



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN
POR LA QUE SE ESTABLECE LA
METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA
RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LAS
INSTALACIONES CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO
ESPECÍFICO.**

7 de mayo de 2015

IPN/DE/004/15

www.cnmc.es

Índice

1. Objeto y Antecedentes.	4
2. Contenido de la Propuesta.	5
3. Valoración general de la Propuesta.	6
4. Consideraciones generales.	7
4.1 Sobre la insuficiente definición de los parámetros A_n, B_n y C_n de cada instalación tipo.	7
4.2 Sobre la periodicidad para la actualización de los valores de la R_0	8
5. Consideraciones sobre el articulado.	9
5.1 Sobre el artículo 3. Instalaciones que utilicen como combustible gas natural.	9
5.2 Sobre el artículo 4. Instalaciones que utilicen como combustible hidrocarburos líquidos distintos del gas natural.	11
5.3 Sobre el artículo 5. Instalaciones que utilicen como combustible biomasa.	12
ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas.	14

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO.

IPN/DE/004/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep María Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 7 de mayo de 2015

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe sobre la «Propuesta de Orden por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico» (en adelante, la Propuesta).

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (en adelante MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 17 de marzo de 2015, por el que se solicita la emisión de informe preceptivo, así como dar trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. La Propuesta, acompañada de su correspondiente Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN), fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el 18 de marzo, concediendo un plazo de 20 días hábiles para recibir alegaciones. El Anexo I a este informe contiene el listado y la síntesis del contenido de las alegaciones recibidas.

El informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) y en la Disposición transitoria décima, de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. Objeto y Antecedentes.

Esta Propuesta tiene por objeto el establecimiento de la metodología de actualización de la retribución a la operación para el año 'n' (en adelante Ro_n) de aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, esto es, grupos a.1¹, b.6² y b.8³ recogidos en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio⁴, que perciban Ro así como las instalaciones acogidas a la Disposición transitoria primera del antedicho real decreto, que anteriormente se encontraban acogidas a la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo⁵.

El Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio⁶, dispone las bases de un nuevo régimen jurídico y retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, y habilita al Gobierno para aprobar el desarrollo normativo de dicho régimen. Las características de este nuevo marco normativo se especifican en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y se desarrollan en el antedicho Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio⁷ y en la Orden IET/1168/2014, de 3 de julio⁸.

En relación con el régimen retributivo, y en particular con la retribución de los costes de operación y mantenimiento, el artículo 14.4.3º de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, contempla un régimen de revisión al menos anual de los valores de Ro *«para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible»*.

¹ Grupo a.1: Instalaciones que incluyan una central de cogeneración que utilicen como combustible el gas natural o derivados del petróleo o carbón.

² Grupo b.6: Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes.

³ Grupo b.8: Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola o forestal.

⁴ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

⁵ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

⁶ Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

⁷ Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

⁸ Orden IET/1168/2014, de 3 de julio, por la que se determina la fecha de inscripción automática de determinadas instalaciones en el registro de régimen retributivo específico previsto en el Título V del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Dicha previsión se recoge en el artículo 20.3 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, en el que además se dispone que la metodología para dicha actualización se establecerá reglamentariamente. Asimismo, se añade que como consecuencia de esta revisión de periodicidad al menos anual, no se podrán eliminar ni incorporar nuevos tipos de instalaciones a los que resulte de aplicación la Ro.

La Propuesta que ahora se informa procede al establecimiento de la antedicha metodología.

2. Contenido de la Propuesta.

La Propuesta consta de preámbulo, 5 artículos, distribuidos en dos capítulos, 3 disposiciones finales y un Anexo⁹.

El **capítulo I** se destina a determinar el objeto y ámbito de aplicación de la norma, que engloba aquellas instalaciones cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible y que perciban retribución a la operación, esto es, instalaciones de los grupos a.1, b.6 y b.8, así como las acogidas a la Disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y a la parte correspondiente a los grupos anteriores de las instalaciones híbridas.

El **capítulo II** establece la metodología de actualización de la Ro_n de las instalaciones que utilicen como combustible el gas natural, los hidrocarburos líquidos distintos del gas natural y la biomasa.

En síntesis, los aspectos más relevantes del procedimiento de cálculo de la retribución a la operación son:

- El valor de la Ro_n se obtiene a partir del valor de la retribución a la operación del año 'n-1' y de la variación entre el año 'n' y el año 'n-1' del precio estimado del combustible. La forma en que la variación del precio del combustible afecta a cada instalación tipo depende, entre otras variables, de la relación que representan los costes de combustible respecto al total de costes variables.
- Para la primera actualización, el año 'n-1' se corresponde con el año 2014.
- Las consideraciones fundamentales aplicadas en la actualización de la Ro para los distintos colectivos son:

⁹ A lo largo del texto de la Propuesta se hace referencia a diversos Anexos —1, 2, 3 y 4— que si bien no aparecen como tales en la versión que se ha remitido a esta CNMC para informe, se entiende corresponderían a los apartados 1 a 4 del Anexo único efectivamente incluido.

