



Comisión  
Nacional  
de Energía

**INFORME 12/2013 DE LA CNE SOBRE LA  
PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE  
ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DE  
LOS COSTES FIJOS Y VARIABLES DE LA  
INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN  
ELÉCTRICA HIDROEÓLICA DE GORONA  
DEL VIENTO**

6 de junio de 2013

## Contenido

<b>1. RESUMEN Y CONCLUSIONES.....</b>	<b>4</b>
<b>2. OBJETO Y ANTECEDENTES .....</b>	<b>11</b>
<b>3. NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>14</b>
<b>4. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE ORDEN .....</b>	<b>16</b>
<b>5. EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN ADICIONAL REMITIDA POR GORONA .....</b>	<b>19</b>
5.1 Rendimiento .....	19
5.2 Intereses intercalarios.....	20
5.3 Propuesta para reconocimiento de costes.....	21
<b>6. CONSIDERACIONES ADICIONALES.....</b>	<b>28</b>
6.1 Sobre los costes reconocidos.....	28
6.2 Sobre la eficiencia del sistema bombeo – turbinación.....	34
6.3 Sobre el rango normativo de la Propuesta de Orden .....	35
6.4 Sobre la imposibilidad de bombear utilizando generación de origen térmico 36	
6.5 Sobre el autoabastecimiento a partir de fuentes renovables.....	38
6.6 Sobre las horas de funcionamiento estándar .....	38
6.7 Sobre el ámbito de aplicación de la Propuesta de Orden y la referencia a la normativa que desarrolla .....	39
6.8 Sobre el valor del índice de cobertura máximo en el SEIE de El Hierro..	39
6.9 Sobre la emisión de informe por el IDAE a la propuesta de valor unitario de la garantía de potencia anual por la DGPEyM .....	40
6.10 Reconocimiento de los costes de los combustibles de apoyo y de los derechos de emisión de CO2.....	41
<b>7. MEJORAS DE REDACCIÓN .....</b>	<b>42</b>
<b>ANEXO 1 .....</b>	<b>44</b>

<b>SÍNTESIS DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD .....</b>	<b>44</b>
<i>Sobre la imposibilidad de bombear utilizando generación de origen térmico.....</i>	<i>45</i>
<i>Sobre el autoabastecimiento a partir de fuentes renovables.....</i>	<i>46</i>
<i>Sobre la eficiencia del sistema bombeo – turbinación.....</i>	<i>47</i>
<i>Sobre las horas de funcionamiento estándar.....</i>	<i>48</i>
<i>Sobre los posibles efectos de la Orden en los nuevos entrantes en generación en los SEIE .....</i>	<i>53</i>
<b>ANEXO 2.....</b>	<b>56</b>
<b>SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL EN RELACIÓN CON LA PROPUESTA DE ORDEN POR AL QUE SE ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DE LOS COSTES FIJOS Y VARIABLES DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO .....</b>	<b>56</b>
<b>ANEXO 3.....</b>	<b>57</b>
<b>RESPUESTA DE GORONA PARA SOLICITUD DE LA CNE SOBRE.....</b>	<b>57</b>
<b>ANEXO 4.....</b>	<b>58</b>
<b>ALEGACIONES RECIBIDAS DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD.....</b>	<b>58</b>

## **INFORME 12/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DE LOS COSTES FIJOS Y VARIABLES DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO**

De conformidad con lo dispuesto en la Disposición Adicional undécima, apartado tercero, 1, funciones segunda y cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, previstas también en los artículo 5.2.a) y 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, teniendo en cuenta, asimismo, lo establecido en las disposiciones adicionales primera y segunda, así como disposición transitoria tercera, de la mencionada Ley 3/2013, de 4 de junio y en el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 14 de febrero de 2013 ha acordado emitir el siguiente

### **INFORME**

#### **1. RESUMEN Y CONCLUSIONES**

Este documento responde a la solicitud de informe preceptivo a la *'Propuesta de Orden por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeólica de Gorona del Viento'* (la Propuesta), remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). La Propuesta de Orden presenta un esquema de retribución integral para una planta singular (la central hidroeólica de El Hierro, CHE) que está compuesta por instalaciones de diversa índole: varios aerogeneradores, de un lado, e instalaciones hidráulicas de bombeo y turbinación, por otro.

Las divergencias observadas entre los importes contenidos en la Propuesta de Orden y aquellos planteados por esta CNE, ya fuera en su informe de 10 de febrero

de 2011 o ahora, se deben fundamentalmente a dos razones: 1) el incremento experimentado por el presupuesto del proyecto, y 2) la reducción de la eficiencia o rendimiento asumida para el ciclo de bombeo-turbinación.

Esta Comisión considera que, en el caso de las instalaciones de carácter singular, el valor regulatorio de cuya inversión se determine en base a costes auditados, como es el caso de la CHE, debería arbitrarse un mecanismo que vincule la inversión a reconocer con aquella recogida en los proyectos de ejecución sobre los que se basan las correspondientes autorizaciones administrativas y posibles subvenciones otorgadas. De no ser así, es imposible prever, tanto por parte del MINETUR como de esta Comisión, el impacto económico final de la inversión. En efecto, entiende esta Comisión que, con carácter previo a la autorización administrativa de la instalación, debería procederse a realizar un análisis de coste-beneficio, teniendo en cuenta por un lado el coste de la misma, y por otro, el ahorro de costes de generación, análisis que en todo caso debería realizarse sobre la base de unas hipótesis prudentes y transparentes sobre la base del proyecto de ejecución.

En particular, la previsión para este tipo de instalaciones en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), se contiene en el artículo 5, apartado 4, de la Orden ITC 914/2006, de 30 de marzo: *“Para aquellas instalaciones de generación que posean características singulares o diferentes de las definidas en el Anexo II, la DGPEM fijará la valoración específica de los valores máximos unitarios de inversión y de los costes unitarios de operación y mantenimiento fijos”*. Por lo tanto, el legislador reglamentario no vincula la retribución de las instalaciones singulares al reconocimiento de la *totalidad* de la inversión que las mismas comportan, sino a la necesidad de la fijación de unos valores unitarios *máximos* diferenciados para las instalaciones singulares; es decir, la singularidad determina que los valores unitarios de inversión para estas instalaciones se aprueben también con carácter singular, pero ello no implica que resulte forzoso en todo caso el reconocimiento de la integridad de la inversión. Tal interpretación parece excluida por la utilización de la expresión *“valores máximos unitarios”*.

De acuerdo con lo arriba expuesto, la CNE solicitó, tras su Consejo del día 21 de febrero de 2013, a GORONA DEL VIENTO EL HIERRO, S.A. (en adelante GORONA), que proporcionara información adicional acerca de los siguientes puntos:

- 1) Rendimiento o eficiencia estimada del ciclo de bombeo y turbinación, y justificación detallada del mismo
- 2) Explicación pormenorizada de la forma de cálculo de los intereses intercalarios
- 3) Justificación del desvío presupuestario experimentado por el proyecto en el período 2008 – 2012.

Al analizar la información entregada el día 13 de marzo de 2013, esta CNE concluye que la regulación y operación de la futura CHE debe ajustarse a lo siguiente:

- 1) Mientras el abastecimiento de la demanda exija, en cómputo anual, un aporte considerable (próximo o superior al 30%) de generación de origen térmico, no se ve justificada la necesidad de que únicamente mediante la CHE se controle la reserva rodante y capacidad inercial, para que el OS pueda cumplir con los PO's SEIE. Este escenario podría ser aplicable en caso de una penetración renovable masiva<sup>1</sup>, cercana al abastecimiento total de la demanda. Mientras tanto, la reserva necesaria en el sistema eléctrico de El Hierro la ofrecerá la planta existente de Llanos Blancos, lo que permitirá operar la CHE a un rendimiento superior. Por tanto, a efectos de retribución, el rendimiento de la CHE se establece en el 69%.
- 2) En cuanto a los intereses intercalarios, la respuesta de GORONA aclara que son importes netos de posibles ingresos derivados de las subvenciones percibidas. No obstante, la cuantía que la CNE considera justificable como

---

<sup>1</sup> Los cálculos realizados en el presente informe adoptan el valor de producción neta de la CHE en 2014 de [XXXX] MWh. Esta producción representa el 71% de la demanda total anual móvil de abril 2013 a marzo 2014 ([XXXX] MWh sin contar con el consumo del bombeo), según las últimas previsiones de REE (Informe Anual de cobertura de la demanda en Canarias, 04/04/2013).

amortizable por este concepto corresponde a los gastos financieros de una línea de crédito de [XXXX] millones de euros y alcanza el importe de [XXXX] euros.

