

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME A SOLICITUD DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS SOBRE LA PROPUESTA DE PARÁMETROS RETRIBUTIVOS Y DE RECONOCIMIENTO DE LA RETRIBUCIÓN POR GARANTÍA DE POTENCIA PARA 2014 DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO (EL HIERRO).

Expediente INF/DE/099/15

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

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 22 de octubre de 2015

Vista la solicitud de informe formulada por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) sobre la propuesta de parámetros retributivos y de reconocimiento de la retribución por garantía de potencia para 2014 de la CENTRAL HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO (en adelante CHE), ubicada en la isla de El Hierro, la Sala de Supervisión Regulatoria, en ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), acuerda emitir el siguiente informe:

1. Antecedentes

El 25 de septiembre de 2013 fue publicada en el BOE la 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 (Orden IET/1711/2013). Esta Orden presenta un esquema de retribución integral para la central hidroeléctrica de El Hierro (CHE), que es una planta singular compuesta por instalaciones de diversa índole: varios aerogeneradores, de un lado, e instalaciones hidráulicas de bombeo y turbinación, por otro. Como anexo 1 a este informe se incluye una descripción del contenido de esta norma.

El citado esquema retributivo define el marco regulatorio aplicable para la CHE y sus parámetros técnicos, e incluye parte de los parámetros económicos, dejando pendiente el reconocimiento de la inversión incurrida en la construcción de la misma a una disposición posterior. Así, el artículo 6.1 establece que «el valor de la inversión reconocida a cada instalación de generación será fijado por la Dirección General de Política Energética y Minas, a petición del titular de la instalación y una vez obtenida el acta de puesta en servicio de la instalación, y será el valor real de la inversión realizada debidamente auditada.» Asimismo, el artículo 7 prevé que la DGPEyM, «previo informe de la Comisión 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 ($G_{pot,n}$) reconocida a la central».

Así pues, el presente informe tiene por objeto informar la *Propuesta de Parámetros retributivos y de reconocimiento de la retribución por garantía de potencia para 2014 de la CHE* (en adelante, la Propuesta), escrito elaborado por la DGPEyM que se adjunta como anexo 2 a este informe. Con fecha 3 de agosto de 2015 ha tenido entrada en el Registro de esta CNMC la solicitud de informe de la DGPEyM del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) a la misma¹.

La Propuesta adopta la forma de una nota estructurada en cuatro apartados: 1. Antecedentes, 2. Valor de la inversión y llenado de vasos, 3. Valor unitario de la garantía de potencia anual y 4. Propuesta de valor de inversión y valor de garantía de potencia, propiamente dicha.

En el citado apartado 2 se evalúa la solicitud de reconocimiento de inversión planteada por la CHE y se descartan total o parcialmente aquellas partidas cuya inclusión como mayor valor de la inversión no se consideran por la DGPEyM suficientemente justificadas. Posteriormente se detraen las subvenciones percibidas por el proyecto y se añade el coste de llenado inicial de vasos (que reviste el carácter de mayor inversión, amortizable en los primeros 5 años).

En el apartado 3 se analizan los parámetros que componen el valor unitario de la garantía de potencia anual, a saber: la anualidad del coste por inversión, la

¹ Previamente, con fechas 18 de noviembre de 2013, 2 de marzo de 2015 y 8 de julio de 2015 han tenido entrada en el MINETUR sucesivos escritos de la empresa titular de la CHE que aportan distinta documentación con objeto de que se reconozca el valor de la inversión y de garantía de potencia anual que corresponden a la central. Tras varios requerimientos de subsanación, el 23 de julio de 2015 ha tenido entrada en el MINETUR un último escrito de la empresa que proporciona la última parte de la documentación solicitada.

anualidad de los costes de operación y mantenimiento fijos (cantidad esta ya determinada por la Orden IET/1711/2013), la anualidad del coste de llenado inicial de vasos y la denominada retribución adicional máxima (para calcular este último concepto se recurre a la simulación de los flujos de caja estimados durante la vida del proyecto).