- Instalaciones del grupo a.1 que utilicen como combustible principal gas natural, gasóleo o fuelóleo y las acogidas a la Disposición transitoria primera del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que anteriormente se encontraban acogidas a la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007: Se han considerado como referencias las cotizaciones del National Balancing Point (NBP; Reino Unido), el Henry Hub (HH; Estados Unidos) y las del barril de crudo Brent.
- Instalaciones que utilizan biomasa como combustible: Se ha considerado el índice de variación establecido en los anexos III y VI de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, dado que no existe un mercado organizado de este combustible.
- La formulación recoge además tres parámetros A_n , B_n y C_n que son parámetros propios de cada instalación tipo y que variarán cada año. El Anexo fija el valor de los mismos para los años del primer semiperiodo regulatorio (2015 y 2016), así como el valor de la R_o aplicable a 2015, de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de la Propuesta.

La Propuesta contiene otras 3 disposiciones finales sobre el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma, la aplicación y la fecha entrada en vigor. Respecto a la fecha de entrada en vigor, indica que será el día 1 del mes siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial del Estado. Asimismo, especifica que los valores de la R_o previstos en la misma serán de aplicación a la energía producida a partir del primer día del mes siguiente al de su publicación. Hasta dicha fecha, el valor de la R_o de los antedichos colectivos de instalaciones será el establecido para el año 2014 en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio y —una vez sea publicada— en la Orden por la que se aprueban las instalaciones tipo y sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, informado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC con fecha 16 de abril de 2015.

3. Valoración general de la Propuesta.

Ni en la Propuesta, ni en la MAIN que la acompaña, se explica el significado de los tres nuevos parámetros A_n , B_n y C_n , que resultan básicos en la definición de la metodología que es objeto de la misma. Por ello, y a tenor de la mayor parte de las alegaciones recibidas, se recomienda definir suficientemente estos conceptos para dotar de mayor claridad a la metodología, de tal forma que permita que cada una de las instalaciones incluidas en su ámbito de aplicación pueda realizar sus propias estimaciones de los valores que considere podrían serle de aplicación a largo plazo y no sólo a dos años.

Existen además otros aspectos mejorables sobre los que se incide a lo largo de las consideraciones expuestas a continuación:

4. Consideraciones generales.

4.1 Sobre la insuficiente definición de los parámetros A_n , B_n y C_n de cada instalación tipo.

La metodología de actualización de la Ro_n prevista en la Propuesta se basa en sumar al valor de la retribución a la operación del año anterior (Ro_{n-1}), afectada por un coeficiente (denominado B_n), la variación estimada del precio del combustible en el año 'n' respecto al año anterior 'n-1' afectada por otro coeficiente (denominado A_n), para luego sumar o restar una tercera cantidad (denominada C_n). Estos tres parámetros incluidos en la formulación — A_n , B_n y C_n — son propios de cada instalación tipo, y varían además cada año. El Anexo a la Propuesta proporciona sus valores para 2015 y 2016, pero no para el trienio correspondiente al segundo semiperíodo regulatorio (2017 a 2019).

Como se ha dicho, A_n y B_n son aplicados al incremento del precio del combustible y al Ro del año anterior, respectivamente, luego aunque la propuesta no indique las unidades en que estos parámetros se expresan, B_n ha de ser adimensional. B_n es, en todos los casos, muy próximo a (y a menudo coincidente con) la unidad¹⁰. A_n varía con mayor amplitud, ya que multiplica a la variación estimada del precio del combustible¹¹, para luego sumarse al término $B_n * Ro_{n-1}$, aunque en valores próximos para instalaciones tipo *adyacentes* (por ejemplo, para aquellas que comparten características técnicas y se corresponden con años de puesta en servicio correlativos). Los valores, para una misma instalación tipo, de A_n en 2015 y 2016, y de B_n en 2015 y 2016, son próximos entre sí, pero con carácter general no coincidentes.

En cambio el parámetro C_n no es un coeficiente, sino que se suma a los anteriores términos, luego ha de tener unidades de Ro [€/MWh_E]. C_n adopta siempre valores negativos para el año 2015 —desde -0,7 hasta -0,99— y positivos en 2016 —desde 0,1 a 0,5—. Parece una corrección o desplazamiento lineal que se resta o suma al valor de partida (la suma de Ro_{n-1} más la variación estimada del precio, afectados por sus antedichos coeficientes). En el caso de las instalaciones de biomasa, se observa que únicamente adopta dos posibles valores en 2015 (o bien -0,916, o bien -0,980) y otros dos en 2016 (o bien 0,113, o bien 0,070, respectivamente). En las instalaciones que queman hidrocarburos no se aprecian valores discretos

¹⁰ Según figura en el Anexo a la Propuesta, el valor del parámetro B_n establecido para todas las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de la norma para los años 2015 y 2016 es muy aproximadamente 1,000, con apenas variaciones en el *tercer* decimal.