- 3) La inversión bruta que la CNE propone sea reconocida para la CHE es de [XXXX] M€ teniendo en cuenta que
- a. El presupuesto inicial en 2007 era de [XXXX] M€, que constituyó la base de la adjudicación de la subvención de 35 M€ por parte de los Presupuestos Generales del Estado.
  - b. El último presupuesto presentado por GORONA en marzo 2013<sup>2</sup> alcanza [XXXX] M€ (un aumento de un 51% con respecto a 2007).
  - c. Analizando los gastos incurridos por la CHE, la CNE no ve justificadas algunas de las nuevas partidas incluidas en el presupuesto, como son los gastos de la sociedad, la adquisición de terrenos y los gastos financieros reportados, por un total de [XXXX] M€. De esta manera el presupuesto alcanzaría [XXXX] M€ que es en [XXXX] M€ superior al presupuesto inicial de 2007.
  - d. Estos [XXXX] M€ proceden fundamentalmente del incremento de las partidas de depósito inferior (impermeabilización adicional) [+177%], conducciones forzadas (modificación a doble tubería reforzada) [+99%] y otros gastos [+217%].
  - e. Según la información entregada por GORONA el 13 de marzo de 2013, los intereses intercalarios reconocidos se establecen en [XXXX] k€.
  - f. El proyecto ha sido dotado de subvenciones por parte del Estado por un importe de 35 M€ y por el Cabildo de El Hierro por un importe de 68 k€.

---

<sup>2</sup> Gorona (2013): Actualización – Plan de proyecto – Año 2013

- g. Por lo tanto, la inversión neta a reconocer, cuya amortización se cubre mediante el pago de la anualidad de la inversión (CIT<sup>3</sup>) incluida en la garantía de potencia (GPOT), es de [XXXX] M€.

Los costes de inversión se apartan de los previstos inicialmente en razón de las modificaciones observadas en el proyecto inicial sin que conste la correspondiente autorización administrativa.

Alternativamente, la CNE ha valorado un escenario en donde sólo se reconocerían de forma parcial, en un 50%, los desvíos presupuestarios respecto a la inversión inicial que dio lugar a la subvención de 35 M€ con cargo a los PGE; este escenario contemplaría una inversión neta a reconocer de [XXXX] M€ (frente a los [XXXX] M€ anteriormente planteados).

En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 6.4 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la retribución de la garantía de potencia de las instalaciones según su tipología y tamaño habrá de establecerse teniendo en cuenta las inversiones reales, un tipo de interés representativo del coste de los recursos, así como los costes de operación y mantenimiento. Es decir, la normativa aplicable impone que han de tenerse en cuenta las inversiones reales, pero no que haya de reconocerse en su integridad cualquier coste de inversión.

En relación con el presupuesto, en todo caso debe subrayarse que, de acuerdo con la Propuesta de Orden, y tal y como esta Comisión se pronunció en su “Informe a la propuesta preliminar de retribución de la central hidroeléctrica de Chira-Soria en la isla de Gran Canaria”, aprobado por el Consejo de fecha 24 de noviembre de 2011, dicho presupuesto debe circunscribirse a aquellos costes estrictamente ligados a — y necesarios para— el funcionamiento de la central, exentos de cualesquiera otros costes ajenos aunque potencialmente relacionados (por ejemplo, la imposición de

---

<sup>3</sup> Según la metodología establecida en el artículo 4 de la Orden ITC/914/2006.



determinados cánones vinculados a la inversión, a posibles instalaciones de desalación, etc.).

**Cuadro 1. Reconocimiento de la inversión realizada**

[XXXX]

Una vez consideradas las condiciones mencionadas y reproducidos los cálculos de acuerdo con los datos facilitados en la Memoria de la Propuesta, la información adicional remitida tanto por MINETUR como por GORONA, el valor máximo del término 'retribución adicional' de la retribución por garantía de potencia previsto en la Propuesta de Orden podría ser excesivo para garantizar una tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos (TIR del proyecto) más acorde con las actividades sin riesgo. La CNE, como en análisis precedentes de actividades de generación sin riesgo en el mercado (régimen especial en general o régimen ordinario en los SEIE), sitúa esta tasa en el 7%, inferior a la considerada en la Propuesta de Orden del 8%.

Considerando el resto de parámetros económicos de la Propuesta de Orden, así como los incluidos en la Memoria y en la información adicional tanto por parte del MINETUR como de GORONA, se obtendría un valor máximo del término 'retribución adicional' de [XXXX] €/MW<sub>hidr</sub> (frente a los 132.000 €/MW<sub>hidr</sub> determinados en la Propuesta de Orden como límite máximo). El coste total de generación unitario en la CHE así obtenido es de [XXXX] €/MWh (inferior en aprox. un 27% a los [XXXX] €/MWh indicados en la Memoria<sup>4</sup>). Por otra parte, se indica como referencia que el coste total de generación en 2012 en el sistema de El Hierro superó los 310 €/MWh<sup>5</sup>. Este planteamiento implica una reducción del coste anual de la CHE de [XXXX] M€ con respecto al planteado en la Propuesta de Orden para

---

<sup>4</sup> En el presente informe el cuadro 6 resume los cálculos realizados por la CNE. En la columna de "Propuesta Orden" figuran los valores de MINETUR, salvo en los conceptos de "Retribución adicional para TIR 8%" y de "Coste total TIR 8%". Estas diferencias se deben al recalcu de la CNE en donde se aproximaba el valor de retribución por GPOT en [XXXX] €/MW<sub>hidr</sub>.

<sup>5</sup> Según las últimas liquidaciones provisionales en mayo 2013, el coste total unitario de explotación en El Hierro en el ejercicio 2012 ha sido de 314,4 €/MWh.

el primer año completo de operación, 2014. Sin embargo, el coste unitario global para la explotación conjunta del sistema de El Hierro ascendería a 315,55 €/MWh, próximo, pero ligeramente superior por lo tanto al obtenido con la actual central diésel, más allá de los indudables beneficios que en cuanto a reducción de emisiones e integración de recursos renovables reporta la existencia de la CHE.

El cuadro siguiente resume los resultados de la simulación de la explotación de la isla.

**Cuadro 2. Explotación de SEI El Hierro según diferentes escenarios**  
[XXXX]

Alternativamente, la CNE ha valorado un escenario en donde sólo se reconocerían de forma parcial, en un 50%, los desvíos presupuestarios respecto a la inversión inicial que dio lugar a la subvención de 35 M€ con cargo a los PGE; este escenario contemplaría una inversión neta a reconocer de [XXXX] M€ (frente a los [XXXX] M€ anteriormente planteados). En tal escenario, el valor máximo del término ‘retribución adicional’ descendería hasta [XXXX] €/MW<sub>hidr</sub>; y el coste total de generación unitario sería de [XXXX] €/MWh; consecuentemente, la operación anual de la CHE costaría [XXXX] M€ menos que la planteada en la Propuesta de Orden, implicando una reducción de los costes de explotación integral del sistema de El Hierro en [XXXX] M€ con respecto a la situación actual, con un coste total unitario de 289,51 €/MWh.

A juicio de esta Comisión, para establecer los parámetros retributivos de la instalación CHE podría haberse utilizado la estructura de costes reconocidos incluidos en la normativa vigente de las Ordenes ITC/913/2006 y ITC/914/2006. Sin embargo, se ha optado por un nuevo esquema retributivo (con conceptos nuevos como las horas anuales de funcionamiento estándar para este tipo de centrales, la retribución adicional o la anualidad por el llenado inicial de los vasos), que precisa un rango de Orden.

Por otra parte, se ha aprovechado la Propuesta de Orden para modificar la regulación vigente sobre el procedimiento de despacho económico de la generación

en los SEIE, para introducir en él los criterios de despacho de las centrales de bombeo-turbinación. En este sentido, se considera que puede resultar excesivo generalizar, más allá del ámbito de la CHE y sin excepción, la prohibición de programar el bombeo utilizando energía de procedencia no renovable, pues se privaría al Operador del Sistema de una herramienta valiosa para, en situaciones puntuales de baja producción renovable en las *islas mayores*, que cuentan con tecnologías térmicas de precios significativamente distintos, poder mejorar la eficiencia del despacho económico.

Finalmente, en relación con la determinación del valor unitario de la retribución por garantía de potencia a partir de los valores auditados, esta Comisión considera superfluo el mandato que figura en la Propuesta de Orden de informe preceptivo adicional al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), máxime si tanto el proponente (la DGPEyM) como el autor de dicho segundo informe concurrente (el IDAE) dependen ambos orgánicamente de una misma Secretaría de Estado de Energía.

## **2. OBJETO Y ANTECEDENTES**

Este documento tiene por Objeto responder a la solicitud de informe preceptivo a la *'Propuesta de Orden 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 Propuesta), remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) mediante escrito que ha tenido entrada en esta Comisión con fecha 21 de diciembre de 2012.

