

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE MODIFICA LA ORDEN ITC/1660/2009, DE 22 DE JUNIO, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

Expediente núm.: IPN/CNMC/034/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 18 de diciembre de 2018

En el ejercicio de las competencias que le atribuye el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la **SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la “Orden por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural”:

1. Antecedentes

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, introduce por primera vez la figura del suministrador de último recurso y define asimismo las tarifas de último recurso, habilitando al Ministerio de Industria, Energía y Turismo¹, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

¹ Ahora Ministerio para la Transición Ecológica

En cumplimiento de lo anterior, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio dictó la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, en cuyo capítulo III se establece el procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso. Este procedimiento de cálculo combinaba el precio resultante de una subasta con los precios de referencias internacionales, asimismo incluía los correspondientes peajes de acceso en cumplimiento de los principios establecidos en el citado artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

El procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso ha sido modificado en sucesivas ocasiones. En particular, mediante la Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, se procedió, por una parte, a actualizar las fórmulas publicadas para adecuarlas al incremento del número de subastas y, por otra parte, se introdujeron algunas modificaciones que afectan a las fórmulas de imputación de los peajes.

Posteriormente, la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas en su disposición final tercera modifica las definiciones de los términos BR_{60} y T_0 relativas a la cotización del crudo Brent y el tipo de interés Dólar/Euro empleados en el cálculo del precio del producto de gas de base.

Por su parte, la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas en su disposición final tercera modifica los términos β_{SI} y β_{SB} con objeto de incorporar la proporción de gas a subastar.

Por último, la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016 mediante su disposición final segunda introduce sendas modificaciones en los artículos 6 y 8 de la citada Orden ITC/1660/2009. En particular, la modificación introducida en el artículo 6 tiene por objeto incrementar la imputación del peaje correspondiente al almacenamiento subterráneo. Mientras que las modificaciones introducidas en el artículo 8 van encaminadas a i) modificar la ponderación del gas de base y el gas estacional, ii) eliminar la referencia a las subastas y iii) modificar la metodología de cálculo del gas estacional.

El 28 de noviembre de 2018 se recibió en la CNMC la propuesta de Orden por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece

la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural junto con la Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN) para que, de acuerdo a lo establecido en el artículo 5.2, en relación con el artículo 7 y en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, se emita informe con carácter urgente. Dichos documentos fueron remitidos para alegaciones a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos el mismo 28 de noviembre de 2018. En el Anexo I del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos (en adelante CCH).

2. Descripción de la propuesta de Orden

La propuesta de Orden consta de un artículo (que modifica la Orden ITC/1660/2009), una disposición derogatoria única y una disposición final única. En el artículo único se modifica el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio y establece una nueva fórmula para el coste de la materia prima en lo relativo al gas de base. En particular, se modifican únicamente los valores de los parámetros aplicados en la fórmula de cálculo manteniendo la estructura de la misma.

Orden ITC/1660/2009	Propuesta de Orden
$RB_n = \frac{0,710093 + 0,27711 * Brent_n}{E_n}$	$RB_n = \frac{0,666814 + 0,25324 * Brent_n}{E_n}$

De acuerdo con la MAIN que acompaña a la propuesta de Orden, el impacto de la modificación introducida en los valores de los parámetros de cálculo del gas de base hubiera supuesto durante 2018 una reducción promedio anual del coste del gas de base del 7,9% y del coste de la energía implícito en la TUR del 5,7%.

3. Comentarios a la propuesta de Orden

3.1. Sobre el procedimiento de urgencia

Esta Sala considera que el procedimiento de tramitación de urgencia debe emplearse por razones de probada excepcionalidad y no ser el procedimiento habitual empleado para la tramitación de los informes sobre las propuestas de órdenes relacionadas con precios regulados. Al respecto se indica que todas las modificaciones introducidas en la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso desde su introducción en julio de 2009 han sido informadas por procedimiento de urgencia. Estos plazos merman la capacidad de esta Comisión y de los agentes para informar adecuadamente la propuesta de Orden.

