro al mercado regulado en 2005: volumen previsto y efectivamente empleado de gas canalizado de Argelia (Sagane I)

De acuerdo con la memoria de Orden de tarifas de venta 2005 (posteriormente Orden ITC/104/2005³), la estructura de aprovisionamientos prevista para 2005 fue la siguiente:

Cuadro 1. Estructura de aprovisionamientos prevista para el suministro al mercado regulado en 2005

	GWh	TWh	%
Argelia GN	4,08	47,5	87,7%
Argelia GNL	0,35	4,1	7,5%
Trinidad y Tobago GNL	0,22	2,6	4,7%
Total	4,65	54,2	100%

Fuente: Memoria de la propuesta de Orden de tarifas de venta 2005, página 67.

² En este sentido, y tal y como se recoge en la Orden de 29 de junio de 2001 sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia, la cantidad total de gas natural asignada al mercado liberalizado de 2001 a 2003 fue de 49.350 GWh (4,2 bcm): se asignó por tanto 1,4 bcm/año, cantidad que coincide con el 25% de la cantidad anual contractual (ACQ en adelante) del contrato Sagane I (5,6 bcm(n)/año).

³ 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.

Como se observa en el cuadro Cuadro 1, el volumen previsto para suministrar al mercado en 2005 de Sagane I era 47,5 TWh. Por otra parte, de acuerdo con la Tabla 9 del informe de la DHI, el volumen aprovisionado de Argelia, a través de gasoducto, en 2005 fue de 47,8 TWh. Por tanto, los volúmenes que efectivamente se emplearon de Sagane I en 2005 fueron prácticamente idénticos a los previstos a finales de 2004 (Cuadro 2).

Cuadro 2. Aprovisionamientos de Argelia GN para el suministro al mercado regulado en 2005

	GWh	Diferencia (%)
Argelia GN previsto	47.451	
Argelia GN observado	47.812	0,76%

Fuente: Tablas 8 y 9 del Informe DHI.

En resumen, el volumen de gas tomado de Sagane I en 2005 por encima de la ACQ no fue debido a que el mercado regulado necesitara aprovisionamientos significativamente por encima de los previstos inicialmente de este contrato. En cualquier caso, aunque los volúmenes suministrados de gas canalizado de Argelia hubiesen sido superiores a los previstos, en la medida que se situasen por debajo de la ACQ ([CONFIDENCIAL]) se estaría reflejando el contenido del Artículo 15 del RD-I 6/2000.

c) Demanda del mercado regulado en 2005: Orden ITC/3321/2005

La demanda del mercado regulado prevista para 2005 fue de 54,2 TWh (Cuadro 1). Sin embargo, la demanda observada en el mercado regulado en el año 2005 fue superior a la prevista (63,4 TWh) debido, tal y como se recoge en la memoria de la Orden ITC/3321/2005, fundamentalmente a dos factores:

- El mayor consumo de gas sobre el previsto de las centrales térmicas bicombustibles debido a que 2005 fue un año seco, y a que los arbitrajes entre precios de combustibles favorecieron al gas frente al fuelóleo.
- El retorno de algunos consumidores al mercado regulado debido al incremento del precio del gas spot que conllevó un proceso de renegociación al alza de los precios en el mercado libre.

Esta mayor demanda de gas en el mercado regulado que se fue observando a lo largo de 2005, se cubrió por parte de GNF (aprovisionador del mercado regulado) con compras de gas spot a un precio más elevado al CMP. Dado este incremento del coste de aprovisionamiento del mercado regulado, en octubre 2005, la Orden

ITC/3321/2005⁴ cuantificó el coste de los aprovisionamientos adicionales para el mercado regulado que habían sido necesarios hasta julio 2005 y los previstos hasta diciembre 2005 (en base a las previsiones de ENAGAS a 2 de septiembre de 2005). De acuerdo con la Memoria de la Orden ITC/3321/2005 (Cuadro 3):

- Aunque el desajuste de la demanda se cuantificó en 9,1 TWh, se previó la contratación de 9,3 TWh adicionales de gas spot.
- El coste de estas compras de gas spot fue un 62% superior al CMP (216,0 M€ frente a 133,3 M€), generándose un déficit de ingresos de 82,7 M€.
- Estos 82,7 M€ se repercutieron sobre los consumidores suministrados a tarifas integrales en el mercado regulado a través de un sobrecoste por el desvío de la demanda registrada respecto a la prevista en 2005 para el mercado regulado que estuvo en vigor desde octubre 2005, en 2006 y parte de 2007.