La Propuesta de Orden presenta un esquema de retribución integral para una planta singular en la isla de El Hierro que está compuesta por instalaciones de diversa índole: varios aerogeneradores, de un lado, e instalaciones hidráulicas de bombeo y turbinación, por otro.

Con fecha 9 de enero de 2013, la Propuesta de Orden ha sido circulada a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad; se han recibido comentarios de:

el Gobierno Canario, el Operador del Sistema, Iberdrola, E.On y UNESA (que recoge los comentarios individuales de Endesa, que participa con un 30% en la central, y Gas Natural Fenosa). La sociedad Zona Eólica Canaria, S.A. (ZECSA) ha remitido asimismo comentarios vía registro electrónico. La Generalitat de Catalunya y el Gobierno de la Comunidad de Madrid han comunicado que no tienen comentarios. Las alegaciones recibidas se recogen en el Anexo 4 a este informe; el Anexo 1 sintetiza y analiza su contenido.

Con fecha 23 de enero de 2013 ha tenido entrada en esta CNE información complementaria relativa a los datos de inversión, intereses intercalarios y gastos financieros del proyecto; y en ese mismo día, ha sido circulada a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad.

Con fecha 21 de febrero de 2013, el Consejo de la CNE aprobó requerir información adicional acerca de los siguientes puntos (ver documento en Anexo 3):

- 1) Rendimiento o eficiencia estimada del ciclo de bombeo y turbinación, y justificación detallada del mismo
- 2) Explicación pormenorizada de la forma de cálculo de los intereses intercalarios
- 3) Justificación del desvío presupuestario experimentado por el proyecto en el período 2008 – 2012.

Por otra parte, con fecha 13 de marzo de 2013, ha sido recibida la respuesta por parte de GORONA en la sede de la CNE.

Con fecha 10 de febrero de 2011, el Consejo de esta CNE aprobó la *“Propuesta preliminar de retribución de la Central Hidroeléctrica (CHE) de la isla de El Hierro”*.

En dicha propuesta, la CNE destacaba la importancia de que el bombeo no se realizara, salvo situaciones excepcionales, con energía eléctrica procedente de la central térmica (CT diésel de Llanos Blancos, única central que abastece en la actualidad la isla), sino con la energía eólica procedente de la propia CHE, con el fin de maximizar la penetración renovable en la isla. Por lo tanto, se utilizaría el diésel para satisfacer la demanda cuando la energía eólica y la turbinación no fueran suficientes; esto implica establecer un orden de mérito según el cual en primer lugar

entra la generación eólica, luego la hidráulica (turbinación) y por último, la generación convencional (diésel).

De alimentarse el bombeo con energía térmica convencional en condiciones no excepcionales (es decir, que no supongan riesgo inminente para la seguridad de suministro o una alteración extraordinaria del orden de mérito antes descrito), se aumentaría el coste de explotación del sistema, por dos motivos: 1) por la pérdida de eficiencia de aproximadamente un 31% en el proceso cíclico de bombeo y posterior turbinación; y 2) por el aumento de la producción diésel, lo que implicaría mayores costes variables reconocidos para esta central.

De acuerdo con las previsiones y datos de demanda disponibles entonces (año 2010), y en ausencia de instalaciones renovables adicionales<sup>6</sup>, se tenía que la máxima penetración de energía renovable en la isla se alcanzaría para el primer año de funcionamiento de la central CHE (con un 77%), e iría disminuyendo progresivamente con el incremento de la demanda, hasta el final de la vida útil de la instalación, 65 años más tarde (llegando a un 41%); la diferencia podría ir siendo absorbida por la CT Llanos Blancos.

Una de las cuestiones fundamentales para determinar la retribución, que permanecía abierta entonces, y se concreta ahora, es la elección del régimen jurídico adoptado para la autorización de la instalación. La propuesta de 2011 de la CNE, si bien contemplaba otras alternativas, se decantaba por una retribución independiente para la energía eólica cedida a la red, por un lado (acorde con la retribución de las instalaciones de producción en régimen especial), y otra para la energía hidráulica turbinada, por otro (acorde con el esquema retributivo singular previsto para la generación en régimen ordinario en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, SEIE). En todo caso, la operación de las dos partes, eólica e hidráulica, debe necesariamente estar coordinada.

---

<sup>6</sup> El Plan de Sostenibilidad de El Hierro, aprobado el 27 de Noviembre de 1997 por el Cabildo de El Hierro, determina el objetivo de convertir la isla de El Hierro en un lugar autosostenido (abastecido mediante fuentes de energía renovables) en cuanto a la generación de energía eléctrica.

La Propuesta de Orden ahora sometida a informe opta sin embargo por considerar la CHE como un todo desde el punto de vista retributivo y de operación: una única instalación con un solo punto frontera, retribuida como un grupo más de generación en régimen ordinario. Si bien es verdad que en estos momentos no es posible aplicar una tarifa regulada para nuevas instalaciones eólicas no inscritas en el registro de preasignación, como consecuencia del RD Ley 1/2012, esta circunstancia complica el establecimiento de comparaciones detalladas entre las dos propuestas. En todo caso, uno y otro enfoque coinciden en que únicamente se retribuye la energía vertida a la red, sin tener en cuenta los flujos internos en la central.

Con fecha 24 de noviembre de 2011, el Consejo de esta CNE aprobó el *“Informe a la propuesta preliminar de retribución de la Central Hidroeléctrica de Chira-Soria en la isla de Gran Canaria”*, y el 15 de marzo de 2012 la DGPEyM aprobó la *Resolución por la que se establecen los parámetros retributivos provisionales y máximos de la central hidráulica reversible de 200 MW de Chira – Soria en Gran Canaria*. No obstante, debe tenerse presente que el proyecto de Chira-Soria consiste en una central de turbinación-bombeo de gran tamaño (la potencia instalada prevista asciende a 200 MW), y en su caso la energía primaria utilizada para el bombeo necesariamente procede de otras instalaciones (no existen aerogeneradores integrados en la propia central). Esta central aprovecharía además un vaso preexistente

### **3. NORMATIVA APLICABLE**

- Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. El apartado 1 del artículo 6 de este Real Decreto prevé que *“el Ministro de Economía, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía, autorizará los parámetros técnicos resultantes de la puesta en marcha de nuevos grupos”*.
- 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.

- 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. El apartado 4 del artículo 5 establece que *“para aquellas instalaciones de generación que posean características singulares o diferentes de las definidas en el anexo II, la DGPEyM fijará la valoración específica de los valores máximos unitarios de inversión y de los costes unitarios de operación y mantenimiento fijos”*.
- Decreto 32/2006, de 27 de marzo, de la Comunidad Autónoma de Canarias, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de esta comunidad autónoma. Su artículo 12 limita la energía renovable generada por un parque eólico en un 30% de cada sistema eléctrico aislado. La CHE estaría exenta de dicha limitación, pues no se considera un parque eólico en atención a su gestionabilidad, pues se trata de una planta específica donde la generación eólica está integrada con el bombeo y turbinación. Además, el Decreto establece que las instalaciones eólicas asociadas a sistemas singulares de acumulación energética como ésta no podrán ser objeto de un concurso público.
- Real Decreto-ley 1/2002, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovable y residuos.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista; en particular, su artículo 7 (*‘Establecimiento de medidas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares’*).
- Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad; en particular, su



artículo 37 (*'Establecimiento de medidas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares'*).

- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

#### **4. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA DE ORDEN**

La Propuesta de Orden consta de ocho artículos y tres disposiciones finales.

El preámbulo de la Propuesta de Orden contextualiza el desarrollo del apoyo público al proyecto, materializado mediante ayudas consignadas en los Presupuestos Generales del Estado por valor de 35 millones de euros, en el marco del Plan de Sostenibilidad de El Hierro de 1997, *"con el objetivo de que esta isla sea la primera capaz de autoabastecerse de energía eléctrica a partir de fuentes de energía totalmente renovables"*. La necesidad de la norma se justifica en la singularidad de la instalación, única en su configuración, y en la incidencia que sobre su retribución tiene su modo de operación, aspectos que no se consideran suficientemente cubiertos por las vigentes Órdenes ITC 913 y 914/2006, de 30 de marzo.

El artículo 1 define el objeto de la Propuesta de Orden: 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*). 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 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', que en la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden se define como la tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos (TIR del proyecto) de un 8%; inicialmente adopta un valor máximo de 132.000 €/MW<sub>hidráulico</sub> y año. La anualidad por inversión de *toda* la central, CIT, se expresará en €/MW *de potencia neta hidráulica*. 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. En la información adicional remitida se detalla una inversión bruta de 81 millones de euros (incluidos intereses intercalarios) y una subvención a la inversión procedente de Presupuestos Generales del Estado de 35 millones de euros.