¹¹ A_n sería también adimensional, pero en el caso de las instalaciones que queman hidrocarburos (las que no utilizan como combustible biomasa) se aplica a variaciones de precios referidas a unidades de energía *térmica*, ya sea tomadas respecto a su poder calorífico superior o inferior (PCS o PCI, respectivamente). De modo que se trataría de una suerte de consumo específico o relación inversa al rendimiento estimado para cada instalación tipo, que es función de los MWh_T (energía térmica) que se consideran necesarios para obtener cada MWh_E (energía eléctrica).

comparables, pero casi siempre se cumple que la diferencia entre el valor (positivo) de 2016 menos el valor (negativo) de 2015 se aproxima a la unidad.

Teniendo en cuenta que los antedichos parámetros constituyen una pieza clave de esta nueva metodología de actualización, resulta decepcionante que tanto la Propuesta como la MAIN que la acompaña obvien toda explicación respecto a su definición o significado físico, refiriéndose sólo muy vagamente a los mismos. En particular, se limitan a especificar lo siguiente:

En la Propuesta:

« A_n , B_n y C_n : parámetros propios de cada instalación tipo para el año 'n' que se recogen en los anexos 1 y 2 [léase 'el anexo'] de esta orden. [...].»

En la MAIN:

«La formulación incluye tres parámetros A_n , B_n y C_n : propios de cada instalación tipo. Estos parámetros varían para cada año. En el anexo I se recogen los valores de dichos parámetros para los años del primer semiperíodo regulatorio (2015 y 2016). [...].»

Esta Comisión entiende que esta definición no explica su significado, no justifica cómo se han obtenido ni por qué deben aplicarse. Por todo ello, y a tenor de la mayor parte de las alegaciones recibidas, se recomienda definir suficientemente estos conceptos con objeto de alcanzar una mayor claridad de la metodología que permita que cada instalación afectada pueda reproducir sus valores a largo plazo. Del modo expuesto, lejos de simplificarse esta parte crucial de la Propuesta, más bien la complica, y la metodología resulta ser predecible solamente a dos años vista, e incomprensible desde el primer momento.

4.2 Sobre la periodicidad para la actualización de los valores de la Ro

El apartado 3 del artículo 20 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio establece que *«Al menos anualmente se revisará, de acuerdo con la metodología que reglamentariamente se establezca, la retribución a la operación para aquellas instalaciones tipo a las que resulte de aplicación y cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible».*

Este artículo establece, por tanto, una periodicidad *al menos anual* para proceder a la actualización de la Ro de estas plantas —antes era trimestral— siendo también admisibles periodicidades más cortas para el procedimiento de revisión de este parámetro. En consecuencia, en la actualidad, no hay una periodicidad fija para llevar a cabo este ajuste.

La Propuesta establece, con base en la nueva metodología de actualización, los valores de Ro para lo que resta del año 2015 y la fecha a partir de la cual sería de aplicación dicha actualización: el día 1 del mes siguiente al de su

publicación en el Boletín Oficial del Estado. Sin embargo, y aun cuando se proporcionan en el Anexo los parámetros A_n , B_n y C_n aplicables en 2016, no queda del todo claro si serían de aplicación hasta el 31 de diciembre de dicho ejercicio. En definitiva, continúa sin especificarse cuál sería la periodicidad exacta de las sucesivas actualizaciones o bien qué suceso (por ejemplo, una súbita variación en las cotizaciones internacionales de los hidrocarburos) podría desencadenar una revisión antes de transcurrido un año desde la anterior. La formulación empleada, con parámetros que varían anualmente, subíndices que relacionan los valores del año 'n' con los del año 'n-1' y repetidas referencias a los valores del mes de diciembre sugieren por otra parte una periodicidad *exactamente* anual y actualizable además por años naturales.

A este respecto, y dada la elevada volatilidad del precio de los combustibles fósiles —debida, entre otros, a factores geopolíticos, avances tecnológicos, de evolución de la demanda en función del crecimiento económico global y de diversos y muy complejos factores del mercado—, se hace notar que mejoraría significativamente la predictibilidad, transparencia y eficacia regulatoria de la nueva metodología si la revisión de estos valores se efectuase con una periodicidad en todo caso fija y, preferentemente, inferior a la anual, máxima legalmente prevista.

5. Consideraciones sobre el articulado.

5.1 Sobre el artículo 3. Instalaciones que utilicen como combustible gas natural.

Este artículo presenta la fórmula de actualización de la Ro_n para instalaciones que utilizan gas natural como combustible principal. Dejando aparte los parámetros A_n , B_n y C_n , de origen desconocido, en la fórmula del Ro_n hay un corchete en el que se incluye la estimación del coste del gas en frontera (CF_n) y la estimación de los peajes.

Coste del gas en frontera

- Para la estimación del coste del gas en frontera para 2014 (CF_{2014}) la fórmula toma como punto de partida el valor de 2,577 c€/kWh, calculado como el promedio de los doce últimos valores mensuales del "precio GN+GNL" incluido en el "índice de coste de aprovisionamiento de gas natural en España" publicado en el último Informe de Supervisión del Mercado Mayorista de Gas Natural de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia disponible a 31 de diciembre de 2014.

