

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE ESTABLECE LA RETRIBUCIÓN POR GARANTÍA DE POTENCIA PARA 2019 DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO (EL HIERRO) (RO2-0214), PERTENECIENTE AL TERRITORIO NO PENINSULAR DE CANARIAS.

Expediente: INF/DE/008/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 25 de febrero de 2021

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) sobre la propuesta de '*Resolución de la DGPEM por la que se establece la retribución por garantía de potencia para 2019 de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (El Hierro) (RO2-0214), perteneciente al territorio no peninsular de Canarias*' (en adelante 'la propuesta'), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en los sectores sometidos a su supervisión en aplicación de los artículos 5.2, 5.3 y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES.

Con fecha 2 de enero de 2021 tuvo entrada en el registro general de esta Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio remitido por esa DGPEM de la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) por el que solicitaba informe sobre la propuesta en virtud de lo dispuesto en el artículo 7 de la Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre¹ (Orden IET/1711/2013). El citado artículo prevé que «*La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión*

¹ Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeléctrica de Gorona del Viento.

Nacional de los Mercados y la Competencia, establecerá anualmente, conforme a la metodología prevista en esta orden, el valor unitario de la garantía de potencia anual ($Gpot_n$) reconocida a la central.»

La propuesta, que adopta la forma de una nota con Anexo, establece el valor unitario de la retribución por garantía de potencia ($Gpot_n$) para el año 2019 de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento (Gorona) por un importe de 402.211,60 €/MW, con detalle del desglose de este último por componentes. El Anexo detalla el cálculo del valor de la retribución adicional máxima (RA), teniendo en cuenta los ingresos y costes estimados por ejercicio.

2. CONSIDERACIONES

2.1. Sobre el valor unitario de la garantía de potencia anual

El artículo 5 de la Orden IET/1711/2013 establece que el valor unitario de la $Gpot_n$ de la central hidroeléctrica—expresado en euros/MW_{hidráulico}²— se obtendrá como sumatorio de: i) la anualidad del coste de inversión (CIT_n), ii) la anualidad por costes de operación y mantenimiento fijos ($COMT_n$), iii) la anualidad —durante los primeros cinco años de explotación— del coste de llenado inicial de vasos ($GLLV_n$) y iv) la retribución adicional máxima (RA_n).

El cálculo de la anualidad del coste por inversión (CIT_n) es, a su vez, la suma de la retribución por amortización anual de la inversión de la central (A) más la retribución financiera de la inversión de la central (R); la amortización anual se obtiene a partir de las distintas partidas —parque eólico, obra civil bombeo-turbinación, equipo bombeo-turbinación, intereses intercalarios y otros— de la inversión reconocida (46.034.364,89 euros³) teniendo en cuenta la vida útil regulatoria aplicable a cada partida⁴. La retribución financiera es el valor neto de la inversión en el año multiplicada por la tasa financiera de retribución. El artículo 6 de la repetida Orden IET/1711/2013 establecía una tasa igual a 7,504%⁵. Posteriormente, la Ley

² La central hidroeléctrica de Gorona está inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica por una potencia instalada de 11,32 MW, la cual se corresponde con la potencia de su turbina hidráulica. Gorona es una central que integra un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica de 11,50 MW, 6,00 MW y 11,32 MW de potencia instalada, respectivamente. En lo que sigue, salvo indicación expresa en contra, las cifras de potencia instalada y los valores unitarios de retribución referidos a la misma se establecen en relación con la potencia de la instalación hidráulica.

³ Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 24 de noviembre de 2015, por la que se establece el valor reconocido de inversión y el coste de llenado de vasos de la Central Hidroeléctrica de Gorona del viento (El Hierro).

⁴ 65 años para obra civil bombeo-turbinación, 25 años para equipos bombeo-turbinación y 20 años para parque eólico, intereses intercalarios y otros.

⁵ Tr_n : Tasa financiera de retribución a aplicar en el año n. La tasa financiera de retribución a aplicar se corresponderá con el rendimiento medio de las cotizaciones en el mercado secundario de las Obligaciones del Estado a diez años incrementada en 200 puntos básicos y tendrá una vigencia de tres años. Para el cálculo de la tasa de retribución se tomará como valor de las obligaciones del

24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) fijaba, en su disposición adicional décima, apartado 4, una tasa de retribución igual a 6,503%⁶ para las actividades de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP) para el primer periodo regulatorio. De acuerdo con esta disposición, el primer periodo regulatorio «*se iniciará desde que resulte de aplicación el real decreto que desarrolle la revisión de su marco retributivo*», esto es, desde el 1 de septiembre de 2015⁷, y hasta el 31 de diciembre de 2019. Por tanto, la tasa del 6,503% que aplica la propuesta se considera válida a efectos de calcular la retribución por garantía de potencia para 2019, $G_{pot2019}$.

El valor de la anualidad por costes de operación y mantenimiento fijos ($COMT_n$) fue fijado por el artículo 6.3 de la Orden IET/1711/2013 en 20.160 €/MW.

En lo que se refiere al cálculo de la anualidad del coste de llenado de los vasos anual (G_{LLV_n}), éste sería coincidente con la fórmula que prevé repartir el coste total de llenado (135.000 euros) entre cinco ejercicios y dividirla por la potencia neta finalmente considerada, que es de 11,32 MW. Teniendo en cuenta que Gorona dispone de acta de explotación definitiva desde el 26 de agosto de 2014⁸, el quinto ejercicio a efectos del antedicho cálculo, finalizaría el 25 de agosto de 2019; por tanto, la cuantía a reconocer por este concepto para el ejercicio 2019 es inferior a la de años precedentes, puesto que correspondería a aproximadamente 8 meses.