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; de su importe parece deducirse que los mismos se consideran netos de posibles ingresos financieros derivados de la citada subvención. En la información adicional remitida se cuantifica en 1,4 millones de euros el importe de 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 CNE y del IDAE. Al igual que para las restantes instalaciones de producción en régimen ordinario en los SEIE, 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 SEIE.

La Disposición final primera (enunciada como única) 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.

La Memoria que acompaña la Propuesta de Orden analiza el impacto normativo de la misma y ofrece datos complementarios utilizados en su elaboración; entre otros aspectos, se señala que el coste total previsto de generación de la CHE asciende a 236 €/MWh, mientras que el coste total de generación en la isla de El Hierro en 2011 y 2012 fueron de 306 €/MWh y 314 €/MWh (provisional), respectivamente.

Gráfico 1. **Producción anual y costes medios anuales de los grupos de Llanos Blancos en El Hierro, 2009 - 2012**

[XXXX]

## **5. EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN ADICIONAL REMITIDA POR GORONA**

En el presente capítulo se detalla la evaluación de los informes elaborados por GORONA a solicitud de la CNE.

### **5.1 Rendimiento**

El rendimiento máximo teórico, según la argumentación de GORONA, sería de [XXXX]%. El diseño final de la CHE ha sacrificado eficiencia en aras de una mayor modularidad y flexibilidad en la explotación, permitiendo un superior control de reserva rodante y capacidad inercial que le permita cumplir con los PO`s SEIE aun en situaciones de generación diesel prácticamente nula, con depósito superior casi lleno y elevado recuso eólico. Con todo ello, GORONA estima que el rendimiento técnico del bombeo sería de un [XXXX] % en promedio anual, pero un 10% se pierde en proporcionar compensación síncrona.

Resumiendo, el rendimiento de sistema de turbinación-bombeo final llegaría a [XXXX]% que es un valor muy inferior al esperado en una instalación de este tipo. Asumiendo un factor de eficiencia próximo al 70 %, similar al considerado en el informe previo de la CNE de 10 de febrero de 2011, se obtendrían unas [XXXX]

horas más de utilización y con una producción [XXXX] MWh mayor en la instalación de turbinación con respecto a la versión de GORONA.

La CNE considera que mientras el abastecimiento de la demanda exija, en cómputo anual, un aporte considerable (próximo o superior al 30%) de generación de origen térmico, no se ve justificada la necesidad de que únicamente mediante la CHE se controle la reserva rodante y capacidad inercial, para que el OS pueda cumplir con los PO's SEIE aun en situaciones de generación diesel prácticamente nula. Esto no obsta para que, en un futuro, una penetración mayor de recursos renovables pudiera permitir el aprovechamiento de la flexibilidad otorgada por la configuración mediante doble tubería reforzada. Sin embargo, la CNE considera que los grupos diesel de la planta existente de Llanos Blancos pueden seguir ofreciendo la reserva necesaria en este sistema eléctrico consiguiendo de esta manera un mejor rendimiento de la CHE y reduciendo costes.

La CNE propone que en estas características y a efectos de retribución el rendimiento del bombeo se establezca en el [XXXX]% según el planteamiento inicial, que fue igualmente adoptada en el Informe de la CNE en 2011.

## **5.2 Intereses intercalarios**

Los intereses intercalarios son los gastos financieros devengados de la financiación ajena de una inversión antes de su entrada en funcionamiento. El Plan General de Contabilidad en España contempla la posibilidad de activar los intereses intercalarios y la empresa puede optar por incluirlos en el valor del inmovilizado o llevarlos a la cuenta correspondiente de gastos financieros.

La propuesta de Orden (23/01/2013), por un lado, reconoce unos intereses intercalarios ([XXXX]M€) sumándolos a la inversión a amortizar a través de una retribución regulada. La información adicional proporcionada por la DGPEyM acerca de los intereses intercalarios detalla los costes incurridos por GORONA en cada año debidos a dos préstamos a largo plazo con las siguientes características:

- Línea de financiación: [XXXX] M€ por [XXXX] años, [XXXX] años de carencia y tipo de interés [XXXX] %

- Línea de financiación: [XXXX] M€ por [XXXX] [XXXX] años, [XXXX] años de carencia y tipo de interés [XXXX] %.

Sin embargo, de la información adicional proporcionada por GORONA (13/03/2013) se deduce que en realidad durante la construcción se había consumido una única línea de crédito. Dicho préstamo fue concedido el [XXXX] en el marco de “ICO economía sostenible” por importe de [XXXX] euros con las siguientes condiciones:

- Tipo de interés Euribor semestral + [XXXX]
- Revisión de tipo de interés: [XXXX]
- Plazo de amortización [XXXX]
- Período de carencia: [XXXX]

La documentación señala que hasta finales de 2012 se ha incurrido en una “*capitalización*” de dicho préstamo por un importe de [XXXX] €.

Cabe señalar que la documentación entregada a este respecto es confusa y en varios puntos contradictoria, pues indica que los datos incluidos en la información adicional proporcionada por el MINETUR se deben a dos líneas de crédito, pero no detalla información sobre la segunda. Además, en otro documento entregado por GORONA con el título de “Actualización del Plan de Proyecto – Año 2013” se reportan dos líneas de crédito: 1) el mencionado crédito de [XXXX] M€ de 2010, y 2) un crédito de [XXXX] € pendiente de conceder, es decir, posible futura financiación ajena. Más aún, la tabla que resume las modificaciones en los presupuestos imputa [XXXX] € como gastos financieros, que se entiende deberían ser los intereses intercalarios.

En consecuencia, esta CNE considera adecuado incluir un total de [XXXX] € como intereses intercalarios, que corresponden a los intereses incurridos por la línea de crédito consumida (ver Cuadro 1.).

### **5.3 Propuesta para reconocimiento de costes**

En la información adicional remitida figura un documento titulado “*Justificación del desvío presupuestario experimentado por el proyecto en el período 2008-2012*”, donde se explica la evolución del presupuesto del proyecto CHE, si bien en ocasiones sin profundizar en los motivos que llevaron a modificaciones del proyecto

inicial. En la siguiente tabla, elaborada por la CNE, se presenta la información de manera agregada sobre las modificaciones presupuestarias (se han marcado con color rojo los incrementos anuales y con azul las reducciones anuales). A continuación se detallan y evalúan los desvíos presupuestarios incurridos.

**Cuadro 3. Evolución del presupuesto del proyecto CHE, 2007 – 2013**

[XXXX]

- 1) El primer desvío de [XXXX] euros se detecta entre, por un lado, el presupuesto estimado del proyecto en 2007 según el documento “Convenio de colaboración IDAE - GORONA” firmado el 20 de marzo de 2007, y por otro lado, la Actualización Plan de Proyecto en 2008. Dicha desviación se desglosa en el punto 8.4 *Estado de origen y Aplicación de Fondos (EOAF)* de 2008 según el siguiente cuadro:

**Cuadro 4. Desglose de desviaciones totales en 2007**

[XXXX]

Esta Comisión considera que el presupuesto original de 2007, que dio lugar a la adjudicación de la subvención, debería haber incluido los gastos de personal y de explotación (que se *intuye* son gastos de administración). Por otro lado, las partidas de “*Desviaciones PPTOS obra*” no se detallan ni se identifican. A partir del año 2009 estas desviaciones dejan de aparecer de manera separada y se presentan bajo la partida “*Gastos de la sociedad*” mostrando variaciones anuales diversas (aumento, reducción o no variación anual) resultando en una cifra final de [XXXX] €.

Esta Comisión considera que no ha sido suficientemente justificada esta partida que finalmente asciende a [XXXX] €, por lo que propone su no reconocimiento.

- 2) El segundo grupo de gastos, que presenta un desvío significativo (2007 – 2013: +71%) con respecto al presupuesto original de 2007, se refiere a la partida de obras civiles. Dentro de esta partida una parte, la construcción del depósito superior, redujo el gasto inicial en un 11% a lo largo del período 2007-2013. Esto fue resultado, primero, de ajustes a la baja del presupuesto de licitación y, segundo, de aumentos de gastos en 2012 debido a modificaciones de impermeabilización del mismo y cambio de configuración por motivos geotécnicos y acondicionamiento de laderas.

La otra parte de las obras civiles la constituye el depósito inferior y edificaciones que han sufrido un aumento de costes muy significativo (+177%) en el período de análisis: se han multiplicado casi por tres. La justificación para dicho incremento se refiere, en primer lugar, a aspectos ambientales, geológicos, geotécnicos y geomorfológicos, y al aumento de la superficie dedicada a la subestación, y en segundo lugar, a una modificación sustancial de la obra en cuanto a la impermeabilización y cambios de configuración por motivos geotécnicos<sup>7</sup>.