Cuadro 3. Coste de las compras de gas spot para suministrar al mercado regulado en 2005

		2005.1	2005.2	2005.3	2005.4	2005.5	2005.6	2005.7	2005.8	2005.9	2005.10	2005.11	2005.12	TOTAL
Spot mensual	GWh	1.315	1.033	166	-225	24	1.125	1.939	523	513	448	1.179	1.020	9.061
Spot acumulado	GWh	1.315	2.349	2.515	2.290	2.314	3.439	5.378	5.901	6.414	6.862	8.041	9.061	
Coste spot aprovisionamiento	c€/kWh	1,7240	1,6440	1,8490	1,7600	1,6830	1,7000	2,0370	2,0360	3,2350	3,2060	3,2620	3,3530	
CMP	c€/kWh	1,2546	1,2661	1,2661	1,2849	1,3173	1,3173	1,3807	1,4686	1,4686	1,5746	1,7033	1,7033	
Diferencial	c€/kWh	0,4694	0,3779	0,5829	0,4751	0,3657	0,3827	0,6563	0,5674	1,7664	1,6314	1,5587	1,6497	
Volumen spot contratado	GWh	1.315	1.033	166	0	24	1.125	1.939	523	513	448	1.179	1.020	9.285
Coste total spot	mill euros	22,67	16,98	3,07	0,00	0,40	19,13	39,50	10,65	16,60	14,36	38,46	34,20	216,0
Coste reconocido CMP	mill euros	16,50	13,08	2,10	0,00	0,32	14,82	26,77	7,68	7,53	7,05	20,08	17,37	133,3
Diferencia	mill euros	6,17	3,90	0,97	0,00	0,09	4,31	12,73	2,97	9,06	7,31	18,38	16,83	82,7

Fuente: Memoria de la Orden ITC/3321/2005.

Sobre esta Orden Ministerial, la CNE, en su informe 15/2005 se pronunció en los siguientes términos:

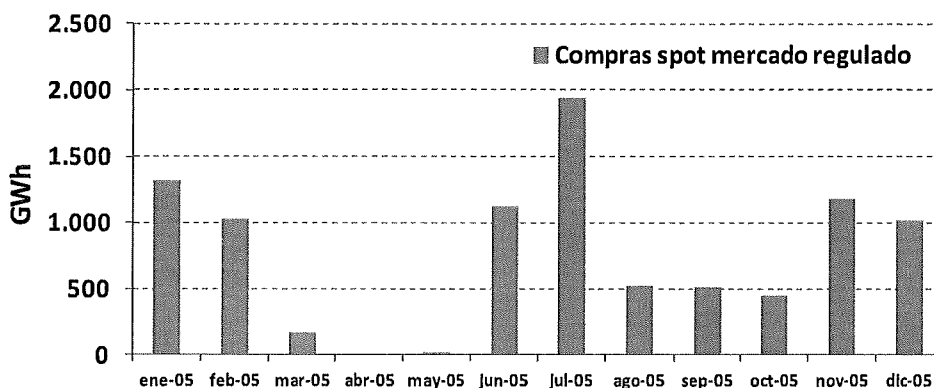
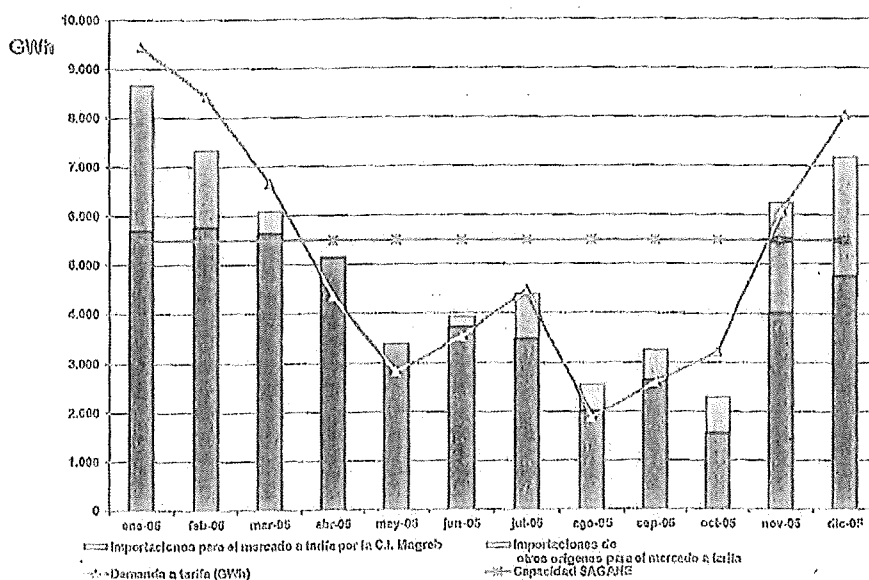
⁴ ORDEN ITC/3321/2005, de 25 de octubre, por la que se modifica la Orden ITC/104/2005, de 28 de enero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización, alquiler de contadores y derechos de acometida para los consumidores conectados a redes de presión de suministro igual o inferior a 4 bar.

- La CNE consideró que el reconocimiento de este déficit ex ante no estaba en línea con la práctica habitual del sector, por ello la CNE propuso considerar en el cálculo únicamente los datos reales disponibles en el momento de la estimación (hasta julio 2005).
- La CNE afirmó que el mecanismo para el cálculo del incremento mensual de costes totales de aprovisionamiento parecía asimétrico, en la medida en que únicamente se compensan las variaciones de costes al alza, sin tener en consideración aquellos meses en los que la demanda real ha resultado inferior a la prevista (abril 2005).
- Por último, la CNE "subraya el carácter preferente del gas procedente del Magreb para abastecer al mercado regulado, establecido en el Real Decreto-Ley 6/2000. En este sentido debería explicitarse si dicho gas debe necesariamente, en primer lugar abastecer totalmente al mercado regulado, y subsidiariamente al mercado liberalizado. Si el gas del Magreb se hubiera destinado en su totalidad al mercado regulado, el déficit por desvíos de la demanda resultante hubiera sido inferior al registrado hasta 2005."

Como se observa en los siguientes gráficos, en los meses de mayo a octubre de 2005 se realizaron compras de gas spot destinadas a cubrir la demanda superior a la prevista en el mercado regulado cuando alternativamente se podría haber recurrido a tomar cantidades adicionales del contrato Sagane I (ver Figura 1), que de acuerdo con lo establecido en el artículo 15 del RD-L 6/2000 se debía destinar preferentemente al mercado regulado. Los volúmenes de gas spot adquiridos de mayo a octubre 2005 generaron un sobrecoste a los clientes suministrados en el mercado regulado de 36,5 millones de euros.



Figura 1. Comparativa de las importaciones para el mercado a tarifa por la C.I. Magreb y otros orígenes y la demanda prevista a tarifa (gráfico superior) y compras de gas spot destinadas al mercado regulado en 2005 (gráfico inferior)



Fuente: Informe DHI y Memoria de la Orden ITC/3321/2005.