Por último, y a modo de recapitulación, el apartado 4 recoge la propuesta de valor de inversión reconocida, que cifra en 46.034.364,89 €; el repetido coste de llenado inicial de vasos, que iguala al máximo contemplado en la Orden IET/1711/2013 (135.000 €), y el valor de la garantía de potencia anual para el ejercicio 2014, por un importe de 225.337,17 €/MW_{hidráulico}, con detalle del desglose de este último por componentes.

Cabe mencionar asimismo entre los antecedentes el Informe 12/2013, de 6 de junio², de la Comisión Nacional de Energía (CNE) que fue elaborado con motivo de la propuesta normativa que dio lugar a la citada Orden IET/1711/2013. Las principales objeciones planteadas entonces por la CNE se referían a la reducción de la eficiencia asumida para el ciclo de bombeo-turbinación (respecto al rendimiento de diseño originalmente contemplado en el proyecto) y a la insuficiente justificación de los desvíos experimentados por algunas de las partidas presupuestarias; en particular, se recomendaba no reconocer la partida de costes relativa a la adquisición de terrenos. Esta última recomendación fue tomada en consideración.

2. Normativa aplicable

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante, LSE); en particular, su disposición adicional décima, apartado 4 establece que:

«Para las actividades de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares el primer período regulatorio se iniciará desde que resulte de aplicación el real decreto que desarrolle la revisión de su marco retributivo. [Es decir, el 1 de septiembre de 2015, de acuerdo con la disposición final séptima del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.]

[...] En este primer periodo regulatorio, 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.»

² Con fecha 10 de febrero de 2011, el Consejo de la CNE había aprobado asimismo una «Propuesta preliminar de retribución de la Central Hidroeléctrica de la isla de El Hierro».

- 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 (en adelante, RD 738/2015), y en virtud de cuya disposición derogatoria única quedan expresamente derogados:
 - a) El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
 - b) La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
 - c) La Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares
- 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 (en adelante, Orden IET/1711/2013).

3. Consideraciones

3.1 Valor de la inversión y llenado de vasos

La Propuesta presenta un valor para la inversión reconocida (VI, en la terminología del artículo 6.1 de la Orden IET/1711/2013) por un total de 46 M€, y un coste de llenado de vasos de 135.000 euros.

Valor de la inversión

[CONFIDENCIAL]³. La Propuesta ahora informada descarta la inclusión del coste de adquisición de los terrenos, hecho que se valora positivamente.

Por otro lado, con motivo del citado Informe 12/2013, la CNE consideraba que, de los aproximadamente 1,4 M€ de intereses intercalarios considerados en la Memoria que acompañaba a la propuesta de la que luego sería Orden IET/1711/2013, apenas 0,4 M€ —correspondientes a uno de los dos préstamos a largo plazo suscritos por la sociedad— habían sido suficientemente

³ [CONFIDENCIAL].

justificados. Pues bien, la documentación adjunta a la presente Propuesta justifica el aproximadamente millón de euros restante⁴, por lo que el importe final de 1.375.665,94 € reconocido por este concepto se considera adecuado.

En este sentido, y en relación con la financiación a través de proveedores, se comparte el criterio formulado por la DGPEyM en cuanto al no reconocimiento de un tipo de interés de demora comercial⁵ (8%), aplicando en su lugar un tipo de interés de mercado, así como la no computación de las partidas correspondientes al mantenimiento y operación (pues no cabe asociarlas al proceso de construcción de la planta), ni las derivadas de la aplicación de cláusulas de actualización de precios presentes en los contratos de ingeniería (en total, la CHE solicitaba el reconocimiento de más de 2,4 M€ en concepto de intereses intercalarios).