- 3) El tercer aumento relativo más importante de los gastos se produjo en los sistemas eléctricos (2007- 2013: 54%). Cabe señalar que en 2008 hubo una inversión adicional en equipamientos del sistema eléctrico y de control (una de las tres partidas principales de los sistemas eléctricos) que alcanzaba el 76% de la inversión originalmente planteada para los mismos. En 2010 se redujo el gasto debido, primero, a la separación contable de la partida del punto de enganche dando lugar al punto 6 en los presupuestos, con un total de 1.100.000 €, y segundo, a ajustes en el presupuesto de licitación. Con todo ello, y tras inversiones adicionales en sistemas de deslastre, AGC y modificaciones de la arquitectura del sistema de control, para 2013 el gasto

---

<sup>7</sup> Este segundo aumento ocurrió entre 2011 y 2012 y cubría los costes de las modificaciones de estructuras, incorporación de galería de servicios, nivelado adicional de taludes, modificación de puentes grúa e incorporación a esta partida de obras complementarias que no fueron incluidas en el proyecto de licitación.

de los sistemas eléctricos y de control llegó hasta [XXXX]M€ frente a los inicialmente previstos [XXXX] M€.

La partida de *transformadores principales* prácticamente duplicó la inversión prevista en 2009 (no se presenta información alguna sobre el motivo de la necesidad de esta inversión adicional).

- 4) Los equipos *mecánicos* aumentaron el coste previsto en un 34%. Cabe señalar que la primera de las tres partidas que componen este gasto, el coste de conducciones forzadas, duplicó su coste inicial debido a un cambio sustancial en la configuración del sistema de bombeo y turbinación sustituyendo la única tubería reforzada utilizada tanto para bombeo como para turbinación por doble tubería<sup>8</sup>. Esta modificación, sin duda, aumenta la flexibilidad de la CHE, pero a costa de incrementar considerablemente las inversiones ([XXXX] M€ adicionales en 2009 que finalmente se convierte en [XXXX] M€ en 2013, lo que supone un incremento de coste del 99%) y reducir, a su vez, el rendimiento de la turbinación. Por tanto el uso de la doble tubería, cuya explotación puede ser simultáneamente de bombeo y de turbinación, debe ajustarse a un riguroso análisis de coste y beneficio de la explotación de la isla de El Hierro para no *sacrificar* rendimiento por eficiencia pudiendo obtener la reserva necesaria a partir de los grupos de Llanos Blancos.

En el segundo apartado de los equipos mecánicos, los grupos turbogeneradores aumentaron su coste en un 30% debido a la incorporación del sistema de vaciado del colector de aspiración y a mejoras en el sistema de disparo, seguridad y control de velocidad.

Los equipos de bombeo forman el tercer apartado de los *equipos mecánicos*, cuyo presupuesto se redujo en un 43%. Esto es principalmente debido a que

---

<sup>8</sup> Estudios que sustentan dicha modificación son 1) Estudio hidráulico conducciones forzadas – Ref. 13807-TUB-DNT-IDP-001; 2) Análisis comparativo y Recomendación sobre el Sistema Hidráulico. Ref. 13807-TUB-DNT-IDP-002; 3) informe sobre la viabilidad técnica de la modificación del diámetro de la conducción de bombeo – Ref. 13807-TUB-CNT-IDP-001.



la potencia instalada de bombeo sufrió una reducción: con respecto a los 10 MW inicialmente previstos actualmente el bombeo es de 6 MW de capacidad instalada.

- 5) Los gastos de ingeniería se incrementaron en un total de 41% en el período de 2010 – 2013 gracias a gastos complementarios por trabajos adicionales y aumento de plazo de las obras.
- 6) Cabe mencionar que el coste de inversión del parque eólico ha sufrido un aumento del 7%. Tras ajustar los presupuestos previstos a los resultados de la licitación para la adjudicación de las obras, que redujo el presupuesto en [XXXX] €, en 2012 y 2013 ha hecho falta invertir [XXXX] M€ adicionales para aumentar las dimensiones de la cimentación de los aerogeneradores, para realizar obras de adecuación del trayecto desde el Puerto de La Estaca hasta el parque eólico, para adecuar la instalación a determinados requerimientos de red y para cubrir los costes de mantenimiento hasta la puesta en marcha definitiva.
- 7) Según el desglose del presupuesto de marzo de 2013, aparecen cuatro partidas nuevas, que son:
  - a. *Previsión de liquidaciones y Ampliaciones:* esta partida aglutinaba los costes no incluidos en los contratos adjudicados de la construcción, que hasta el año 2011 alcanzaron un total de [XXXX] M€. Dicha cantidad ha sido asignada finalmente a los contratos correspondientes con lo que el efecto de esta partida sobre el total del presupuesto de la CHE ha sido diluido en otras partidas, resultando finalmente cero.
  - b. *Gastos de sociedad:* lo referido en el anterior punto 1.
  - c. *Adquisición de terrenos para la Central:* Esta partida, que aparece por primera vez en el desglose del presupuesto a los 6 años de iniciados los trabajos, en el documento de Actualización – Plan de Proyecto año 2013, alcanza un total de [XXXX] M€.
  - d. *Gastos financieros o intereses intercalarios:* Según se ha señalado, en el presupuesto de 2013 esta partida alcanza [XXXX] €, mientras en el

documento “Explicación pormenorizada de la forma de cálculo de los intereses intercalarios”, de marzo 2013, Gorona reporta unos intereses intercalarios capitalizados de [XXXX] €, como se ha detallado en el capítulo 5.2. Los intereses intercalarios no se consideran como partida en el presupuesto base objeto de reconocimiento (ver Cuadro 5).

Esta Comisión propone no considerar los gastos de los puntos 7.a, 7.b y 7.c, que significan partidas nuevas con respecto al presupuesto inicial, como base para el cálculo de retribución de la CHE. Se tratan todas ellas de partidas insuficientemente justificadas o que no deben ser consideradas en el reconocimiento de costes de las instalaciones eléctricas (terrenos).

Finalmente, la CNE propone el reconocimiento de una inversión bruta de [XXXX] M€ teniendo en cuenta que

- a. El presupuesto inicial en 2007 era de [XXXX] M€ que constituyó la base de la adjudicación de la subvención de 35 millones de euros por parte de los Presupuestos Generales del Estado.
- b. El último presupuesto presentado por GORONA en marzo 2013<sup>9</sup> alcanza [XXXX] M€ (un aumento de un 51% con respecto a 2007);
- c. Analizando los gastos incurridos por la CHE, la CNE no ve justificadas las nuevas partidas incluidas en el presupuesto, como son los gastos de la sociedad, la adquisición de terrenos y los gastos financieros reportados, por un total de [XXXX] M€. De esta manera el presupuesto alcanzaría [XXXX] M€ que es en [XXXX] M€ superior al presupuesto inicial de 2007.
- d. Estos [XXXX] M€ proceden fundamentalmente del incremento de las partidas de depósito inferior (impermeabilización adicional) [+177%], conducciones forzadas (modificación a doble tubería reforzada) [+99%] y otros gastos [+217%].

---

<sup>9</sup> Gorona (2013): Actualización – Plan de proyecto – Año 2013

- e. Según la información entregada por GORONA el 13 de marzo de 2013, los intereses intercalarios reconocidos se establecen en [XXXX]€.
- f. El proyecto ha sido dotado de subvenciones por parte del Estado por un importe de 35 M€ y por el Cabildo de El Hierro por un importe de 68 k€.
- g. Por lo tanto, la inversión neta a reconocer, cuya amortización se cubre mediante el pago de la anualidad de la inversión (CIT<sup>10</sup>) incluida en la garantía de potencia (GPOT), es de [XXXX] millones euros.

**Cuadro 5. Reconocimiento de la inversión en la CHE**  
[XXXX]

Los costes de inversión se apartan de los previstos inicialmente en razón de las modificaciones observadas en el proyecto inicial sin que conste la correspondiente autorización administrativa.