Por tanto, la demanda en el mercado regulado en 2005 fue superior a la prevista. Sin embargo, dicha demanda se abasteció de gas spot (generándose un sobrecoste de 82,7 millones de euros a los consumidores en el mercado regulado), en lugar de recurrir a cantidades adicionales del contrato Sagane I, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 15 del RD-I 6/2000.

d) Exportaciones de corto plazo de GNF a Estados Unidos en 2005

GNF es una de las principales empresas a nivel mundial en el aprovisionamiento de gas canalizado y GNL. GNF dispone de una cesta diversificada de contratos de aprovisionamiento de gas de largo plazo. Asimismo participa activamente en los mercados gasistas spot o de corto plazo. De acuerdo con la "Office of Fossil Energy" de Estados Unidos, a lo largo de 2005, GNF vendió 19,7 TWh de gas spot (procedente de Trinidad y Tobago) a Distrigas Corporation, con entrega en la planta de regasificación de Everett en Massachusetts (Cuadro 4).

Cuadro 4. Ventas de corto plazo de GNF en Estados Unidos en 2005

Fecha	Vendedor	Comprador	Origen GNL	Destino	Volumen (GWh)	Precio (\$/MMBtu)	Precio (€/MWh)
03-ene-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	723,2	5,35	13,91
07-ene-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	402,1	5,27	13,71
13-ene-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	352,2	5,72	14,88
25-ene-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	358,4	5,08	13,21
30-ene-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	524,6	5,81	15,11
04-feb-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	700,4	5,78	15,15
09-feb-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	287,4	5,67	14,86
18-feb-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	725,4	5,55	14,55
14-mar-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	703,7	5,71	14,76
19-mar-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	728,8	5,74	14,84
24-mar-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	435,3	5,35	13,83
03-abr-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	513,7	5,36	14,13
09-abr-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	720,9	5,34	14,08
15-abr-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	808,9	6,05	15,95
09-may-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	161,4	5,48	14,73
18-may-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	27,0	5,33	14,33
26-may-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	650,8	6,13	16,48
06-jun-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	233,1	6,14	17,22
12-jun-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	133,5	5,43	15,23
23-jun-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	775,3	5,92	16,60
29-jun-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	780,1	6,05	16,97
05-jul-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	45,8	6,18	17,52
11-jul-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	271,3	6,59	18,68
16-jul-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	796,6	6,71	19,02
28-jul-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	225,0	5,92	16,78
03-ago-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	18,3	5,57	15,46
29-ago-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	442,5	5,52	15,32
06-sep-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	329,9	6,11	17,01
15-sep-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	212,6	6,15	17,12
20-sep-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	362,2	6,28	17,48
04-oct-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	411,3	6,75	19,17
09-oct-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	187,4	7,46	21,18
20-oct-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	810,9	7,73	21,95
11-nov-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	692,2	8,74	25,30
16-nov-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	582,2	7,61	22,03
26-nov-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	807,0	6,53	18,90
02-dic-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	566,5	7,48	21,53
08-dic-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	789,5	6,54	18,82
14-dic-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	657,9	7,49	21,55
26-dic-05	Gas Natural	Distrigas Corp.	Trinidad	Everett, MA	816,1	7,38	21,24
Total					19.771,5		

Fuente: Short-term imports of liquefied natural gas (LNG) – Office of Fossil Energy 2005. Nota: se han transformado los precios de \$/MMBtu a €/MWh tomando el tipo de cambio medio del mes y la relación 1 Mbtu equivale a 293,1 kWh.

Por tanto, GNF a partir de su cesta de contratos de gas y la demanda prevista de sus clientes decidió realizar ventas por 19,7 TWh a corto plazo a Estados Unidos durante

2005. El prescindir de estos volúmenes del contrato de Trinidad y Tobago pudo influir en los volúmenes a tomar de los restantes contratos de aprovisionamiento a lo largo de 2005: Si el consumidor suministrado en el mercado regulado no recibe ingreso alguno de las oportunidades de trading aprovechadas por GNF (ventas de corto plazo en Estados Unidos), tampoco se le deberían repercutir los costes adicionales derivados de que GNF haga uso de las flexibilidades del contrato Sagane I. El uso de dichas flexibilidades es una decisión comercial de GNF.

e) Sobre el retorno del mercado liberalizado al mercado regulado

En la página 63 del Informe de la DHI se señala lo siguiente (énfasis añadido): “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”.