Dado que ya se dispone de los valores mensuales para todo el 2014, debería usarse el promedio de los valores mensuales del "precio GN+GNL" para el periodo de enero de 2014 a diciembre de 2014, y que tiene un valor de 2,5801 c€/kWh.

- La estimación del coste del gas en frontera para el año 2015 (CF_{2015}) se calcula con base en variaciones de cotizaciones de los mercados de futuros en el NYMEX (Henry Hub, HH) y en el IPE (National Balancing Point, NBP)¹² para los aprovisionamientos de GNL, y a partir de futuros del barril de Brent para los aprovisionamientos de gas natural por gasoducto.

Sobre este aspecto, cabe señalar que la mayoría de los contratos de aprovisionamiento españoles, tanto por gasoducto como mediante GNL, están ligados a las cotizaciones del Brent, no al Henry Hub ni al NBP. Por tanto, aun cuando se pretenda construir un índice con una cesta de productos, no parece necesario ni conveniente (máxime cuando parte esencial de la parametrización prevista sólo alcanza hasta 2016) modificar la composición de la cesta en función del tipo de aprovisionamiento. Se podría en todo caso reemplazar la β_n (que representa el tanto por uno de aprovisionamientos al mercado español cubiertos por GNL) por un coeficiente fijo, y reducir el peso de las cotizaciones del gas en el HH y NBP, aumentando el peso del Brent al menos hasta un 70-80%.

Por otra parte, la fórmula actualiza los precios para 2015 considerando los futuros del Brent para el año 2015 disponibles en diciembre de 2014. Sin embargo, la mayoría de los contratos de aprovisionamiento incorporan fórmulas que facturan el precio del gas a partir del promedio de las cotizaciones del Brent en los 6 meses precedentes (es decir, con carácter general, la variación de precios del segundo semestre de 2015 afectará a los contratos de aprovisionamiento de gas en el primer semestre de 2016). Por ello, sería preferible, de considerarse revisiones de periodicidad semestral (como podría ser *de facto* el caso para este ejercicio 2015), actualizar la fórmula para el segundo semestre del año 'n' en función de la media de las cotizaciones del Brent de julio a diciembre del año 'n-1', y de los futuros de enero a junio del año 'n'.

Es más, alternativamente, se podría actualizar el valor de manera *trimestral*, utilizando únicamente el valor de RB_n definido en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009 (análogo al RL_n de periodicidad anual de la Propuesta), lo que evitaría el empleo de cotizaciones de futuros y simplificaría notablemente la metodología y la gestión de los aprovisionamientos por parte de las instalaciones de generación a las que es de aplicación la Propuesta.

¹² NYMEX e IPE son las siglas del New York Mercantile Exchange y el Intercontinental Exchange, mercados con sede en Nueva York y Londres, respectivamente.

RB_n: precio de referencia, expresado en cts€/kWh, para el aprovisionamiento de gas de base que se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$RB_n = \frac{(0,710093 + 0,027711 \times \text{Brent}_n)}{E_n}$$

Brent_n: media semestral expresada en \$/barril de las cotizaciones del crudo Brent en el semestre anterior al trimestre de referencia "n". Para su cálculo se utilizarán las medias mensuales expresadas en \$/Bbl y publicadas en el "Platts Oilgram Price Report" o en el "Platts nPLCrude". En ausencia de valores mensuales publicados, se tomará la media diaria de las cotizaciones baja y alta del "Brent Dated" publicada diariamente en el "Platts POM" o "nPLCRUDE". Para el último mes se tomarán las cotizaciones correspondientes a los días 1 a 20 inclusive.

E_n: cambio medio \$/€ en el trimestre anterior al del mes de cálculo, calculado a partir de las cotizaciones diarias Dólar/Euro publicadas por el Banco de España o el Banco Central Europeo. Para el último mes del período se considerarán exclusivamente las cotizaciones del día 1 al 20 inclusive.

Coste de peajes

La estimación del coste de los peajes se calcula de acuerdo a una fórmula sumamente complicada que emplea varias constantes que son aplicadas a los términos fijos y cuyo significado no explica la MAIN. En particular, los términos fijos del peaje de regasificación, de reserva de capacidad y de conducción, son divididos por 241, 961 y 248, respectivamente.

La MAIN debería al menos aclarar las hipótesis sobre el grado de utilización que se han considerado para el cálculo de cada uno de los peajes que componen la fórmula de los términos PA_n.

5.2 Sobre el artículo 4. Instalaciones que utilicen como combustible hidrocarburos líquidos distintos del gas natural.

Este artículo establece la metodología de actualización de la Ro_n para instalaciones que utilicen como combustible principal hidrocarburos líquidos distintos del gas natural de acuerdo con la expresión que figura en la Propuesta.

El primer término de la ecuación caracteriza la variación del precio internacional del combustible (fuel y gasóleo) entre el año 'n' y el año 'n-1'. De acuerdo con el antedicho término, dicho precio se actualizará cada año teniendo en cuenta exclusivamente la evolución del futuro del crudo Brent, de referencia en el mercado europeo¹³.