Alternativamente, la CNE ha valorado un escenario en donde sólo se reconocerían de forma parcial, en un 50%, los desvíos presupuestarios respecto a la inversión inicial que dio lugar a la subvención de 35 M€ con cargo a los PGE; este escenario contemplaría una inversión neta a reconocer de [XXXX] M€ (frente a los [XXXX] M€ anteriormente planteados). En este sentido, y conforme a lo establecido en el artículo 6.4 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la retribución de la garantía de potencia de las instalaciones según su tipología y tamaño habrá de establecerse teniendo en cuenta las inversiones reales, un tipo de interés representativo del coste de los recursos, así como los costes de operación y

---

<sup>11</sup> Por otra parte, esta Comisión calcula el coste medio ponderado de capital (WACC nominal, después de impuestos) para la actividad de distribución eléctrica anualmente, habiendo obtenido un valor provisional para 2013 del 7,03%, el más alto de los últimos seis años. Se calcula así una tasa de retribución para recuperar el coste financiero de los activos no amortizados; en paralelo, en el caso de los SEIE, los activos no amortizados son retribuidos según la rentabilidad de las Obligaciones del Estado a diez años más 200 puntos básicos.

mantenimiento. Es decir, la normativa aplicable impone que han de tenerse en cuenta las inversiones reales, pero no que haya de reconocerse en su integridad cualquier coste de inversión.

## 6. CONSIDERACIONES ADICIONALES

### 6.1 Sobre los costes reconocidos

La Propuesta de Orden deja abierto cuál será el importe final del valor unitario de la garantía de potencia y el de sus principales componentes, para que sean establecidos por resolución de la DGPEyM. En este aspecto, el presente informe queda necesariamente incompleto, a la espera de conocer la definitiva propuesta de fijación de parámetros retributivos por parte de la DGPEyM. Sin perjuicio de lo anterior, y a partir de la información adicional remitida tanto por el MINETUR como por GORONA, se realiza más adelante un breve ejercicio de análisis económico.

El valor anual de los costes de operación y mantenimiento fijos ( $COMT_n$ ) propuesto en la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden es 18,75 €/MW (la Memoria indica 18,75 €/MW, pero se entiende que debe de tratarse de k€/MW). Sin embargo, este valor no es totalmente consistente con los importes anuales de recursos humanos, seguros y pérdidas de evaporación facilitados en la misma. Por ello, teniendo en cuenta el valor de la potencia hidráulica de turbinación (11,32 MW), se obtendría un valor de  $COMT$  de [XXXX] €/MW para 2013 y [XXXX] €/MW para 2014 (como figura en el cuadro 6).

Por otra parte, la actualización de los costes de operación y mantenimiento fijos se plantea de acuerdo con el IPC *previsto* (corregido por un factor de eficiencia); lo normal es que las actualizaciones se realicen con el IPC *registrado* en el período de referencia anterior. Por otra parte, se debe reemplazar el IPC general por la inflación subyacente (Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos), de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero; en cualquier caso, los costes de inversión representan más del 80% de los costes reconocidos, por lo que el impacto de la

variación del índice de actualización sobre los costes de operación y mantenimiento, fijos y variables, es muy pequeño.

Las divergencias observadas entre los importes contenidos en la Propuesta de Orden y aquellos planteados por la CNE, ya fuera en su informe de 10 de febrero de 2011 o ahora, se deben fundamentalmente a las tres razones que han motivado la remisión de información adicional por parte de GORONA y han sido previamente analizadas en detalle: 1) el incremento experimentado por el presupuesto del proyecto; 2) la reducción de la eficiencia o rendimiento asumido para el ciclo de bombeo-turbinación, y 3) la toma en consideración (o no) de todo el coste de la financiación ajena como parte de la retribución reconocida.

En relación con el presupuesto, en todo caso debe subrayarse que, de acuerdo con la Propuesta de Orden, y tal y como esta Comisión se pronunció en su “Informe a la propuesta preliminar de retribución de la central hidroeléctrica de Chira-Soria en la isla de Gran Canaria”, aprobado por el Consejo de fecha 24 de noviembre de 2011, dicho presupuesto debe circunscribirse a aquellos costes estrictamente ligados a –y necesarios para– el funcionamiento de la central, exentos de cualesquiera otros costes ajenos aunque potencialmente relacionados (por ejemplo, la imposición de determinados cánones vinculados a la inversión, a posibles instalaciones de desalación, etc.).

Con carácter general esta Comisión considera que, en el caso de las instalaciones de carácter singular como esta, debería arbitrarse un mecanismo que vincule la inversión a reconocer con aquella recogida en los proyectos de ejecución sobre los que se basan las correspondientes autorizaciones administrativas, dado que de otro modo es imposible prever, tanto por parte del MINETUR como de esta Comisión, el impacto económico final de la inversión. En efecto, entiende esta Comisión que, con carácter previo a la autorización administrativa de la instalación, debería procederse a realizar un análisis de coste-beneficio, teniendo en cuenta por un lado el coste de la misma, y por otro, el ahorro de costes de generación, análisis que en todo caso debería realizarse sobre la base de unas hipótesis prudentes y transparentes sobre la base del proyecto de ejecución. En particular, la previsión para este tipo de instalaciones en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE), se

contiene en el artículo 5, apartado 4, de la Orden ITC 914/2006, de 30 de marzo: *“Para aquellas instalaciones de generación que posean características singulares o diferentes de las definidas en el Anexo II, la DGPEM fijará la valoración específica de los valores máximos unitarios de inversión y de los costes unitarios de operación y mantenimiento fijos”*. Por lo tanto, el legislador reglamentario no vincula la retribución de las instalaciones singulares al reconocimiento de la *totalidad* de la inversión que las mismas comportan, sino a la necesidad de la fijación de unos valores unitarios *máximos* diferenciados para las instalaciones singulares; es decir, la singularidad determina que los valores unitarios de inversión para estas instalaciones se aprueben también con carácter singular, pero ello no implica que resulte forzoso en todo caso el reconocimiento de la integridad de la inversión. Tal interpretación parece excluida por la utilización de la expresión *“valores máximos unitarios”*.

Debe tenerse presente que, en el caso de la CHE, en el momento de consignarse la correspondiente subvención por importe de 35 millones de euros con cargo a los PGE, el presupuesto previsto era de unos [XXXX] millones, y ahora según el MINETUR asciende a 81 M€; una desviación semejante necesariamente condiciona la rentabilidad de la inversión para el conjunto del sistema. Más adelante se muestra una tabla en la que se confrontan una serie de parámetros en los que se apuntan diferencias entre las hipótesis asumidas en la Propuesta de Orden y las tomadas en consideración por la CNE en los apartados anteriores. A partir de estos dos juegos de parámetros, se ha impuesto la consecución de una TIR de proyecto del 8% como se establece en la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden (entendida como la rentabilidad generada por los flujos de caja después de impuestos esperados obtenidos como beneficio neto *más* amortizaciones, durante toda la vida de la central – 65 años), y se ha empleado un mismo cuadro de retribución y amortización de inversiones, de acuerdo con la información complementaria proporcionada por el MINETUR.

Se ha obtenido un valor de ‘retribución adicional’ necesaria de [XXXX] €/MW<sub>hidro</sub> en el primer caso (‘Propuesta Orden’; próximo, pero por encima de los 132.000 planteados) y [XXXX] €/MW<sub>hidro</sub> según la ‘Propuesta CNE’.

Por otra parte, en su informe de 10 de febrero de 2011, esta CNE propuso para la TIR de proyecto un rango comprendido entre el 6,81% y el 9%, decantándose por un valor de referencia del 7%, en línea con la rentabilidad de referencia estimada en otras ocasiones para la instalaciones de generación sin riesgo en el mercado (régimen especial en general o régimen ordinario en los SEIE); descartar rentabilidades superiores parece asimismo congruente con la naturaleza de una actividad regulada en régimen de costes reconocidos y riesgo financiero limitado, como es la producción en régimen ordinario en los SEIE<sup>11</sup>. Esta Comisión considera que el marco retributivo planteado por la Propuesta de Orden da suficientes garantías, minorando considerablemente los riesgos del proyecto y, por tanto, podría no justificar una TIR del proyecto después de impuestos del 8%. De acuerdo con lo anterior, y como información complementaria, para una TIR de proyecto del 7% se han obtenido sendos valores de ‘retribución adicional’ de [XXXX] €/MW<sub>hidro</sub> y [XXXX] €/MW<sub>hidro</sub>, en el escenario de la Propuesta de Orden y en el planteado por la CNE, respectivamente.

En relación con la rentabilidad *garantizada* al proyecto, esta Comisión resalta además lo siguiente:

- En la Propuesta de Orden no queda claro cómo se revisaría en su caso el término ‘retribución adicional’, sobre todo en el caso de que el interés de las Obligaciones del Estado a diez años más 200 puntos básicos sea mayor que el 8%.
- La Memoria que acompaña la Propuesta de Orden no recoge análisis alguno de los riesgos del proyecto, ni de los costes de los recursos propios y ajenos que permita justificar que la rentabilidad razonable del proyecto, después de impuestos, durante la vida de la central, tome un valor del 8%.

