



## **ALEGACIONES AL PROYECTO DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA DE ACTUALIZACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN A LA OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO.**

Julio Artiñano – Presidente de COGEN España (14.04.2015)

El objetivo del proyecto de Orden recibido para alegaciones, que propone la metodología de actualización de retribución de la operación (RO) de aquellas instalaciones cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio combustible, creemos desde COGEN España que merece una revisión a fin de que, independientemente que refleje la realidad de nuestra tecnología de cogeneración, en muchos aspectos técnicos arbitrariamente establecidos, sea una norma que permita a los diferentes operadores analizar sus procesos de inversión y tomar las decisiones de explotación en unas bases predecibles y claras, que redunde en una mejor eficiencia en costes y energética para el sistema .

En resumen, COGEN España considera prioritario que se proceda al establecimiento de una metodología de revisión que permitirá a los agentes implicados replicar y anticipar el RO futuro.

No obstante, la presente propuesta no define la metodología de cálculo de los RO que son objeto de actualización, y que se calculan en base a los costes de operación, y los ingresos esperados del mercado y de la venta de vapor de cada instalación tipo. Se desconoce el precio del gas que se utilizó en el cálculo del RO del 2014, los valores del rendimiento eléctrico, rendimiento térmico y rendimiento eléctrico equivalente (REE) de cada instalación tipo utilizados para el cálculo de los costes, el tratamiento de los costes de las medidas fiscales, y los costes de desvíos y reactiva o la evolución del coste de derechos de CO2 y del IPC considerados. En su defecto se establecen unos valores de parámetros A, B, C para los años 2015 y 2016, sobre los que sólo podemos hacer comentarios de índole general hasta que se explicita su formulación de forma reproducible y que se pueda proyectar a largo plazo. Necesita el sector una mínima estabilidad que claramente no se consigue con parámetros de validez menos de dos años.

Por este motivo, tal y como ya se expuso en las alegaciones a la propuesta de orden 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, COGEN ESPAÑA reitera la necesidad de detallar la fórmula de cálculo de los RO, en base a las experiencias que existan en otras normas como el RD 661/2007, que funcionó correctamente y que entre otras ventajas que detallaremos era de consenso en el sector pues actualizaba con una periodicidad menor a la anual los valores de tal manera que las decisiones de gestión se podían repartir en el tiempo. En la metodología propuesta, si todos los operadores tienen que asegurar operaciones en el mismo momento del año, los mercados se resentirán cobrando el coste respectivo que ninguna norma habrá nuevamente previsto.

Específicamente y tratando de proponer unas bases de formulación del cálculo de la retribución a la operación de un periodo n (R<sub>On</sub>) , frente al periodo inmediatamente anterior (R<sub>On-1</sub>), esta podría ser:

$$R_{On} = R_{On-1} + A + B + C + D + E + F$$

### **1. Bases de formulación del cálculo de la retribución a la operación**

- A = Variación del coste de combustible restados los ingresos de la venta de la energía térmica según se definen en la ITC 1045/2014. Es la formulación que incluye el parámetro  $A_n \times f(CF_n - CF_{n-1})$ , que luego se comenta en detalle.
- B = Variación del Pool  
El cálculo debiera ser  $B = (Pool_n - Pool_{n-1}) / \text{Porcentaje Exportación} / 93\%$ , entendiéndose por pool, para esta y siguientes referencias, el precio del mercado según se define en el RD 413/2014 . Como en el caso anterior es la formulación que incluye el parámetro  $B_n \times R_{On-1}$ .



Pool n y Pool n-1 : Son los valores estimados para el periodo en curso y el estimado para el periodo anterior para los cálculos de la RON y RO n-1 respectivamente. Inicialmente este valor estaría referenciado en bases anuales, pero se adaptaría en función del periodo de actualización de los combustibles.

El "Pool n" se debiera calcular, para que recogiera la mejor información disponible, considerando la media de futuros de pool del periodo n publicados durante el mes ultimo del periodo n-1.

El "Pool n-1" es el valor estimado para el periodo n-1. Para el cálculo de la RO del primer periodo a actualizar de 2015 el Pool 2014 debería ser el considerado de 48,21 €/MWh (valor de la IET 1045/2014).