Se respalda asimismo el criterio de la DGPEyM en cuanto al no reconocimiento de aquellos gastos de ingeniería producidos una vez puesta en marcha la central, así como del incremento de los honorarios que por este concepto se produjo ya en septiembre de 2013, pues en la documentación recientemente remitida no se encuentra una justificación técnica suficiente para un desvío de esta partida (identificada en la tabla mostrada más adelante como '*7 Ingeniería*') [CONFIDENCIAL].

La tabla que se muestra a continuación resume la evolución de las distintas partidas presupuestarias del proyecto a lo largo de los últimos ocho años; las dos últimas columnas se corresponden con la solicitud formulada por la CHE en julio de 2015 que ha servido como base para elaboración de la Propuesta. La partidas identificadas como '*Gastos de desarrollo y generales*' e '*Intereses intercalarios*' en la Propuesta, se corresponden, respectivamente, con la agregación de las partidas '*1. Trabajos generales*' y '*9. Gastos de la Sociedad*', y '*11. Gastos de financiación*' y '*12. Intereses intercalarios*'. En los citados '*Gastos de desarrollo y generales*' se ha descartado por la DGPEyM la inclusión de los gastos de propaganda y publicidad, así como la amortización del inmovilizado de oficina, lo cual se considera asimismo pertinente. [CONFIDENCIAL]

⁴ Estos intereses intercalarios se corresponden con los costes financieros imputables a la construcción de la CHE vinculados al segundo préstamo, suscrito con Caja Canarias – Caixa Bank (el primer préstamo había sido suscrito con el ICO), así como con los costes financieros derivados de la financiación obtenida a través de los proveedores.

⁵ Según lo previsto en el artículo 7.2 de la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, por la que se establecen medidas de lucha contra la morosidad en las operaciones comerciales, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 4/2013, de 22 de febrero, de medidas de apoyo al emprendedor y de estímulo del crecimiento y de la creación de empleo.

Llenado de vasos

El artículo 5 de la Orden IET/1711/2013 define la garantía de potencia anual en el año n ($Gpot_n$) como retribución del coste anual de inversión y de operación y mantenimiento fijo, e introduce dos componentes adicionales a los contemplados en el artículo 24 (*Anualidad de la retribución fija*) del RD 738/2015⁶: 1) una anualidad, $GLLV$, en compensación por el llenado inicial de los vasos (con amortización en 5 años), y 2) una retribución adicional máxima, RA , que tiene por objeto garantizar una rentabilidad razonable.

No se formulan observaciones en relación al coste de llenado de vasos, que se ciñe al valor máximo reconocible contemplado por la Orden IET/1711/2013 (135.000 €), y es sustancialmente inferior al solicitado por la CHE mediante escrito de fecha 2 de marzo de 2015, el cual superaría en casi 100.000 € dicha cifra.

3.2 Valor unitario de la garantía de potencia anual

Componentes distintos de la retribución adicional

Según lo previsto en el artículo 5 de la Orden IET/1711/2013, el valor unitario de la garantía de potencia anual ($Gpot_n$) se desglosa a su vez en la anualidad del coste por inversión (CIT_n), la anualidad por costes de operación y mantenimiento fijos ($COMT_n$), la anualidad —durante los primeros cinco años de explotación— del coste de llenado inicial de vasos ($GLLV_n$) y la retribución adicional (RA_n).

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 el apartado precedente de este mismo informe se ha mostrado la conformidad con el coste total de llenado de vasos, coincidente con el importe máximo reconocible; el cálculo de las anualidades es inmediato sin más que repartir dicha cantidad entre cinco ejercicios y dividirla por la potencia neta finalmente considerada, que es de 11,32 MW (en lo que sigue, se considera siempre la

⁶ Componentes análogos a los en su día previstos en el artículo 4 de la Orden ITC/914/2006 de 30 de marzo.

potencia *hidráulica* de la central), de acuerdo con las pruebas realizadas a tal efecto por el Operador del Sistema⁷.