3.2. Sobre la información disponible

Esta Sala valora positivamente la información aportada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. A diferencia de ocasiones anteriores, la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden aporta información detallada sobre las fuentes de datos empleadas, los contrastes realizados y el procedimiento seguido para la actualización de los parámetros de la referencia de precio del gas de base.

No obstante, teniendo en cuenta que la propuesta de Orden se ha tramitado por procedimiento de urgencia y el volumen de archivos implicados en el proceso de actualización, hubiera sido deseable que se hubiera puesto a disposición de los agentes tanto la base de datos como las regresiones realizadas.

3.3. Sobre la oportunidad de la propuesta

La Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, establece en su capítulo III el procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso. En particular, en el 5 se establece que la tarifa de último recurso incorporará de forma aditiva, el coste de la materia prima, los peajes de acceso, el coste de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro, conforme a lo establecido en el artículo 93.4 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. El artículo 6 establece la metodología de imputación de peajes, el artículo 7 establece los costes de comercialización, el artículo 8 establece la metodología de determinación del coste de la materia prima, el artículo 9 la prima por riesgo de cantidad y el artículo 10 el procedimiento de actualización de la tarifa.

La propuesta de Orden actualiza una parte del procedimiento de determinación del coste de la materia prima, en concreto la relativa al gas de base, sin modificar el resto de componentes de la tarifa de último recurso, motivado porque desde su introducción este componente no ha sido revisado.

Al respecto se indica que los costes de comercialización establecidos en artículo 7 de la Orden ITC/1660/2009 no han sido modificados desde su introducción, a pesar de que se recomendaba su actualización en el Informe² elaborado por la CNMC en cumplimiento de los mandatos establecidos en el punto 3 de la Disposición adicional octava el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el

² Informe sobre el margen comercial que corresponde aplicar a la actividad de comercialización de referencia para realizar el suministro de energía a precio voluntario del pequeño consumidor en el sector eléctrico y a tarifa de último recurso en el sector de gas natural, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 19 de mayo de 2016, disponible en <https://www.cnmc.es/file/107197/download>

que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación y la Disposición adicional sexta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016.

De hecho, tal y como señalan varios agentes en su escrito de alegaciones, la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso debería tener en cuenta todos los costes introducidos desde el año 2009 como consecuencia de nuevas medidas regulatorias y que están siendo soportados por el CUR, como el coste de aportación al Fondo de Eficiencia Energética, introducido por la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y eficiencia. También solicitan que se incluyan el aumento de las obligaciones de mantenimiento de existencias invernales, introducidas por los planes invernales o los costes de las garantías de peajes.

Asimismo, cabe señalar que, conforme al Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá aprobar antes del 31 de mayo de 2019 la metodología de cálculo de los peajes de acceso a las infraestructuras transporte, que debe de ir acompañada por la metodología de cálculo del resto de peajes de acceso y necesariamente implicará la revisión de la metodología de imputación de peajes y cánones a la tarifa de último recurso.