En la Reclamación de GNF (recogida en el informe de la DHI en la página 39) también se señala que “la disparidad entre el coste de los mercados spot y el coste de aprovisionamiento del mercado regulado, que había sido tomado por los comercializadores como referencia para la negociación de sus contratos con los clientes, generó un proceso de renegociación al alza de los precios en el mercado libre que indujo un movimiento de retorno de los consumidores al mercado regulado”.

Sin embargo, la CNE, en su Informe 15/2005 señaló lo siguiente (énfasis añadido): “según información aportada en la Memoria justificativa, el retorno de clientes a mercado regulado no se muestra como un factor significativo en el año corriente, a la hora de explicar los desvíos de demanda correspondientes. De hecho, se estima en 480 GWh más el efecto de 2005 de la vuelta al mercado regulado de los clientes del mercado liberalizado (un 5,3% de los desvíos totales)”.

En relación a las condiciones de retorno al mercado a tarifa, es necesario señalar que éstas fueron modificadas en 2005 en dos ocasiones a través del Real Decreto-Ley 5/2005 de 11 de marzo y, posteriormente, el Real Decreto 942/2005 de 4 de agosto, limitando de forma significativa la posibilidad de retorno de clientes suministrados en el mercado libre al mercado regulado. El siguiente cuadro resume los cambios regulatorios introducidos en 2005:

Cuadro 5. Regulación del retorno del mercado liberalizado al regulado en 2005

Fuente: elaboración propia a partir del RD 1434/2002; RD-I 5/2005 y RD 942/2005.

Fecha	Norma aplicable	Consumo anual	Plazo/requisito para retornar al mercado regulado	Comentario
Hasta el 14 de marzo 2005	RD 1434/2002	Consumo anual >100.000 kWh	▪ Periodo de validación de 12 días hábiles; el cambio se produce los últimos 5 días de mes	
		Consumo anual <100.000 kWh	▪ Periodo de validación de 6 días hábiles; el cambio se produce el 1, 11 o 21 del mes.	
Desde 15 de marzo de 2005	RDL 5/2005 de 11 de marzo que modifica art. 47 RD 1434/2002	Consumo anual > 100 GWh	▪ Permanecer en el mercado libre un mínimo de 3 años a contar desde el 1 enero 2003. ▪ Solicitud con antelación mínima de 6 meses.	Con la entrada en vigor del RDL 5/2005 no pudieron volver al mercado regulado antes del 1 de enero 2006.
		Consumo anual <100 GWh y presión superior 4 bar	▪ Solicitud con antelación mínima de 6 meses.	Con la entrada en vigor del RDL 5/2005 no pudieron volver al mercado regulado antes del 15 de septiembre 2005 más los plazos del distribuidor.
Desde el 4 de agosto 2005	RD 942/2005 desde el 4 de agosto	Consumo anual > 100 GWh	▪ Permanecer en el mercado libre un mínimo de 3 años a contar desde el 4 de agosto 2005	Con la entrada en vigor del RD 942/2005 no pudieron volver al mercado regulado antes de agosto 2008 más los plazos del distribuidor.
		Consumo anual < 100 GWh; presión superior 4 bar	No introduce cambios	

Por tanto:

- Con la entrada en vigor del RD-I 5/2005 el 15 de marzo:

- Los clientes de los subgrupos tarifarios 2.5, 2.6 y del grupo 1 ya no pudieron retornar al suministro a tarifas integrales a lo largo de 2005.
- Los clientes de los subgrupos tarifarios 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4, como pronto podían retornar al mercado regulado a finales de septiembre de 2005 (6 meses más el periodo de validación de la petición por el distribuidor).
- Respecto a los volúmenes retornados del mercado libre al regulado en 2005:
 - Los volúmenes que hubiesen retornado antes del 27 de septiembre 2005 (fecha de la memoria de la Orden ITC/3321/2005) estarían incluidos en la mayor demanda del mercado regulado recogida en dicha Orden y se suministraron con gas spot.
 - Los volúmenes previstos que retornasen al suministro a tarifa para el 4º trimestre de 2005 correspondientes a los grupos 2.1 a 2.4, eran conocidos de antemano dado que tenían que solicitar el retorno al mercado regulado con 6 meses de antelación. La Memoria de la Orden ITC/3321/2005 cuantificó en 480 GWh dichos volúmenes para el 4º trimestre de 2005, se suministraron con gas spot y el coste adicional de dicho suministro se recuperó a través de un sobrecoste en el CMP desde octubre 2005 hasta 2007.
 - Con posterioridad a la publicación de la memoria de la Orden ITC/3321/2005 no pudo haber retorno adicional en 2005 de los grupos 2.1 a 2.4 porque el preaviso de 6 meses haría que el retorno se materializase en 2006.
 - Solamente de los grupos 3.1 a 3.4 podría haber habido algún retorno en el 4º trimestre no cuantificable a 27 de septiembre de 2005. Sin embargo los datos de clientes suministrados en el mercado liberalizado y regulado en 2005 muestran que no fue así (el número de clientes en el mercado libre fue creciente durante 2005 y el de clientes en el mercado regulado fue decreciente). En particular se pasó de 1,98 millones de clientes en el mercado libre en el tercer trimestre de 2005, a 2,08 millones de clientes en el cuarto trimestre de 2005. En el mercado regulado el número de clientes se redujo en, aproximadamente, 33.000 a lo largo del cuarto trimestre de 2005.

Cuadro 5. Clientes y ventas suministrados en el mercado liberalizado y regulado en 2005

	Mercado liberalizado		Mercado regulado	
	Consumo MWh	Clientes	Consumo MWh	Clientes
2005.1	9.130.879	1.508.386	17.916.461	4.248.594
2005.2	3.121.210	1.789.035	5.480.563	4.098.958
2005.3	1.779.098	1.978.536	2.433.027	3.989.550
2005.4	7.802.658	2.076.452	10.777.860	3.956.706
	21.833.845	2.076.452	36.607.910	3.956.706

Fuente: CNE. Boletín Informativo sobre la evolución del mercado del gas natural en la zona peninsular. Periodo analizado: cuarto trimestre año 2005.

En base a lo aquí expuesto se considera necesario matizar las afirmación que aparecen en el informe en relación al retorno al mercado a tarifa de grandes consumidores industriales en 2005.

f) Sobre el precio a aplicar a las flexibilidades anuales

De acuerdo con el informe de la DHI: "GNF expone que desde el inicio del contrato (1996) venía tomando cantidades adicionales a la cantidad contratada anual (ACQ) amparándose en una cláusula de flexibilidad del ... [CONFIDENCIAL], y SONATRACH nunca había solicitado precios superiores al contractual por esas cantidades hasta el año 2005".

Se considera responsabilidad de GNF conocer con precisión las condiciones económicas que aplican en sus contratos de aprovisionamiento de gas y aclarar con el suministrador qué precio puede aplicar a los suministros por encima de la ACQ quedando dichas condiciones de forma vinculante para las partes y no sujetas a interpretación. En todo caso, el suministro de los clientes en el mercado regulado no debiera verse afectado por aspectos del contrato de GNF con SONATRACH sujetos a interpretación por las partes.

g) Sobre las alegaciones de GNF

En las Alegaciones de GNF a la propuesta de RD por el que se revisa la retribución del gas natural vendido a los transportistas y destinado al mercado a tarifa en los ejercicios 2005 y 2008, en la página 17 se afirma (subrayado añadido):

"La tarifa era el precio máximo al que los comercializadores podrían suministrar a sus clientes en el mercado libre. En caso de suministrar a mayor precio, los clientes podían volver al regulado y en ese los tendría que suministrar GNF mediante el contrato de SAGANE I. Por este motivo el contrato SAGANE I estuvo permanentemente a disposición del suministro regulado".