El cálculo de la anualidad del coste por inversión (CIT_n) es la suma de la retribución por amortización más la retribución financiera; la amortización se obtiene a partir del desglose de la inversión reconocida antes discutida, teniendo en cuenta la vida útil aplicable a las distintas partidas. En cuanto a la retribución financiera, para el 2014 —de aplicación también para el 2015— se ha considerado una tasa igual al 7,504%, en aplicación de lo previsto en el artículo 6.2 de la Orden IET/1711/2013⁸. Ahora bien, a partir del 1 de septiembre de 2015 será de aplicación la tasa prevista por la disposición adicional décima, apartado 4, de la LSE, igual a 6,503%. A este respecto, se indica que la Propuesta adopta la simplificación de aplicar a todo el 2015 la tasa del 7,504%; esta aproximación se considera válida a efectos de calcular la retribución por garantía de potencia para 2014, $Gpot_{2014}$, si bien cabría reconsiderarla el año próximo, una vez se disponga de datos auditados para el cálculo de la $Gpot_{2015}$.

De acuerdo con lo anterior, no se formulan observaciones a los componentes del valor unitario de la garantía de potencia anual ($Gpot_n$) distintos de la retribución adicional.

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 agota dicho límite al plantear una RA_{2014} igual a 42.476,80 €/MW, cantidad que resulta de prorratear el máximo valor previsto por los 127 días en que la CHE ha estado en funcionamiento en 2014.

⁷ Dado que se considera que la CHE ha entrado en funcionamiento el 26 de agosto de 2014, se ha prorrateado la anualidad en proporción a los días en que ha estado activa en 2014; dicha cantidad se ha restado de la anualidad de 2019.

⁸ « 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 Estado a diez años la media de los veinticuatro meses comprendidos entre junio del año $n-3$ y junio del año $n-1$.»

Durante el ejercicio 2014 —y, de acuerdo con los sucesivos informes mensuales remitidos por el Operador del Sistema, también durante los primeros meses de 2015— la CHE ha operado de forma anómala, con producciones muy por debajo de sus valores de diseño, hasta el punto de que durante los citados 127 días de 2014 transcurridos desde su puesta en marcha apenas ha alcanzado 100 horas de utilización equivalente a plena carga; 95,65 horas, concretamente, cuando a esos 127 días habrían correspondido 928 horas de utilización, teniendo en cuenta que las horas anuales de funcionamiento estándar a efectos del cálculo de la garantía de potencia son 2.668⁹, según lo previsto en el artículo 4.3 de la Orden IET/1711/2013.

De acuerdo con lo anterior, puesto que el artículo 5.1 de la Orden IET/1711/2013 habilita a la DGPEyM para establecer anualmente el valor de RA_n , y dado que el grado de utilización de la CHE en 2014 ha estado muy por debajo de sus valores de diseño, se recomienda no apurar el límite máximo permitido por la repetida Orden IET/1711/2013 para la determinación de la RA_{2014} .

En efecto, por mucho que 2014 haya sido el año de puesta en marcha, en el cual no es infrecuente que las instalaciones de generación deban afrontar dificultades no suficientemente anticipadas e indisponibilidades superiores a lo normal, se considera que no debe concederse la máxima retribución adicional prevista considerada necesaria «*al objeto de garantizar una rentabilidad razonable del proyecto*» si el proyecto no ha alcanzado un grado de utilización igualmente razonable; es evidente que el concepto de rentabilidad razonable resulta ser un concepto jurídicamente indeterminado y, por tanto, la determinación de las variables de que depende o su cuantificación no es inmediata. No obstante sí que parece obvio que el concepto de razonabilidad ha de ir ligado en gran medida al de resultado: no parecería apropiado que se pagase el máximo establecido a una instalación cuyas prestaciones están muy por debajo de lo razonable, incluso para una instalación en sus primeros años de operación.