Es ampliamente conocida la volatilidad del precio del petróleo debida a factores tales como la evolución del tipo de cambio del dólar estadounidense —moneda en que se cotiza en los mercados internacionales— respecto a otras divisas, la variación de los niveles de inventarios, los acontecimientos geopolíticos en las zonas productoras, así como factores estructurales del mercado, como la

Las consideraciones que siguen se harían extensivas al apartado precedente relativo a las instalaciones que utilizan como combustible gas natural, en la medida en que como se ha visto los precios del gas natural están todavía en gran parte indexados a los precios del crudo, en particular (en el caso de España) al Brent.

evolución de la demanda existente y la capacidad de respuesta de la oferta para satisfacerla. Esta volatilidad necesariamente origina una diferencia entre el valor real del crudo Brent negociado en el mercado físico spot y su precio en el mercado financiero de futuros. En este contexto, lo idóneo sería indexar el precio del combustible a cotizaciones futuras de productos finales (fuelóleo o gasóleo) y no de su materia prima (crudo Brent). Sin embargo, a falta de cotizaciones futuras sustitutivas¹⁴, se considera adecuado emplear como referencia el futuro del Brent si bien se debe tener en cuenta que en el medio plazo la fórmula habrá de ser revisada para tratar de compensar las desviaciones que se vayan acumulando en el tiempo al aplicar sobre precios actuales de productos finales variaciones del futuro del Brent.

Por otra parte, y en lo que se refiere al cálculo los precios internacionales del fueloil y del gasoil para el año 2014, se efectúan las siguientes observaciones:

- No se han logrado reproducir fielmente dichos valores¹⁵; las cifras más aproximadas que se han obtenido han sido calculadas con el rango de cotizaciones altas (*high*), si bien se señala que la Propuesta no especifica nada a este respecto.
- Los precios internacionales de fuelóleo y gasóleo para el año 2014 se obtienen a partir de la media ponderada de los dos mercados de referencia en Europa, consistente en una combinación de 55% mercado MED¹⁶ (zona mediterránea) y 45% mercado NWE¹⁷ (North West Europe, zona noroeste). A este respecto, se hace notar que si bien estas dos referencias son las utilizadas habitualmente por esta Comisión como representativas del consumo promedio en España, los factores de ponderación empleados son 70% MED y 30% NWE; la Propuesta sobrepondera por lo tanto la referencia noroeste (de precios más bajos) respecto a esta última relación.
- El tipo de cambio medio de 2014 publicado por el BCE es 1,3285 \$/€ en lugar de 1,3282 \$/€ como figura en la Propuesta. Se sugiere, por tanto, la sustitución de este valor.

5.3 Sobre el artículo 5. Instalaciones que utilicen como combustible biomasa.

Este artículo establece la metodología de actualización de la Ro_n para las instalaciones que utilicen como combustible biomasa de acuerdo con la expresión que figura en la Propuesta.

¹⁴ En el ICE solo cotiza un gasóleo, cuya especificación podría coincidir (o no) con el consumido por, en el mejor de los casos, una parte de las instalaciones tipo incluidas en el ámbito de aplicación de la Propuesta.

¹⁵ 420,63 €/t para el fuelóleo y 623.92 €/t para el gasóleo.

¹⁶ Centro teórico en Génova-Lavera.

¹⁷ Centro teórico en Amsterdam-Róterdam-Amberes.

El primer término de la ecuación caracteriza la variación del precio de la biomasa entre el año n y el año $n-1$. De acuerdo con el antedicho término, dicho precio se actualizará teniendo en cuenta el valor publicado como coste de combustible para el año anterior¹⁸, dividido por el siguiente poder calorífico: i) Para combustibles del grupo b.6: PCI= 3,49 MWh/t y ii) Para combustibles del grupo b.8: PCI= 3,63 MWh/t.

A este respecto, cabe indicar que si bien la MAIN que acompañaba a la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, justificaba el empleo de los antedichos valores de poder calorífico para los grupos b.6 y b.8¹⁹, la Propuesta y su MAIN novan más allá de la mera remisión a la misma. Comoquiera que los únicos otros elementos de la formulación son los ya discutidos parámetros A_n , B_n y C_n , cuya forma de cálculo no es conocida, no resulta posible evaluar en la Propuesta ningún elemento nuevo respecto a los ya introducidos por la antedicha Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

¹⁸ El coste de combustible para el año 2014 fue publicado en el Anexo VIII de la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio; en la primera actualización se aplica una variación del 1%, conforme a los previsto en los Anexos III y VI de la citada Orden.

¹⁹ «Dada la heterogeneidad de los tipos y orígenes de la biomasa, y teniendo en cuenta que no hay un mercado desarrollado ni un índice de referencia global para el precio adecuado a estas instalaciones, se han utilizado los valores de los distintos estudios realizados por el IDAE y la experiencia en proyectos concretos para desarrollar una evolución de los costes de biomasa, referenciados a un poder calorífico inferior igual entre 3,49 y 3,63 kWh/kg. Entre ellos se ha empleado la “Evaluación del potencial de Energía de la Biomasa: Estudio técnico PER: 2011-2020”. »

ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas.