Si según afirma GNF el contrato SAGANE I estuvo permanentemente a disposición del suministro regulado, no se entiende por qué la mayor demanda del mercado regulado en 2005 (aproximadamente 9 TWh) se atendió por parte de GNF con compras de gas spot y no recurriendo al contrato SAGANE I. Esta consideración tiene más relevancia con lo señalado en la página 5 de las Alegaciones de GNF se afirma (subrayado añadido):

"El año 2005 fue crítico, siendo la demanda regulada superior a la prevista. Incluso teniendo en cuenta la reclamación de SONATRACH, en ese momento, la opción de tomar más gas del contrato SAGANE I era la más económica para el sistema, dada la situación de los precios en los mercados internacionales".

Si la opción de SAGANE I era más económica que recurrir a los mercados spot, y si según GNF el contrato SAGANE I estuvo permanentemente a disposición del suministro regulado, se encuentra contradictorio que GNF aprovisionase la mayor demanda del mercado regulado en 2005 con 9,3 TWh de gas spot (generándose un sobrecoste superior a los 80 millones de euros).

1.2 Sobre la cuantificación propuesta por la DHI

En el informe de la DHI, página 6 y 65, se señala: "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".

Por una parte, hay que señalar que GNF reclama que el mercado regulado asuma la totalidad del incremento del precio establecido en el Laudo para 2005. Es decir, GNF no se pronuncia a favor de un periodo de cálculo respecto a otro, dado que reclama la cuantía en su totalidad y, por tanto, no es preciso calcular porcentajes en base a un periodo de cálculo propuesto.

Por otra parte, las flexibilidades anuales del contrato Sagane I no penalizan la estacionalidad del consumo (se entiende que para eso aplicarían los requisitos de consumo máximo/mínimo mensual o trimestral del contrato que, sin embargo, no generaron sobrecoste alguno). El sobrecoste por las flexibilidades anuales penaliza que el consumo en el conjunto del año sea superior a la cantidad anual contratada. Por tanto, la cuantificación se entiende que, en caso de proceder, debería realizarse en función de lo que contribuyó cada parte a que el consumo anual superara a la ACQ. En todo caso, esta Dirección considera que no procede compensación a GNF en 2005 por los motivos expuestos en la sección 1.1 de esta nota.

2. Sobre la cuantía del extracoste a reconocer, en su caso, a GAS NATURAL FENOSA desde el 1 de enero de 2007 al 30 de junio de 2008

GNF señala que en el periodo enero 2007-junio 2008 se establecen nuevos precios para el gas del contrato SAGANE I. 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. La propuesta de Real Decreto cuantifica dicha compensación en 113,9 M€ y el informe de la DHI en 118,9 M€.

La Figura 1 y 5 (página 5 y 64) del informe de la DHI ilustra con claridad como durante 2007 y el primer semestre de 2008 la CMP se situó:

- Por encima del precio medio de los aprovisionamientos de gas canalizado y GNL en España (los cuales incluyen tanto aprovisionamientos de largo plazo como spot).
- Por encima del precio del contrato Sagane I tras el incremento del precio de dicho contrato a resultas del Laudo.

Esta Dirección considera que, en caso que el MIET quiera revisar ex-post los costes de aprovisionamiento del mercado regulado, se deberían revisar dichos costes en su conjunto, y no sólo los de un contrato (SAGANE I), debiendo recoger dicho Real Decreto las modificaciones normativas necesarias.

En este sentido se ha pronunciado esta Comisión anteriormente. En particular, en el Informe 15/2005 sobre la propuesta de Orden por la que se modifica el coste de la materia prima publicado en la Orden ITC/104/2005, esta Comisión afirmaba lo siguiente:

“Del mismo modo al cálculo del déficit previsto en 2005, se considera que debería tenerse en cuenta desvíos en sentido contrario que pudieran haberse producido en años anteriores y que no han sido calculados ni, por tanto, trasladados a los clientes en el mercado regulado. En este sentido se considera necesario que la empresa que suministra a mercado regulado proporcione dichos desvíos y precios unitarios en años anteriores a enero de 2005, a fin de que sea tenido en cuenta en la valoración de dicho sobrecoste imputado a 2005. De otro modo podría considerarse que dicha fórmula supone un ajuste “a coste del servicio” del aprovisionamiento de gas en el mercado regulado, y únicamente al alza, lo que supone eliminar todo incentivo regulatorio a la adquisición del gas para clientes a tarifa”.