- C = Variación del CO2  
Para el caso de gas natural  $C = (1/REE) \times 56,3 \times 0,995 \times (3,6/1000) \times (\text{Precio €/Dcho. CO2 periodo n} - \text{Precio CO2 periodo n-1}) / \text{Porcentaje Exportación} / 93\%$
- D = Variación Costes Explotación  
 $D = (C.\text{Explotación periodo n} - C.\text{Explotación periodo n-1}) / \text{Porcentaje Exportación} / 93\%$
- E = Variación de los impuestos aplicables, o nuevos que aparezcan en el periodo n, respecto al periodo n-1.
- Y subsidiariamente considerar un parámetro F= Aplicación de Descuento a la energía térmica entregada  
VC año 2014 = Otros ingresos explotación OM 2014 / Porcentaje de Exportación

$$VC_n = VC(n-1) \times CF_n / CF(n-1)$$

Para un 15% mínimo de descuento a considerar:

$$\text{Primer periodo Año 2015} \quad F = VC_n * 15\% / 93\%$$

$$\text{Sigüientes periodos} \quad F = 15\% \times (VC_n - VC_{n-1}) / 93\%$$

**C, D, E y F se podrían consolidar solo en 1 parámetro de varios sumandos Cn.**

De la misma manera y con carácter subsidiario, COGEN España solicita que el RON-1, de partida para el establecimiento del RO de la fórmula comentada, tenga en consideración los criterios de eficiencia y ahorro de energía primaria establecidos en la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27, en el RD 616/2007, y en su desarrollo normativo posterior en la regulación española.

Adicionalmente, COGEN ESPAÑA realiza los siguientes comentarios concretos a la propuesta de actualización del precio del combustible. (Valores mostrados en rojo en la fórmula)

$$Ro_n = A_n \cdot \frac{10}{0,9} \cdot \left[ \frac{CF_n}{(1-mt_n) \cdot (1-\beta_n \cdot mr_n)} - \frac{CF_{n-1}}{(1-mt_{n-1}) \cdot (1-\beta_{n-1} \cdot mr_{n-1})} + PA_{n,j} - PA_{n-1,j} \right] + B_n \cdot Ro_{n-1} + C_n$$

## 2.- Variación del precio del gas en frontera

$$\frac{CF_n}{(1-mt_n) \cdot (1-\beta_n \cdot mr_n)} - \frac{CF_{n-1}}{(1-mt_{n-1}) \cdot (1-\beta_{n-1} \cdot mr_{n-1})}$$

### 2.1 Mermas de distribución (md)



Existen numerosas plantas de cogeneración que, teniendo un peaje de transporte y distribución del Grupo 2, están conectadas a un rango de presión entre 4 y 16 bar. Esto quiere decir que se les debe aplicar unas mermas reconocidas de distribución del 0,39% de su consumo. Un porcentaje muy elevado de los cogeneradores están conectados a este rango de presión.

Sin embargo, la fórmula no reconoce la existencia de estas mermas, y sólo aparecen las mermas de regasificación (mr) y las mermas de transporte (mt).

Por lo tanto los denominadores de la anterior fórmula deberían incorporar también los términos  $(1 - md_n)$  y  $(1 - md_{n-1})$ , donde md tomaría el valor de las mermas reconocidas de distribución según el rango de presión (1% para <4bar; 0,36% para 4-16 bar; 0% para >16bar).

## 2.2 Estimación del coste de gas en frontera en el año n

La estimación se basa en la siguiente fórmula:

$$CF_n = CF_{n-1} \cdot \left[ 1 + \beta_n \cdot \frac{RC_n - RC_{n-1}}{RC_{n-1}} + (1 - \beta_n) \cdot \frac{RL_n - RL_{n-1}}{RL_{n-1}} \right]$$

### 2.2.1.- Valor asignado al coste del gas en frontera en el año n-1 ( $CF_{n-1}$ )

Para el año 2014 se le asigna un 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. Este informe es el correspondiente al mes de Septiembre de 2014. Sin embargo, si se reproduce el cálculo el valor promedio obtenido es **2,572 c€/kWh**, no 2,577 c€/kWh.