En este Anexo no se reflejan las recomendaciones o valoraciones de la CNMC, sino las opiniones recabadas a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

El 18 de marzo de 2015 la Propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. A la fecha de redacción de este informe se han recibido alegaciones de:

Listado de alegaciones

1. Acciona.
2. Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN).
3. Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición (AECOSAN).
4. Aspapel
5. CERANOR
6. Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN).
7. EDP.
8. Endesa.
9. Generalitat de Catalunya.
10. Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios (HISPACOOOP).
11. Asociación Española de fabricantes de Ladrillos y Tejas (HISPALYT).
12. Iberdrola.
13. Junta de Andalucía.
14. Comunidad de Madrid
15. Greenpeace.
16. REE como transportista.
17. Repsol Petróleo y Repsol Química.
18. Unesa (GN-Fenosa).
19. Xunta de Galicia.

A continuación se facilita una síntesis temática del contenido de los comentarios recibidos a la fecha de redacción de este informe. Esta síntesis no es exhaustiva y está necesariamente sometida a un cierto grado de subjetividad tanto en la elección de los temas considerados más relevantes, como en la agrupación de los mismos, pasando por la selección de aquellas contribuciones que se han considerado más relevantes o diferenciales por los aspectos tratados.

Con carácter general, uno de los escritos recibidos indica que la aplicación de la metodología de actualización propuesta supondría un nuevo decremento de la retribución —entre un -0,39% y el -1,1% para las instalaciones que utilicen biomasa y entre el -14,1 % y el -4,5% para las cogeneraciones— respecto a la Ro para el año 2014, lo cual supondría graves perjuicios para las plantas que ya se encontraban en una difícil situación de rentabilidad. Por todo ello, solicita que se replantee la metodología de actualización —con base en las experiencias que existen en otras normas como el Real decreto 661/2007, de 25 de mayo—, con objeto de evitar posibles recortes injustificados en la retribución. A este respecto, algunos comentarios proponen una nueva formulación para el cálculo de la Ro.

Por último, otra de las alegaciones echa en falta la participación de la CNMC en la fase previa de elaboración de la Propuesta en su condición de autoridad reguladora nacional independiente. Dicha competencia le vendría atribuida por las funciones de garantía de la transparencia y competencia en el sector eléctrico, que le atribuye la ley de creación del organismo regulador.

Sobre la determinación de los parámetros A_n , B_n y C_n

La mayor parte de los agentes critican la falta de una metodología de cálculo para la determinación de los parámetros A_n , B_n y C_n , más aún teniendo en cuenta que éstos constituyen el núcleo sobre el que opera la actualización propuesta y varían anualmente.

Señalan que la ausencia de la debida información metodológica: i) imposibilita el derecho a un trámite de audiencia efectivo, pues no se pueden aprobar o contradecir los valores fijados para la Ro_n , ni valorar si se ajustan o no a la realidad económica de los proyectos efectivamente ejecutados y ii) incumple el principio de transparencia en relación al procedimiento de desarrollo y entrada en vigor de la Propuesta.

Por ello, solicitan que se especifique la metodología y conceptos que sustentan los cálculos de los parámetros A_n , B_n y C_n de cada instalación con objeto de poder reproducir sus valores a largo plazo y estimar, en consecuencia, las repercusiones económicas que conllevarían para las instalaciones afectadas.

En lo que se refiere al parámetro A_n , algunas de las alegaciones indican que este parámetro parece aproximarse al valor inverso del rendimiento eléctrico equivalente (REE) mínimo definido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, exigible a la instalación tipo, si bien la Propuesta no lo explicita.

Los valores de REE utilizados para el cálculo de la Ro en 2014 definidos en la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, se referían a un rendimiento medio y no a un valor mínimo. En consecuencia, la aplicación de un REE diferente implicaría según estas alegaciones el incumplimiento del principio de objetividad y el de transparencia por no especificarlo.

Para garantizar la coherencia en el criterio utilizado en el cálculo de la actualización de combustible sobre la Ro, se plantean dos posibles opciones:

- Adaptar el parámetro A_n al valor de REE considerado en el cálculo retributivo de la Orden IET/1045/2014.
- Corregir los parámetros de Ro de 2014 publicados en la Orden IET/1045/2014 conforme a los mínimos exigidos legalmente de REE y ahorro de energía primaria (PES) que califican a la cogeneración como de alta eficiencia.

En relación con el parámetro C_n , varios de los escritos recibidos sugieren que el mismo incorpore la variación del precio de los derechos de emisión de CO_2 y del impuesto especial de hidrocarburos. Si bien el coste del CO_2 no es estrictamente parte del coste de combustible, tiene un impacto directo en los costes de explotación de la cogeneración, y es un concepto que, de nuevo, puede estar sujeto a una volatilidad relevante que haría recomendable considerar su inclusión en la metodología de actualización periódica del término retributivo a la operación.