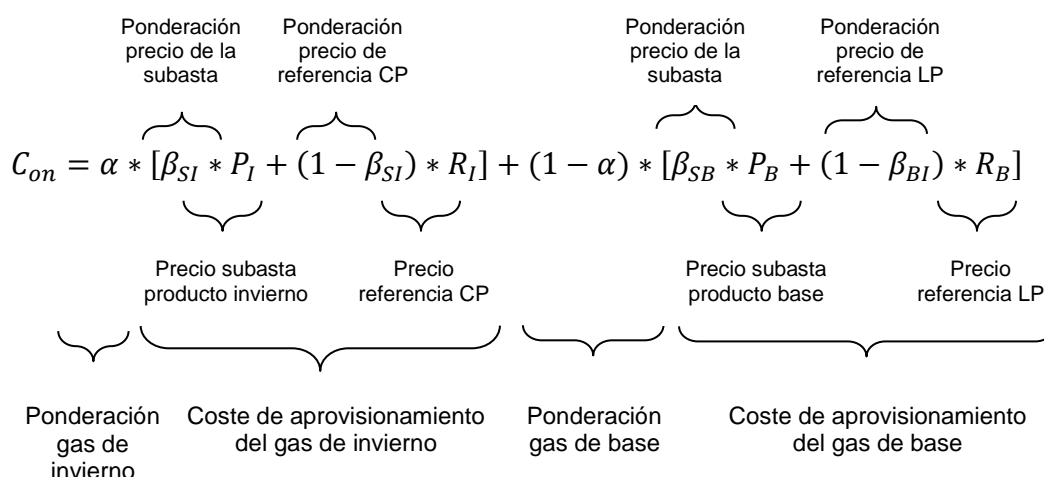
Por último, si bien el coste de aprovisionamiento ha sido modificado en sucesivas ocasiones, no se ha realizado una revisión en profundidad de la metodología de cálculo.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y el plazo transcurrido desde su establecimiento, cabría plantearse la oportunidad de realizar una revisión en profundidad de la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

3.4. Sobre la fórmula del gas de base

Teniendo en cuenta el perfil de la demanda acogida a tarifas de último recurso, inicialmente la Orden ITC/1660/2009 estableció el coste del gas a incorporar a las tarifas de último recurso como el resultado de la ponderación del coste de aprovisionamiento del gas de invierno (o gas de corto plazo) y del coste de aprovisionamiento del gas de base (o gas de largo plazo). A su vez, el coste del aprovisionamiento del gas de invierno, se componía a partir de ponderar el resultado el precio resultante de las subastas para el producto de gas de

invierno³ y el precio del gas en los mercados internacionales (Reino Unido – NBP y Estados Unidos – Henry Hub). Análogamente, el coste de aprovisionamiento del gas de base resultaba de ponderar el precio resultante de las subastas del producto base⁴ y el precio de gas resultante de una fórmula referenciada al petróleo Brent (que se supone basada en las fórmulas de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo de los comercializadores españoles). Esquemáticamente:

$$C_{on} = \alpha * [\beta_{SI} * P_I + (1 - \beta_{SI}) * R_I] + (1 - \alpha) * [\beta_{SB} * P_B + (1 - \beta_{BI}) * R_B]$$


The diagram illustrates the structure of the cost formula C_{on} . It is composed of two main parts: the cost of winter gas and the cost of base gas. The winter gas cost is a weighted average of the winter product auction price (P_I) and the winter reference price (R_I), with weights β_{SI} and $1 - \beta_{SI}$ respectively. The base gas cost is a weighted average of the base product auction price (P_B) and the base reference price (R_B), with weights β_{SB} and $1 - \beta_{BI}$ respectively. The overall cost C_{on} is a weighted average of these two costs, with weights α and $1 - \alpha$.

Como se ha comentado, el procedimiento para determinar el coste de aprovisionamiento del gas se ha modificado en sucesivas ocasiones. La más reciente, introducida en la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el 2016, orientada a modificar la ponderación del gas de base y el gas estacional, a eliminar la referencia a las subastas y modificar la metodología de cálculo del gas estacional. De tal forma que actualmente el coste de aprovisionamiento está referenciado a las cotizaciones de futuro del NBP en el caso del gas de invierno (RI) y al Brent en el caso del gas de base (RB).

$$C_{on} = \alpha * R_I + (1 - \alpha) * R_B$$

La modificación introducida en la propuesta de Orden, según recoge la Memoria que le acompaña, no debe entenderse como una revisión conceptual, ni como un cambio metodológico sino tan solo como una actualización de los parámetros en función de los nuevos datos disponibles.

³ Definido como cantidades preestablecidas de gas a entregar en determinados meses, con una determinada flexibilidad.

⁴ Definido como una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente, con una determinada flexibilidad.