Como complemento a lo anterior, esta Dirección sugiere que, a la vista de la Figura 1 y 5, en el informe de la DHI se incluya alguna valoración o análisis sobre la suficiencia del CMP para cubrir los costes de aprovisionamiento del mercado regulado en el periodo enero 2007-junio 2008.

3. Sobre la cuantía del extracoste a reconocer, en su caso, a GAS NATURAL FENOSA para el periodo de julio 2008 en adelante

Esta Dirección comparte la valoración de la DHI de que no existen razones que justifiquen el establecimiento de una compensación a GNF en este periodo.

En las Alegaciones de GNF (página 14), se observa que de julio a septiembre 2008 se recuperaron extracostes por un importe de 1,4 M€. Esta Dirección considera que dicha cantidad debería minorarse de la compensación total cuantificada por la DHI.

4. Imputación del coste sobrevenido por dicho Laudo

La Propuesta de Real Decreto contiene la misma propuesta de articulado que la remitida el pasado 23 de noviembre de 2011 (incluida en el expediente 622/2011/msg). No obstante la publicación del Real Decreto-Ley 13/2012, ha modificado el marco competencial de este organismo, por lo que es necesario el análisis del proyecto de Real Decreto a la luz de las nuevas competencias otorgadas por dicha norma.

La Propuesta de Real Decreto, establece que los peajes y los cánones del sistema de gas natural llevarán un recargo para la financiación del coste sobrevenido como consecuencia del laudo dictado por la Corte Internacional de Arbitraje de París el día 9 de agosto de 2010, estableciendo, a continuación, el procedimiento de asignación de dichas cantidades entre todos los niveles de consumo del grupo 3 en el peaje de conducción.

Al respecto teniendo en cuenta el articulado de la propuesta de Real Decreto y el contenido de la memoria que la acompaña, dicho recargo se entiende que es un componente de coste a recuperar mediante los peajes y cánones.

En consecuencia, debe ser la CNE la que, en aplicación de lo establecido en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, determine el criterio de imputación de dicho componente de coste entre los consumidores, en la correspondiente Circular, con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación.

En este caso, la CNE no se encontraría constreñida por los criterios de asignación establecidos en la propuesta de Real Decreto, pudiendo, establecer criterios diferentes.

Por lo tanto, el criterio de imputación del coste sobrevenido por dicho Laudo establecido en la propuesta de Real Decreto, sólo será de aplicación, en tanto la CNE no establezca la correspondiente metodología, de acuerdo a lo establecido en la función decimonovena.iv.

5. Otros aspectos

En el resumen de la documentación confidencial del expediente (sección 4, página 21) no se ha incluido una referencia al documento 6 bis que incluye información respecto a la Memoria de la propuesta de Orden de tarifas de venta de 2007, así como una carta de 23 de octubre de 2007 del Director General de Gestión del Gas de GAS NATURAL en contestación al Director General de Política Energética y Minas del Ministerio respecto a la suficiencia de ingresos para el aprovisionamiento al mercado regulado.

En la página 15 y 16 del informe de la DHI se recoge el contenido del artículo 15 del RD-I 6/2000. El último párrafo que se cita de dicho artículo no tiene en cuenta la corrección de errores de dicho RD-I⁵. De acuerdo con la misma habría que eliminar la última frase del último párrafo.

Por las razones expuestas, mi voto es contrario al informe aprobado.

Madrid, a 17 de enero de 2013



Alberto Lafuente Fález

⁵ Corrección de errores del Real Decreto-ley.6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios. BOE, 28 de junio 2000. En la página 22446, segunda columna, artículo 15, el último párrafo debe quedar redactado de la forma siguiente: "A partir del 1 de enero del año 2004, el gas natural procedente de este contrato se aplicará preferentemente al suministro a tarifas".