En cuanto a la retribución adicional (RA_n), la Orden IET/1711/2013 concibe este parámetro como una variable de ajuste, tal que permita «*garantizar una rentabilidad razonable al proyecto*», con un límite fijado en 122.079 €/MW. Pues bien, la propuesta y la memoria que la acompaña consideran que no resulta necesaria para garantizar una rentabilidad razonable del proyecto, por lo que se establece un valor de 0 €/MW por este concepto.

De acuerdo con lo anterior, no se formulan observaciones a los componentes del valor unitario de la garantía de potencia anual (G_{pot_n}).

2.2. Sobre el exceso de retribución en concepto de garantía de potencia a Gorona

Estado a diez años la media de los veinticuatro meses comprendidos entre junio del año n-3 y junio del año n-1.»

⁶ La tasa de retribución para el cálculo de la retribución financiera de la inversión de cada grupo con régimen retributivo adicional será la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los tres meses anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, incrementada en 200 puntos básicos.

⁷ Fecha de entrada en vigor del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

⁸ La inscripción con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del MITERD de Gorona se produjo con fecha 25 de enero de 2016.

La Orden IET/1711/2013 determina el método de cálculo del término de la garantía de potencia (actualmente denominada retribución por costes fijos) y de los costes variables de generación de Gorona, correspondiéndose estos últimos con los costes variables de operación y mantenimiento⁹ por cada MWh generado.

Gorona presenta, de manera análoga a las instalaciones de producción de electricidad mediante energías renovables, unos costes variables relativamente reducidos en comparación con sus costes fijos por garantía de potencia: la inversión inicial reconocida a la central es el coste fijo más elevado, seguido de los costes de operación y mantenimientos fijos.

La producción de Gorona durante los años 2014 al 2019 alcanzó los **[CONFIDENCIAL]**, con unos costes totales de generación de **[CONFIDENCIAL]**.

En lo que se refiere a los ingresos percibidos por Gorona en concepto de costes de generación (exclusivamente la suma de costes fijos y variables de generación¹⁰, sin tener en cuenta, en su caso, las liquidaciones de cierre correspondientes en el periodo anteriormente referido), alcanzarían un total de **[CONFIDENCIAL]**, los cuales son liquidados por esta CNMC, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, los ingresos percibidos por Gorona durante los años 2014 al 2019 —por venta de energía a PMP y por compensación extrapeninsular— superarían en **[CONFIDENCIAL]** la cuantía reconocida a la inversión inicial de la planta (46.034 miles de euros), en apenas 5 años y medio de operación, lo que estaría provocando una acusada disparidad entre el periodo de amortización de la planta y la vida útil regulatoria de los elementos¹¹ que la integran. Según lo expuesto, los costes de generación de Gorona quedarían reducidos a los costes variables más los costes fijos de operación y mantenimiento.

No obstante lo anterior, de conformidad con el método de cálculo de los costes fijos de Gorona establecido en la Orden IET/1711/2013, la planta continuaría percibiendo una remuneración anual en concepto de coste de inversión de la central (CITn) durante toda la vida útil regulatoria de los distintos elementos que integran la planta; por consiguiente, esta situación provocaría que Gorona estuviese

⁹ Los costes variables de operación y mantenimiento de Gorona fueron establecidos en 15,57 euros/MWh.

¹⁰ A partir del ejercicio 2019, la nueva redacción del artículo 72.3.a.1 del Real Decreto 738/2015, dada por el apartado cinco de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, incluye el importe de la retribución por *‘otros costes operativos (financiación OS, Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, etc.)’* definidos en el artículo 36 del RD 738/2015, así como en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, en el cálculo de las liquidaciones provisionales mensuales y la liquidación definitiva efectuado por el Operador del Sistema para determinar los costes de generación de liquidación de las instalaciones categoría A.

¹¹ 65 años para obra civil bombeo-turbinación, 25 años para equipos bombeo-turbinación y 20 años para parque eólico, intereses intercalarios y otros.

recibiendo una retribución muy superior a la que le correspondería por este concepto durante los próximos años.

Por lo tanto, al igual que planteó esta CNMC en los informes análogos correspondientes a ejercicios precedentes, se propone modificar el método de cálculo de la retribución por garantía de potencia que establece la Orden IET/1711/2013 —en particular, en lo que se refiere al coste de inversión anual de la central— con el objeto de evitar que esta planta disfrute de beneficios económicos sobrevenidos futuros no justificados (esto es, una sobrerretribución).

3. CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones anteriormente expuestas, no se formulan observaciones a los componentes del valor unitario de la garantía de potencia anual (G_{pot_n}).

Sin perjuicio de lo anterior, se pone de manifiesto nuevamente el hecho de que Gorona habría recuperado ya el valor de la inversión que le fue reconocido con los ingresos percibidos en concepto de Precio Medio Peninsular y compensación, siendo así que los elementos que integran la planta tienen vidas útiles comprendidas entre los 20 y los 65 años. En consecuencia, los costes de generación de la planta habrían quedado reducidos a los costes variables más los costes fijos ligados a operación y mantenimiento.

Se propone, por consiguiente, modificar cuanto antes el método de cálculo de la retribución por garantía de potencia que establece la Orden IET/1711/2013 —en particular, en lo que se refiere a la anualidad del coste de inversión de la central— con el objeto de evitar que esta planta disfrute de un exceso de beneficios económicos futuros no justificados.