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
oct-13	25,061	26,076	24,427
nov-13	26,040	26,728	25,172
dic-13	26,386	26,826	25,874
ene-14	25,877	25,502	26,284
feb-14	26,278	25,723	26,761
mar-14	25,867	25,176	26,644
abr-14	25,703	26,458	25,021
may-14	25,322	26,604	24,145
jun-14	25,173	26,368	23,445
jul-14	25,185	25,381	24,944
ago-14	25,101	26,410	23,967
sep-14	26,618	26,342	26,836

### 2.2.2. Actualización en función del gas que entra por planta de regasificación ( $RC_n$ )

A todo el gas que entra por planta de regasificación,  $\beta_n \cdot \frac{RC_n - RC_{n-1}}{RC_{n-1}}$ , se le considera gas spot, y se le valora como la semisuma del NBP y el HH.



Esto no es del todo cierto porque este tipo de clientes no tiene una estacionalidad marcada, por lo que lo lógico sería preciar el gas para estos clientes al precio de un contrato a largo plazo, como los hay con entrega de GNL.

No obstante, no es aceptable utilizar el índice HH porque no sirve de referencia para el mercado europeo ni el español. Hoy en día nadie es capaz de comprar gas para Europa a este precio. El índice HH actualmente es un mero índice local del precio del gas en Estados Unidos.

Por estos motivos, se propone que en la estimación de precios del coste del gas que entra por planta se tome como referencia el NBP considerando el coste de transporte hasta España ( $NBP + 0,4\$/MMBTU_{transporte}$ ), pero no el HH.

Otra opción podría ser utilizar, además del NBP, el índice HH puesto en Europa, para lo cual se debería incluir el coste de licuefacción y el de transporte del GNL a Europa. En este caso se podría utilizar como referencia los contratos firmados con EEUU para las nuevas plantas de licuefacción, que son públicos, y añadirles el coste del transporte marítimo:

$$(115\%HH + 3,25 \$/MMBTU)_{coste\ GNL} + 1\$/MMBTU_{transporte}$$

### 2.2.3- Actualización en función de la variación del gas que entra por tubo:

Se considera que utilizar los valores de cotizaciones de futuros del Brent de un único mes para establecer una referencia de precio que sirva durante todo un año está introduciendo un innecesario riesgo para el consumidor.

Este riesgo se podría limitar realizando una preciación de la fórmula de manera equivalente a un suministro estándar en España tipo Brent (6-0-3), al igual que se hace en su utilización para la determinación de la TUR, y a la que hace referencia la propuesta de orden.

De este modo, las variaciones trimestrales que se trasladen a la retribución estarán más acorde con las variaciones del precio del gas.

### 3.- Variación del coste de los peajes $PA_{n,j} - PA_{n-1,j}$

No se está conforme con los números que aparecen en los denominadores del primer paréntesis:

$$PA_{n,j} = 12 \cdot \left( \beta_n \cdot \frac{Trf_n}{241} + \frac{Trc_n}{961} + \frac{Trc_{n,j}}{248} \right) + Tvc_{n,j} + \beta_n \cdot \left( Tvr_n + 7 \cdot \frac{Tgnl_n}{1000} \right) + Cas_n$$

Se supone que estos números representan el producto de 365 días por el factor de carga del consumidor, sin embargo asigna 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 se propone que todos los factores de carga tomen este valor del 66%, por lo que el número que debería aparecer en los tres denominadores debería ser 241:

$$PA_{n,j} = 12 \cdot \left( \beta_n \cdot \frac{Trf_n}{241} + \frac{Trc_n}{241} + \frac{Trc_{n,j}}{241} \right) + Tvc_{n,j} + \beta_n \cdot \left( Tvr_n + 7 \cdot \frac{Tgnl_n}{1000} \right) + Cas_n$$

En cuanto al coste del almacenamiento subterráneo ( $Cas_n$ ), la suma de los términos variables de inyección y extracción se multiplican por 0,3, sin explicar el por qué.