⁹ Debe tenerse presente además que las citadas 2.668 horas anuales de funcionamiento equivalente a plena carga fijadas por la Orden 1711 constituyen una referencia poco exigente: se obtienen sumando las horas anuales de funcionamiento equivalente de producción eólica y de turbinación en punto frontera, estimadas en 2.172 h y 496 h, respectivamente. Tal y como se apuntaba en el Informe 12/2013 de la CNE, de dicho ratio entre las horas equivalentes de una y otra tecnología, y teniendo en cuenta las hipótesis de producción de diseño, se infiere una eficiencia del proceso bombeo-turbinación de solo el 51%. De asumirse un rendimiento del 69%, todavía inferior, pero más próximo, al esperable en una típica instalación de bombeo (máxime en una de nueva construcción), las horas de turbinación se elevarían a 674, con lo cual se alcanzarían 2.846 horas anuales de funcionamiento equivalente a plena carga.

Proceder de otra forma parecería además inconsistente con el —por contraste— severo control de la disponibilidad que se hace de los restantes grupos de generación sujetos a retribución adicional en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de acuerdo con lo previsto en el artículo 29.3 del RD 738/2015, según el cual *«la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de los grupos que presenten indisponibilidades totales, tanto programadas como fortuitas, en un año superiores al 30% de las horas, será nula para ese año»*. De haberse aplicado este mismo criterio a la CHE, y asumiendo que (dado su carácter de instalación de generación a partir de energías renovables, de coste variable claramente inframarginal), sus horas de utilización a plena carga constituirían una aproximación válida de sus horas de disponibilidad, habría perdido la totalidad de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo. (El 30% de las 928 h de utilización a plena carga de referencia son 278 h, frente a las 95,65 obtenidas.)

Por otro lado, y prosiguiendo con la analogía con los restantes grupos de generación sujetos a retribución adicional, el artículo 30 del citado RD 738/2015 prevé la remisión de órdenes de arranque aleatorias *«a las instalaciones de producción categoría A en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares que presenten un índice de funcionamiento reducido para comprobar su correcto funcionamiento»¹⁰* —es decir, para comprobar su grado de respuesta a las consignas impartidas por el despacho del OS; existe de hecho una Resolución¹¹ de la DGPEyM cuyo solo objeto consiste en definir los criterios mediante los cuales identificar las instalaciones sometidas a dicho procedimiento.

¹⁰ En lo que atañe a la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, dentro de las *‘instalaciones categoría A’* se incluyen las plantas de generación consideradas despachables o gestionables, es decir: *«los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW»*, por oposición a las *‘instalaciones categoría B’*, donde se incluyen las consideradas no gestionables, es decir: *«las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.»*

Ahora bien, el carácter singular de la CHE, constituida por la combinación de un grupo hidroeléctrico de bombeo no asignado al OS y un parque eólico, la sitúa fuera de esta clasificación.

¹¹ Resolución de 31 de julio de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se definen los criterios por los que se considera que una instalación de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares tiene un índice de funcionamiento reducido.

Pues bien, aun cuando dichas pruebas no serían de aplicación a la CHE, dado que su fuente de energía primaria última es eólica, y por lo tanto renovable y no gestionable, debe tenerse presente que en su modo de funcionamiento de turbinación debiera comportarse como una hidráulica no fluyente¹². Para tales plantas, el incumplimiento de la instrucción de arranque conlleva la supresión de la retribución por costes fijos durante un periodo mínimo de un año, y la no corrección de las causas que hubieran motivado dicho incumplimiento dentro de un plazo de también un año origina la baja del grupo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, sin perjuicio de la concurrencia de las sanciones que pudieran corresponder de acuerdo a la LSE. Así de grave es incurrir en un incumplimiento tal.

Pues bien, los informes mensuales del OS sobre la operación y funcionamiento de los sistemas eléctricos canarios reportan que se estuvieron llevando a cabo pruebas de generación, tanto del parque eólico como de la central de turbinación y bombeo, en los meses de agosto a diciembre de 2014. El primer mes que el OS reporta indisponibilidades para la CHE es octubre, cuando la totalidad de los 12 grupos de que consiste a efectos de su despacho estuvieron indisponibles por avería durante al menos un 49% de las horas del mes. La situación se recondujo en parte el mes siguiente, pero todavía en noviembre 1 grupo estuvo indisponible todo el mes (siguió igual en diciembre), 3 grupos permanecieron indisponibles un 50% de las horas y otro grupo más durante el 20% de la horas.