Sobre la actualización del precio del gas natural: índices de referencia, peso de los mismos y cotizaciones de futuros (artículo 3)

En relación con los índices de referencia, gran parte de los agentes indican que la mayor parte de las fórmulas de contratación del suministro de gas natural de las instalaciones de cogeneración están indexadas a la evolución del Brent o de productos (Gas Oil, Fuel Oil) y no a las cotizaciones en el NBP y HH. En consecuencia, estos agentes entienden que la estructura propuesta no es representativa de la realidad de los suministros de gas de estas plantas en España.

Reclaman que los índices de referencia del precio de mercado de los combustibles que se seleccionen sean representativos de las fórmulas de precios ofertadas por los comercializadores y tengan un peso adecuado en la metodología que se proponga.

De forma adicional, una alegación propone sustituir la referencia al índice de precio HH por el índice TTF (Title Transfer Facility), argumentando que éste es más representativo de los precios del mercado europeo de gas natural y, por ende, del precio en el mercado español. A este respecto, y sustentándose en este mismo argumento, otros miembros del Consejo Consultivo de Electricidad sugieren que se utilicen únicamente las cotizaciones del mercado NBP y, en el supuesto de utilizar el índice HH, se incluya el coste de licuefacción y el de transporte del GNL en Europa. Otros comentarios solicitan se tengan en cuenta los precios y las referencias que resulten del funcionamiento del mercado organizado de gas natural una vez entre en funcionamiento.

En cuanto a qué metodología de actualización se defina sobre la base de cotizaciones a futuro de los índices de referencia NBP y HH y tipos de cambio, buena parte de los comentarios inciden en la alta volatilidad a la que están sometidos los precios reales de los combustibles respecto a los futuros, advirtiendo de los graves riesgos que conllevaría mantener esta situación para las instalaciones afectadas. Añaden que esto es especialmente relevante cuando además estos costes tienen un peso muy significativo en el término de retribución

a la operación de las plantas. A este respecto, un agente sugiere que se modifiquen las referencias de indexación a costes históricos.

Algunos agentes hacen extensivo el antedicho comentario a la metodología de actualización del Ro de instalaciones que utilicen como combustible hidrocarburos líquidos distintos del gas natural.

Las actualizaciones de los costes de combustible que no se encuentren asociadas de tal forma a las revisiones del precio de mercado podrían tener a juicio de estos agentes como resultado una mayor desviación de las horas de producción de las plantas respecto del número de horas estándar que garantiza la rentabilidad razonable de las mismas, impidiendo a las plantas alcanzar los valores de rentabilidad definidos en la normativa.

Sobre este asunto, critican que la metodología propuesta no establece una revisión ex-post que corrija el efecto del desacoplamiento entre los precios de los futuros y el precio al contado, lo que conlleva el incumplimiento del principio de garantía de rentabilidad razonable para una empresa eficiente y bien gestionada.

A mayor abundamiento, uno de los escritos señala que, dado que este incumplimiento se produce sólo sobre aquellas instalaciones del régimen retributivo específico que presentan un coste de combustible entre sus costes de operación, sólo estas plantas asumen el riesgo de no alcanzar los valores de rentabilidad razonable. De este modo se produce un a su juicio claro efecto discriminatorio entre las estas tecnologías que no pueden competir en igualdad de condiciones con el resto de tecnologías en el mercado, ya perciban o no régimen retributivo específico.

Por otra parte, este mismo agente añade que si bien toda empresa puede contratar coberturas ante estos riesgos, las mismas tienen unos costes financieros no despreciables cuando se considera la naturaleza del subyacente (*commodities* de precios volátiles), el periodo de cobertura (en principio, anual) y el hecho de que la ventana para una adecuada contratación de las mismas para un volumen muy elevado de gas (toda la cogeneración del sistema, que supone 6% sobre el total de potencia instalada) se concentraría en un periodo muy corto de tiempo (en principio, coincidiendo con el cambio de año natural).

Por ello, varios agentes inciden en la necesidad de que la metodología incluya una regularización posterior —al final de cada año o periodo de actualización— basada en las variaciones reales de los precios de los combustibles frente a las previsiones utilizadas con precios de los futuros; en el supuesto de que no se admita esta alegación, solicitan se reconozca el coste financiero derivado de la necesidad de contratar coberturas para el riesgo originado por el mencionado desacoplamiento entre precios a futuros y precios al contado.

Finalmente algunas observaciones solicitan que se reconozcan mermas por la distribución a las plantas de cogeneración que están conectadas a un rango de

presión entre 4 y 16 bar. El valor se debería fijar a su juicio en función del rango de presión (1% para <4bar; 0,36% para 4-16 bar; 0% para >16bar).