---

<sup>11</sup> Por otra parte, esta Comisión calcula el coste medio ponderado de capital (WACC nominal, después de impuestos) para la actividad de distribución eléctrica anualmente, habiendo obtenido un valor provisional para 2013 del 7,03%, el más alto de los últimos seis años. Se calcula así una tasa de retribución para recuperar el coste financiero de los activos no amortizados; en paralelo, en el caso de los SEIE, los activos no amortizados son retribuidos según la rentabilidad de las Obligaciones del Estado a diez años más 200 puntos básicos.

- La Memoria se refiere a una rentabilidad garantizada “durante la vida de la central”; esta Comisión no comparte que se garantice una TIR para un horizonte temporal tan extenso, dado que existen elementos que pueden modificar el riesgo de la inversión durante dicho período (entre otros, cuando sea necesario reponer el equipo electromecánico o el parque eólico). Alternativamente, se propone que se incluya la revisión periódica de dicha rentabilidad anual razonable (por ejemplo, por período regulatorio) tal que permita mantener alineada la rentabilidad del proyecto con la situación de los mercados financieros u otros factores que puedan afectar a la inversión.
- La Propuesta de Orden introduce un factor de eficiencia X igual a un 1% que corrige el índice de actualización (IPC en la propuesta; inflación subyacente tras el Real Decreto-ley 2/2013); con el esquema del marco retributivo planteado por la Propuesta, una reducción en la retribución como consecuencia del factor de eficiencia X podría no trasladarse a la empresa si se viera compensado por el término ‘retribución anual adicional’ (salvo en el caso de que se alcanzara el límite fijado para el mismo, establecido en la Propuesta de Orden en 132.000 €/MW<sub>hidr</sub>).

Por último, a continuación se muestra una aproximación del coste total de generación unitario de CHE en [€/MWh]; se ha tomado como referencia el ejercicio 2014, por ser el primero en el que se espera que la CHE opere el año completo. El coste total unitario se ha estimado a partir de la suma de las retribuciones anuales en concepto de garantía de potencia y costes variables, promediada por la producción anual *contra* demanda. El valor obtenido para el caso ‘Propuesta de Orden’ y TIR del 8% (238 €/MWh) es próximo, pero no coincidente, con el proporcionado en la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden (236 €/MWh). En el caso ‘Propuesta CNE’, el coste total de generación unitario sería en torno a un 22% inferior, unos [XXXX] €/MWh ([XXXX] €/MWh, de asumirse una TIR del 7%), debido al notable incremento de producción que representa asumir un factor de eficiencia casi un 20% superior y no reconocer la totalidad del presupuesto final presentado por GORONA.



A continuación se hacen algunas precisiones en cuanto a los valores adoptados para los diferentes parámetros:

El coste variable aplicado a la energía generada en el punto frontera propuesto por esta Comisión es de [XXXX] €/MWh. La diferencia con respecto al valor indicado en la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden (15,57 €/MWh) se debe a la utilización de una eficiencia del ciclo bombeo–turbinación del 69% (en vez del 51% del MINETUR) aumentando la producción de la CHE.

En estos cálculos no se ha incluido el importe de los peajes de acceso (ni como coste, ni como retribución).

**Cuadro 6. Resultados de operación y retribución de la Propuesta de Orden y de los cálculos de la CNE para la explotación en 2014**

[XXXX]

Considerando el resto de parámetros económicos de la Propuesta de Orden así como los incluidos en la Memoria y en la información adicional tanto por parte del MINETUR como de GORONA, se obtendría un valor máximo del término ‘retribución adicional’ de [XXXX] €/MW<sub>hidr</sub> (frente a los 132.000 €/MW<sub>hidr</sub> determinados en la Propuesta de Orden como límite máximo). El coste total de generación unitario en la CHE así obtenido es de [XXXX] €/MWh (inferior en aprox. un 27% a los [XXXX] €/MWh indicados en la Memoria<sup>12</sup>). Por otra parte, se indica como referencia que el coste total de generación en 2012 en el sistema de El Hierro superó los 310 €/MWh<sup>13</sup>.

---

<sup>12</sup> En el presente informe el cuadro 6 resume los cálculos realizados por la CNE. En la columna de “Propuesta Orden” figuran los valores de MINETUR, salvo en los conceptos de “Retribución adicional para TIR 8%” y de “Coste total TIR 8%”. Estas diferencias se deben al recálculo de la CNE en donde se aproximaba el valor de retribución por GPOT en [XXXX] €/MW<sub>hidr</sub>.

<sup>13</sup> Según las últimas liquidaciones provisionales en mayo 2013, el coste total unitario de explotación en El Hierro en el ejercicio 2012 ha sido de 314,4 €/MWh.

Para el primer año completo de operación, 2014, el presente planteamiento implica una reducción del coste anual de la CHE de [XXXX] M€ con respecto al planteado en la Propuesta de Orden. Esta reducción se traduce en un ahorro anual del sistema de El Hierro de [XXXX] M€ al simular toda la explotación del mismo, lo que supone un coste unitario global de [XXXX] €/MWh.

Según el escenario alternativo con el reconocimiento de un 50% de los desvíos presupuestarios justificados, el valor adicional hallado por la CNE es de [XXXX] €/MWh<sub>hidr</sub>, y el coste total de generación unitario sería de [XXXX] €/MWh. Consecuentemente la operación anual de la CHE costaría [XXXX] M€ menos que la planteada en la Propuesta de Orden, implicando una reducción de los costes de explotación integral del sistema de El Hierro en [XXXX] M€ con respecto a la situación actual, con un coste total unitario de [XXXX] €/MWh.

El cuadro siguiente resume los resultados de la simulación de la explotación de la isla.

**Cuadro 7. Explotación de SEI El Hierro con según diferentes escenarios**

[XXXX]

## **6.2 Sobre la eficiencia del sistema bombeo – turbinación**

Según los datos facilitados en la Memoria y por GORONA, anteriormente analizados, la instalación eólica tiene una potencia de 11,5 MW con una producción anual de [XXXX] MWh, lo que equivale a [XXXX] horas de utilización. De esta producción, se utilizarían contra consumo, siempre según la Memoria, [XXXX] MWh, y para bombear [XXXX] MWh, obteniéndose de la turbinación [XXXX] MWh, con una potencia instalada de 11,32 MW, lo que equivale a [XXXX] horas de utilización. Por tanto, se obtiene una eficiencia del sistema de turbinación-bombeo de sólo un 51%, valor que es muy inferior al esperado en una instalación de este tipo, máxime una de nueva construcción. Tanto el Operador del Sistema, en su estudio de 2007 “Centrales de bombeo. Esquema de retribución en sistemas aislados”, como esta

Comisión, en su informe de 10 de febrero de 2011, han considerado un factor de eficiencia próximo al 70%.

Asimismo, las instalaciones convencionales de bombeo-turbinación de ciclo diario en la Península alcanzan rendimientos superiores al 75%. Sin perjuicio de que la CHE tendrá una función de regulación del sistema de El Hierro, y esto reducirá la eficiencia de la instalación, se considera que es importante el reconocimiento de una eficiencia del sistema bombeo-turbinación superior, para valorar correctamente los costes variables de operación y mantenimiento reconocidos. Debe tenerse presente que se trata de un parámetro estrictamente técnico, propio del diseño y configuración adoptados, lo cual hace difícilmente justificable una variación tal. Por otra parte, una desviación significativa de la eficiencia tiene un notable impacto económico, pues a menor rendimiento, más ciclos de bombeo-turbinación son necesarios para una misma producción, peor es la conversión de energía eólica a hidráulica y mayor será la utilización de la CT diésel de Llanos Blancos.

Asumiendo los datos de producción eólica de la Propuesta de Orden ([XXXX] MWh), pero aplicando un factor de eficiencia, como el considerado en su día por la CNE, del 69%, la turbinación produciría [XXXX]MWh, en tanto que las horas de utilización de la turbinación aumentarían, pasando así a [XXXX] h/año. De esta forma se cederían a la red [XXXX] MWh ([XXXX] MWh + [XXXX]+ MWh), reduciéndose los costes variables de operación y mantenimiento de 15,57 €/MWh a [XXXX] €/MWh.

Por otra parte, la actualización de los costes variables se plantea de acuerdo con el IPC *previsto* (corregido por un factor de eficiencia); lo normal es que las actualizaciones se realicen con el IPC *registrado* en el período de referencia anterior.

### **6.3 Sobre el rango normativo de la Propuesta de Orden**

A juicio de esta Comisión, para establecer los parámetros retributivos de la instalación CHE podría haberse utilizado la estructura de costes reconocidos incluidos en la normativa vigente de las Ordenes ITC/913/2006 y ITC/914/2006. Sin embargo, se ha optado por un nuevo esquema retributivo que precisa un rango de Orden.