La siguiente tabla muestra una síntesis de cuál ha sido la explotación del sistema eléctrico de la isla de El Hierro en 2014; en ningún mes la CHE ha producido más de un 7% de la demanda, lejos del objetivo de cubrir algo más del 70% de la demanda de la isla, pues este es el porcentaje que se deduce de los parámetros retributivos aprobados por la Orden IET/1711/2013, que llevan implícitos un factor de eficiencia (rendimiento) de un 51% en el ciclo bombeo-turbinación (equivalente a una producción anual contra demanda de aproximadamente 31 GWh/año, o a las ya citadas 2.688 h de funcionamiento equivalente a plena carga de la potencia hidráulica).

¹² A modo informativo, una instalación gestionable debe atender una instrucción de arranque del OS «con una desviación máxima del 10% respecto del dato técnico de tiempo de arranque que tuviera aprobado» y debe mantener asimismo «durante 24 horas adicionales una potencia equivalente de, al menos, el 60 por ciento de su potencia neta y durante al menos 1 hora, a instrucción del OS, el 100 por cien de su potencia neta».

Cobertura de la demanda en la isla de El Hierro, 2014

Mes	Llanos Blancos		CHE		Eólica		PV		Total
	MWh	% sobre prod. total	MWh	% sobre prod. total	MWh	% sobre prod. total	MWh	% sobre prod. total	
enero	3.364	100%	0	0%	0	0%	2	0%	3.366
febrero	3.024	100%	0	0%	0	0%	3	0%	3.027
marzo	3.567	100%	0	0%	0	0%	4	0%	3.571
abril	3.351	100%	0	0%	0	0%	4	0%	3.355
mayo	3.538	100%	0	0%	0	0%	3	0%	3.541
junio	3.470	100%	2	0%	0	0%	3	0%	3.476
julio	3.606	99%	43	1%	0	0%	6	0%	3.654
agosto	3.694	93%	274	7%	0	0%	4	0%	3.972
septiembre	3.621	97%	112	3%	0	0%	4	0%	3.737
octubre	3.516	95%	168	5%	0	0%	3	0%	3.686
noviembre	2.989	95%	171	5%	0	0%	1	0%	3.162
diciembre	3.196	94%	195	6%	0	0%	2	0%	3.392
2014	40.936	98%	965	2%	0	0%	37	0%	41.938

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

ACUERDA

Único.- Informar favorablemente los parámetros retributivos y de reconocimiento de la retribución por garantía de potencia para 2014 de la CENTRAL HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO, con la salvedad de que se recomienda, a la vista del anómalo funcionamiento de la central observado en dicho ejercicio 2014, no aplicar el límite máximo permitido para la determinación de la retribución adicional RA_{2014} , en virtud de lo previsto en los artículos 5.1 y 7 de la 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.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas.

Anexo 1: Síntesis de la 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.

La Orden IET/1711/2013 consta de ocho artículos y tres disposiciones finales.

El artículo 1 define el objeto de la norma: la determinación del cálculo de los componentes de retribución de la CHE y su modo de integración en el despacho eléctrico. Se establece que la CHE es una única instalación con un único punto frontera en el cual se medirá la energía eléctrica generada y objeto de retribución. En consecuencia, la energía eólica destinada a alimentar el bombeo es un flujo interno de la CHE, y por tanto, no remunerado (no directamente, al menos). El artículo concluye especificando que *«en ningún caso será retribuida la energía producida en esta Central a partir de fuentes de energía externas»*. El artículo 2 define el ámbito de aplicación, que se extiende a todos los sujetos definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que ejerzan sus actividades en el Sistema Eléctrico Insular (SEI) de El Hierro.