Al respecto cabe realizar las siguientes consideraciones:

1º Esta Comisión ya indicó en su Informe 15/2009⁵ que no disponía de la información necesaria para evaluar la fórmula de referencia de precio de largo plazo de la Orden. No obstante, a efectos de verificar si esta relación de largo plazo del Brent semestral era razonable para predecir el precio de un suministro de largo plazo, se analizó la relación entre la evolución del precio del GNL en la frontera española, como *proxy* de un suministro de gas de largo plazo, y la del promedio semestral del Brent, concluyéndose que podría ser razonable si bien no se podía comprobar en detalle su validez.

2º Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la fórmula del gas de base se corresponde con la regresión lineal que resulta de considerar la media semestral del Brent correspondiente al semestre anterior y la media trimestral del trimestre vigente del coste de aprovisionamiento del gas natural, tomando como mejor referencia del gas natural el gas declarado en aduana publicado por la Agencia Tributaria. Esto es, se incluye el coste de aprovisionamiento de GN y de GNL.

Dado el escaso margen de tiempo disponible para analizar la propuesta de Orden, no se han podido actualizar los análisis realizados en su momento, a efectos de comprobar la validez de la nueva fórmula propuesta.

No obstante, se considera que debería haberse realizado un análisis más profundo sobre la relación existente entre ambas variables, analizando, entre otros aspectos, los residuos del modelo de previsión. En este sentido se sugiere que se siga, como modelo, el procedimiento de estimación considerado en el informe 15/2009.

3º El coste de aprovisionamiento del gas declarado en Aduanas incluye la totalidad del gas introducido en España, independientemente de la duración del contrato. En consecuencia, se podría estar duplicando en la fórmula la referencia del aprovisionamiento de corto plazo.

4º Como ya se indicó en *el Informe sobre la propuesta de Orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas 2016*⁶, se considera conveniente que en la fórmula de cálculo del coste de aprovisionamiento se incluyera alguna referencia al mercado de gas en España.

⁵ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1559729_7.pdf

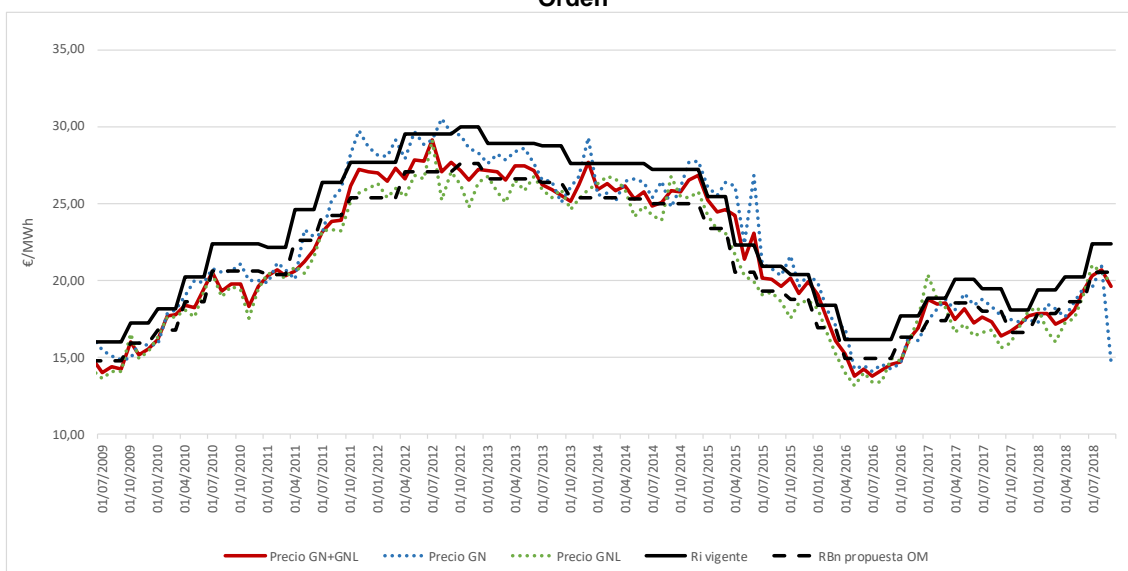
⁶ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1489857_7.pdf