**4.- Variación del impuesto Especial de Hidrocarburos y del precio CO2** La fórmula no recoge explícitamente una posible variación del IEH (céntimo verde), y del CO2 por lo que se debería formular expresamente su variación para mitigar los riesgos, según indicado en la formulación genérica del factor C.

### 5.- Propuesta de redactado alternativa

Con objeto de acotar el impacto de la volatilidad de los precios de los combustibles en los costes de operación de las cogeneraciones se propone que la actualización del complemento de RO para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible se realice trimestralmente. Esta propuesta estaría en línea con la actualización trimestral que se venía realizando hasta la fecha con el RD 661/2007 y que ha dado buenos resultados. A este respecto cabe mencionar que durante la tramitación del RD413/2014 se modificó la redacción del texto para permitir que la actualización pudiera realizarse en plazos inferiores a un año.

En consecuencia se propone la siguiente nueva redacción para el apartado 2 del artículo 3 del proyecto de orden:

“2. La retribución a la operación para un trimestre 'n' ( $R_{0n}$ ), en €/MWh<sub>E</sub> se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_{0n} = A_n \cdot \frac{10}{0,9} \cdot \left[ \frac{CF_n}{(1 - mt_n) \cdot (1 - \beta_n \cdot mr_n) \cdot (1 - md_n)} - \frac{CF_{n-1}}{(1 - mt_{n-1}) \cdot (1 - \beta_{n-1} \cdot mr_{n-1}) \cdot (1 - md_{n-1})} + PA_{n,j} - PA_{n-1,j} + IEH_n - IEH_{n-1} \right] + B_n \cdot R_{0n-1} + C_n + \Delta CO2$$

Siendo

- $A_n$ ,  $B_n$ ,  $C_n$ : parámetros propios de cada instalación tipo para el periodo 'n' que se recogen en los anexos 1 y 2 de esta orden.
- $mr_n$ ,  $mt_n$ ,  $md_n$ : mermas de regasificación, transporte y distribución en vigor en el trimestre 'n', respectivamente expresadas en tanto por uno. El valor de  $mr$  se considera igual a 0,00005 para los años 2014 y 2015, el valor de  $mt$  se considera igual a 0,002 para los años 2014 y 2015 y  $md$  toma el valor según el rango de presión (0,01 para <4bar; 0,0036 para 4-16 bar; 0 para >16bar) para los años 2014 y 2015
- $B_n$ : tanto por uno de los suministros al mercado español que han sido cubiertos mediante las plantas de regasificación en el año 'n-1'. Su valor se considera igual a 0,46 en 2015 y 0,48 en 2014.
- $IEH_n$ : Impuesto especial de hidrocarburos en vigor en el trimestre 'n' expresado en c€/kWh<sub>PCS</sub>
- $+\Delta CO2$ : Variación del precio del CO2 entre el periodo n y el periodo n-1 aplicando el factor de conversión  $TnCO2/MWhe$
- $CF_n$ : estimación del coste en frontera del gas natural en el trimestre 'n', expresado en c€/kWh<sub>PCS</sub> y calculado mediante la fórmula siguiente:

$$CF_n = CF_{n-1} \cdot \left[ 1 + \beta_n \cdot \frac{RC_n - RC_{n-1}}{RC_{n-1}} + (1 - \beta_n) \cdot \frac{RL_n - RL_{n-1}}{RL_{n-1}} \right]$$

Para el primer trimestre del 2015, el valor de  $CF_{n-1}$  será 2,563 c€/kWh<sub>PCS</sub> calculado como el promedio de los tres 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.

En esta ecuación a su vez:

- $RC_n$ : media de las cotizaciones del National Balancing Point (NBP) del Reino Unido para entregas en los doce meses siguientes al inicio del trimestre «n», publicadas por el Intercontinental Exchange (ICE) «UK Natural Gas (monthly)». Se tomarán las cotizaciones de cierre desde el día 6 al día 20 del mes anterior al trimestre «n». Las cotizaciones de cada uno de los días se convertirán de pence/therm a cent€/kWh utilizando el tipo de cambio diario, o el del último día disponible, publicado por el Banco Central Europeo, y un factor de conversión de 29,307 kWh/therm.