El artículo 3 fija un valor de 15,57 €/MWh para el coste variable de operación y mantenimiento de la central, y establece su actualización anual con la inflación (IPC), corregida por un factor de eficiencia del 1%. La DGPEyM revisará estos parámetros cada cuatro años.

El artículo 4 define el cálculo de la retribución fija anual por garantía de potencia (RGpot) de la CHE, de forma análoga a lo dispuesto en el artículo 3 de la orden ITC/914/2006, de 30 de marzo. Así, se establece que esta retribución será la suma, para cada una de las horas del año, del producto de la garantía de potencia, Gpot(h), por la potencia de turbinación disponible. Gpot(h) se define como la retribución unitaria del coste anual de inversión y de operación y mantenimiento fijo en las horas de funcionamiento estándar. Se establecen las horas de funcionamiento estándar de la CHE en 2.668 h; se asume un factor de estacionalidad igual a la unidad. Corresponde al Operador del Sistema (OS) establecer el valor de potencia indisponible para cada hora; la DGPEyM podrá revisar a propuesta del OS las horas de funcionamiento estándar de la central.

El artículo 5 define la garantía de potencia anual (Gpot) como retribución del coste anual de inversión y de operación y mantenimiento fijo, e introduce dos componentes adicionales a los contemplados en el artículo 4 de la Orden ITC/914/2006: 1) una anualidad, GLLV, en compensación por el llenado inicial de los vasos (con amortización en 5 años), y 2) una retribución adicional máxima, RA, que tiene por objeto *‘garantizar una rentabilidad razonable’* (la

Memoria de Análisis de Impacto Normativo —MAIN— de la Orden establecía la tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos —TIR del proyecto— en un 8%); inicialmente adopta un valor máximo de 132.000 €/MW_{hidráulico} y año. La anualidad por inversión de toda la central, CIT, se expresa en €/MW de potencia neta hidráulica. Se prevé que la DGPEyM establecerá asimismo el valor unitario de Gpot una vez obtenida el acta de puesta en marcha y a partir de los datos auditados de las inversiones realizadas.

El artículo 6 establece, al igual que el artículo 5 de la mencionada Orden ITC/914/2006, el método de cálculo de la anualidad del coste por inversión (CIT) y de los costes de operación y mantenimiento fijos (COMT). En el cálculo de la inversión reconocida se descontarán de la inversión real los impuestos indirectos cuya exención o devolución prevea la normativa fiscal, las subvenciones públicas recibidas y los conceptos que no sean susceptibles de amortización. Se reconocen los intereses intercalarios. La retribución unitaria en concepto de costes de operación y mantenimiento fijos (que comprenden recursos humanos, seguros obligatorios y pérdidas por evaporación) se cifra en 18,75 €/MW, y se establece su actualización anual con la inflación (IPC), corregida por un factor de eficiencia del 1%.

El artículo 7 habilita a la DGPEyM para establecer anualmente los valores de los componentes de la retribución por garantía de potencia, previo informe de la Comisión. Al igual que para las restantes instalaciones de producción en régimen ordinario en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (SENP), se deberán presentar en el primer trimestre de cada año los valores auditados de los costes realizados en el año anterior, con el desglose previsto, en lo aplicable, por la Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la DGPEyM. El artículo 8 determina que el procedimiento de liquidación de la CHE será análogo al establecido para otras instalaciones de producción en régimen ordinario en los SENP.

La Disposición final primera modifica el artículo 4 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, ampliando la información necesaria a considerar en el procedimiento de despacho de la generación en los SEIE en el caso de existencia de grupos de turbinación-bombeo. Además, incorpora el requerimiento de perseguir la máxima integración posible de generación en régimen especial o renovable, minimizando su vertido y el coste incurrido por el sistema en un horizonte semanal. La Orden impide abastecer el bombeo con energía procedente de grupos de generación térmica.

Anexo 2: Propuesta de Parámetros retributivos y de reconocimiento de la retribución por garantía de potencia para 2014 de la CHE.

[CONFIDENCIAL]