La liquidez del mercado de gas en España, MIBGAS, ha ido aumentando notablemente desde su puesta en funcionamiento en diciembre de 2015. Así, el volumen negociado en MIBGAS supuso una cantidad de gas equivalente a un 2,0% de la demanda de gas del mercado nacional en el año 2016, un 3,8% en el año 2017 y un 7,5% de enero a noviembre de 2018 (11 meses). Por tanto, se considera que debería hacerse un análisis detallado para comenzar a incluir una referencia a precio MIBGAS en el cálculo del coste de la materia prima⁷ y en la prima por riesgo de cantidad.

3.5. Sobre el impacto sobre los comercializadores de referencia

En el gráfico inferior se comparan el coste de aprovisionamiento declarado en aduanas con el precio de referencia del gas de base resultante de considerar la fórmula vigente y la fórmula de la propuesta de Orden. Se observa que en el periodo analizado el promedio de los precios de referencia del gas de base según la fórmula de la Orden ITC/1660/2009 se encuentra un 7,5% por encima del promedio del coste del gas declarado en la aduana, mientras que el promedio de los precios de referencia del gas de base según la fórmula de la propuesta de Orden estaría un 1,1% por debajo del promedio del gas del gas declarado en la aduana.

Gráfico 1. Comparativa entre el coste de gas declarado en aduanas (GN y GNL), el precio de referencia del gas de base vigente y el precio de referencia del gas de base de la propuesta de Orden



Fuente: CNMC

⁷ Algunos comercializadores, como EDP Energía, Engie, Energya VM y Fenie Energía, han incluido en el escrito de alegaciones del Comité de Comercializadores de SEDIGAS un comentario particular sobre la posibilidad de vincular el precio de los consumidores de último recurso al precio del gas en el mercado peninsular, como un medio para fomentar la liquidez del mercado organizado de gas MIBGAS.

Adicionalmente, cabe señalar que el cambio introducido afectará inevitablemente a los comercializadores de último recurso, especialmente los más pequeños, que hayan firmado contratos de largo plazo o realizado operaciones de cobertura teniendo en cuenta la fórmula vigente.

En este sentido se debería analizar la posibilidad, de retrasar la entrada en vigor de la citada fórmula, al objeto que dichos agentes pudieran adaptar sus estrategias de abastecimiento a la nueva fórmula propuesta.

Las alegaciones de varios agentes a la propuesta de Orden que se informa, señalan que hay un alto riesgo de alterar gravemente el equilibrio de contratos ya firmados con periodos de entrega posteriores al 1 de enero de 2019, ya que los comercializadores de gas gestionan sus balances con mucha antelación respecto del periodo de entrega, por lo que el suministro para 2019, o incluso años posteriores, ya está cerrado.

4. Conclusiones

Esta Sala comparte la necesidad de realizar una actualización de cálculo del coste de aprovisionamiento del gas natural, habida cuenta del tiempo transcurrido desde su introducción.

No obstante, teniendo en cuenta que próximamente se van a definir las metodologías para el establecimiento de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras y de los cargos y la necesidad de actualizar el margen de comercialización incluido en la tarifa de último recurso y otros costes soportados por los comercializadores, se considera adecuada la revisión en profundidad de la metodología de cálculo de cada uno de los componentes de la tarifa de último recurso de gas natural.

Esta revisión debiera realizarse de forma que se facilite una amplia participación y se proporcione el tiempo y la información necesaria para el análisis por parte de todos los agentes.

**ANEXO I. ALEGACIONES DE CONSEJO CONSULTIVO
DE HIDROCARBUROS**

(CONFIDENCIAL)