Estimación del coste de los peajes de acceso

En lo que se refiere a la fórmula para calcular el coste de los peajes de acceso a la red gasista ($PA_{n,j}$), un comentario señala que si bien se aplica a un escalón y grupo de peaje distintos por instalación tipo, la Propuesta no especifica qué escalón de peaje tiene asignado cada instalación tipo.

Sobre este mismo asunto, otros agentes no están conformes con los valores — 241, 961 y 248— que aparecen en los denominadores de las sumas del primer paréntesis. Indican que estos números deberían representar el producto de los 365 días anuales por el factor de carga del consumidor, por lo que deberían ser iguales para cada escalón j , pudiendo ser diferentes para escalones j diferentes; sin embargo, se asignan unos valores distintos a este factor de carga según se trate de la regasificación, de la reserva de capacidad de acceso al sistema o del término de conducción.

El valor asignado al factor de carga en el caso de la regasificación es de un 66%. Este valor se considera normal para estos clientes y es coherente con la información contenida en la memoria de la orden de peajes del 2015, por lo que proponen que todos los factores de carga tomen dicho valor; en consecuencia, el número que estos agentes consideran debería aparecer en los tres denominadores debería ser 241.

Por ello, estos agentes reclaman se corrijan los posibles errores detectados en la formulación de la estimación del coste de los peajes de acceso de gas natural por escalones y se asegure su coherencia con los valores recogidos en la Memoria.

Por otra parte, otro de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad señala que la metodología para evaluar la variación de los peajes de acceso a la red gasista no está tomando en consideración a los consumidores con suministro a presión inferior a 4 bares, es decir, aquellos englobados en la tarifa tipo 3.

Finalmente, en cuanto a la fórmula para calcular al coste del almacenamiento subterráneo (Cas_n), este mismo agente indica que la suma de los términos variables de inyección y extracción se multiplican por 0,3, sin explicar el por qué.

Sobre la actualización del precio de la biomasa (artículo 5)

Uno de los agentes indica que un incremento del coste del 1% de la biomasa es insuficiente para compensar el precio real en el mercado.

Sobre la periodicidad para la actualización de los valores de la Ro

Varios de los comentarios recibidos reclaman que la metodología propuesta contemple la posibilidad de que las revisiones de los valores del Ro se realicen con una periodicidad fija inferior a la anual tal y como permite el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, y que se definan claramente los periodos de

actualización en los próximos años, ya que ello permitiría una mejor previsión y gestión de las instalaciones. A este respecto, varios agentes solicitan que la periodicidad de revisión del término Ro sea trimestral en lugar de anual, en línea con las actualizaciones que previstas en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Uno de los comentarios manifiesta que existe desinformación sobre la aplicación de los periodos de actualización de la fórmula en los próximos años, dado que ni siquiera para el año 2016 se aclara si la aplicación de la actualización se realizará con entrada en vigor el 1 de enero, o con fecha posterior (por ejemplo, en el mismo día y mes que la entrada en vigor en la que se produzca la nueva Ro para 2015).

En definitiva, consideran prioritario que se proceda al establecimiento de una metodología de revisión de periodicidad inferior a la anual que permita a los agentes implicados replicar y anticipar el Ro futuro, reduciendo la incertidumbre sobre las referencias de precio que se establezcan.

Otro de los agentes solicita retrasar la entrada en vigor de la Propuesta hasta final de 2015 —haciendo coincidir su revisión con un año natural—, debido a que no es posible adaptar las fórmulas de contratación de suministro de gas natural a la metodología que se proponga en la futura Orden, sin que ello suponga un coste adicional, y teniendo en cuenta la falta de información y transparencia en la definición de los plazos de aplicación de la actualización propuesta y de la fecha prevista de revisión anual.

Otra de las alegaciones considera que las decisiones sobre aprovisionamientos de combustible afectan a todo el ejercicio anual, por lo que es crítico que la información de que se disponga sea fiable y válida durante el periodo de aplicación. Por ello, solicitan que el valor de la Ro, sobre todo el correspondiente al año 2016, sea válido para todo el año, siendo su aplicación desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2016.

Sobre la MAIN

Algunas alegaciones se quejan de que la MAIN que acompaña la Propuesta no proporciona suficiente información sobre el impacto económico en la actividad de cogeneración ni refleja tampoco fielmente la situación productiva existente y esperable.

Añade que la Propuesta implica una bajada de la retribución de unos 260 M€/año en lugar de los 182 M€/año que especifica la Propuesta, es decir, un 23% de minoración de la retribución regulada actual de la cogeneración. En términos unitarios, la propuesta supondría según estas estimaciones una minoración media a la cogeneración de unos 12 €/MWhe.

En consecuencia, advierten que la MAIN podría estar incumpliendo la obligación de trasladar una imagen fiel del impacto económico y presupuestado, así como el principio regulador de trasladar la información necesaria a los destinatarios y

agentes del impacto, la consecución de los fines que se buscan y de las consecuencias jurídicas y económicas que tendrán.

Por todo ello, este agente solicita que la MAIN proporcione suficiente información de las producciones y retribuciones consideradas, así como su impacto diferencial anual y unitario frente a la retribución en vigor.