Al resultado se añadirá 0,4\$/MMBTU en concepto de transporte a España. Este valor se convertirá a cent€/kWh utilizando el tipo de cambio  $T_n$ , definido en el punto siguiente, y un factor de conversión de 293,07 kWh/MBtu:

Para el primer trimestre del 2015  $RC_{n-1}$ : será 2,588 c€/kWh<sub>PCS</sub>, calculado como se indica en el punto anterior, para el 4º trimestre de 2014

- $RL_n$ : valor que resulte de la aplicación de la fórmula  $RB_n$  publicada en el artículo 8 de 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. Dicha fórmula es la siguiente:

$$RL_n = \frac{0,710093 + 0,027711 \times Br_n}{T_n}$$

En esta última expresión:

$Br_n$ : 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.

$T_n$ : 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.”

Para el primer trimestre del 2015 el  $RL_{n-1}$  será 2,737 c€/kWh<sub>PCS</sub>,

Siendo,  $Br_{n-1}$ : será 105,904 USD/bbl, y

$T_{n-1}$ : será 1,331 USD/€ calculados ambos tal y como se indica en el punto anterior para el 4º trimestre de 2014

- $PA_{n,j}$ : estimación del coste anual de los peajes de acceso vigentes durante el trimestre ‘n’ aplicables a un consumidor acogido al escalón ‘j’ del Grupo 2, calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$PA_{n,j} = 12 \cdot \left( \beta_n \cdot \left( \frac{Trf_n}{241} + \frac{Trc_n}{241} + \frac{Trc_{n,j}}{241} \right) + Tvc_{n,j} + \beta_n \cdot \left( Tvr_n + 7 \cdot \frac{Tgnl_n}{1000} \right) + Cas_n \right)$$

Donde:

- $\beta_n$ : tanto por uno de los suministros al mercado español que han sido cubiertos mediante las plantas de regasificación en el año ‘n’.
- $Trf_n$ : término fijo del peaje de regasificación expresado en c€/kWh/día/mes
- $Trc_n$ : término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución expresado en c€/kWh/día/mes
- $Tfc_{n,j}$ : término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución del escalón ‘j’ del Grupo 2 en c€/kWh/día/mes
- $Tvc_{n,j}$ : término variable del término de conducción del peaje de transporte y distribución del escalón ‘j’ del Grupo 2 expresado en c€/kWh
- $Tvr_n$ : término variable del peaje de regasificación expresado en c€/kWh
- $Tgnl_n$ : peaje de almacenamiento de GNL expresado en c€/MWh/día
- $Cas_n$ : coste de almacenamiento subterráneo expresado en c€/kWh y calculado mediante la siguiente fórmula:

$$Cas_n = \frac{Drs_n}{365} * [12 * Tfas_n + 0,3 * (Tvi_n + Tve_n)]$$

Donde:



$Drs_n$ : número de días de almacenamiento estratégico (20 días)

$Tfas_n$ : término fijo del canon de almacenamiento subterráneo expresado en c€/kWh/mes

$Tvi_n$ : término de inyección del canon de almacenamiento subterráneo, expresado en c€/kWh

$Tvj_n$ : término de extracción del canon de almacenamiento subterráneo, expresado en c€/kWh

Los valores correspondientes para 2014 y 2015 se obtendrán respectivamente de la aplicación de las órdenes de peajes IET/2446/2013 de 27 de diciembre e IET/2445/2014 de 19 de diciembre por las que se establecen los peajes y cánones de accesos de terceros a la red de gas.

- $RO_{n-1}$ : retribución a la operación para el año 'n-1' en €/MWh<sub>E</sub>.

Para su primera actualización su valor será el de la retribución a la operación para el año 2014 recogida en el anexo II o anexo V de la 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, según corresponda en función de la instalación tipo."

En virtud a lo anteriormente expuesto, solicitamos queden válidamente presentadas las mencionadas alegaciones relativas al Proyecto de Orden por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico, a efectos de su debida consideración.

Fdo.: Julio Artiñano Pascual  
Presidente de COGEN España

Madrid, a 14 de Abril de 2015