En efecto, el cálculo de la retribución por garantía de potencia reproduce el previsto con carácter general en la Orden ITC/914/2006, con la salvedad de la cifra de horas anuales de funcionamiento estándar. Del mismo modo, los términos retributivos adicionales (relacionados con el llenado de los vasos y la 'retribución adicional' necesaria para alcanzar la TIR de proyecto objetivo) incorporados al cálculo del valor unitario de la garantía de potencia bien podrían haber sido subsumidos como parte de los habitualmente empleados para definir el coste de inversión. En lo que atañe al reconocimiento de costes variables, la simplificación extrema que representa la ausencia del elevado número de parámetros tenidos en cuenta en el caso de la generación térmica convencional tampoco empuja la aplicación de la Orden ITC/913/2006, por más que en este caso bastara con facilitar directamente el coste variable horario agregado total.

Otra alternativa hubiera sido una Resolución de la DGPEyM dado que la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, habilita a ese Centro Directivo en su artículo 5.4 para la determinación de la retribución de instalaciones singulares. La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, habilita igualmente a dicho Centro Directivo, en su artículo 6.2 para la determinación de los parámetros utilizados para el cálculo de los componentes del coste variable de los grupos de producción en régimen ordinario en los SEIE.

#### **6.4 Sobre la imposibilidad de bombear utilizando generación de origen térmico**

Por otra parte, se ha aprovechado la Propuesta de Orden para modificar la regulación vigente sobre el procedimiento de despacho económico de la generación en los SEIE, para introducir en él los criterios de despacho de las centrales de bombeo-turbinación.

La Disposición final primera, que introduce diversas referencias a las instalaciones de turbinación-bombeo en el procedimiento de despacho de la generación en los SEIE, impide de forma tajante, la programación de los sistemas de bombeo (con carácter general, no sólo en el caso de la CHE) "*contra generación de origen térmico*". Esta Comisión comparte que, en el caso singular de la CHE, y dados los

muy limitados recursos de generación disponibles en el SEIE de El Hierro, se impida el bombeo alimentado con energía procedente de la CT diesel de Llanos Blancos, tal y como recomendó en su Informe de 10 de febrero de 2011. Ahora bien, extender dicha imposibilidad con carácter general, y sin salvedad alguna, a cualesquiera centrales de turbinación-bombeo se instalen en los SEIE, parece excesivo, pues se priva por completo al Operador del Sistema de la posibilidad de recurrir a una herramienta valiosa para, en situaciones puntuales de baja producción renovable en las *islas mayores*, que cuentan con tecnologías térmicas de generación a partir de combustibles fósiles de precios significativamente distintos, poder mejorar la eficiencia del despacho económico, por ejemplo minimizando arranques de los grupos más caros. En definitiva, parece más prudente considerar la posibilidad de que, en determinados SEIE y bajo determinadas circunstancias, pueda utilizarse energía térmica residual para bombear agua y evitar el incremento de los costes variables relacionados con sucesivos arranques y paradas de las instalaciones térmicas.

Por lo tanto, se propone modificar la redacción del siguiente párrafo de la Disposición final primera de la Propuesta de Orden como sigue:

*Quando el sistema eléctrico disponga de sistemas de turbinación-bombeo, éstos se programarán sin consideración de costes para minimizar el vertido de energía. ~~En ningún caso e~~Estos sistemas se programarán contra generación de origen térmico **únicamente cuando se minimice el coste de explotación para el conjunto del sistema y no se produzca vertido instantáneo de energía producida en régimen especial o a partir de fuentes de energía renovables.***

Sin perjuicio de lo anterior, y en las actuales circunstancias, se considera que en la isla de El Hierro no se justifica la turbinación a partir de la energía generada en la CT diesel de Llanos Blancos, por lo que se considera pertinente mantener la restricción contemplada en este sentido en el artículo 1 de la Propuesta de Orden<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> En su informe de febrero de 2011, la CNE destacaba la importancia de que el bombeo no se realizara con energía eléctrica procedente de la central térmica (única que abastece en la actualidad la isla), sino con la energía eólica procedente de la propia CHE, con el fin de maximizar la penetración renovable en la isla. Por lo tanto, se utilizaría el diésel únicamente para satisfacer la demanda cuando

## 6.5 Sobre el autoabastecimiento a partir de fuentes renovables

El preámbulo de la Propuesta de Orden da a entender que, gracias a la CHE, podría lograrse dicho objetivo de autoabastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. La CHE es sin duda un significativo paso adelante en este sentido por cuanto permite *“poner en práctica un modelo de gestión energética integrada hidroeléctrica-eólica”* –como también indica la Propuesta de Orden -, pero ya en su informe de hace dos años indicaba esta CNE que, en ausencia de instalaciones renovables adicionales (las cuales debieran llevar aparejadas también cierta capacidad de almacenamiento), la máxima penetración de energía renovable en la isla se alcanzaría para el primer año de funcionamiento de la central CHE, superando el 70%, e iría disminuyendo progresivamente con el incremento de la demanda.

Por lo tanto, debe tenerse presente que el funcionamiento de la CT diesel de Llanos Blancos, que en la actualidad cubre la totalidad de la demanda, seguirá siendo imprescindible tras la puesta en servicio de la CHE no sólo por razones de seguridad de suministro, sino para cubrir una parte de la demanda significativa y creciente en el tiempo.

## 6.6 Sobre las horas de funcionamiento estándar

A efectos del cálculo del valor de la garantía de potencia, la Propuesta de Orden establece en 2.668 las horas de utilización o de funcionamiento estándar de la CHE, lo cual significa que se podrá devengar retribución por garantía de potencia durante un máximo de 2.668 horas, o de funcionamiento equivalente a plena carga al año. De acuerdo con la Memoria, este valor se obtiene como la suma de las horas equivalentes de producción eólica y de turbinación en punto frontera (*contra*

---

la energía eólica y la turbinación no fueran suficientes; esto implica establecer un orden de mérito según el cual en primer lugar entra la generación eólica, luego la hidráulica (turbinación) y por último, la generación convencional (diésel).

De alimentarse el bombeo con energía térmica convencional, se aumentaría el coste de explotación del sistema, por dos motivos: 1) por la pérdida de eficiencia de aproximadamente un 31% (un 49%, según la Propuesta) en el proceso cíclico de bombeo y posterior turbinación; y 2) por el aumento de la producción diésel, lo que implicaría mayores costes variables reconocidos para esta central.

demanda) estimadas en 2.172 h y 496 h, respectivamente. Como consecuencia de las consideraciones realizadas por la CNE respecto a la eficiencia del proceso bombeo-turbinación, se deben corregir las horas de utilización derivadas de la turbinación, elevándolas de 496 horas a 674 horas. Por lo tanto, la cifra de horas de funcionamiento estándar establecida por la Propuesta de Orden debería ser de 2.846 horas en lugar de 2.668 horas, para repartir correctamente la retribución de la garantía de potencia reconocida en el tiempo.

### **6.7 Sobre el ámbito de aplicación de la Propuesta de Orden y la referencia a la normativa que desarrolla**

Se propone suprimir el artículo 2 “*Ámbito de aplicación*” de la Propuesta de Orden ya que, por tratarse de una disposición de carácter general, vincula por definición a todos los sujetos jurídicos. Por ello, la acotación de sujetos obligados que resulta de dicho precepto no sólo es innecesaria, sino que puede inducir a confusión acerca del carácter de disposición general que tiene la propuesta.

Por otra parte, sería conveniente que el articulado de la Propuesta de Orden hiciera referencia al Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares, norma la cual desarrolla, más allá de su mención en la exposición de motivos.

### **6.8 Sobre el valor del índice de cobertura máximo en el SEIE de El Hierro**

De acuerdo con la Disposición transitoria primera del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, el valor inicial (y no modificado hasta la fecha) del índice de cobertura máximo en el SEIE de El Hierro es igual a 1,80. La citada Disposición habilita expresamente a la DGPEyM para su modificación:

*“Anualmente, o cuando las circunstancias de explotación lo aconsejen y sin perjuicio de los valores que en su caso se fijen en la Planificación Energética Nacional, la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Operador del Sistema y previo acuerdo con la Comunidad Autónoma o Ciudad afectadas, revisará dichos índices.”*



Este índice de cobertura máximo fue establecido en su día en un contexto de cobertura de la demanda casi exclusivamente garantizada a partir de generación térmica convencional. No obstante debe tenerse presente que, pese a que la incorporación de la CHE elevará el índice de cobertura en el SEI de El Hierro hasta un valor próximo a 3 durante los primeros años de explotación de la central, la utilización de la CT diesel de Llanos Blancos es imprescindible para garantizar la cobertura de la demanda, por lo que debiera considerarse la posibilidad de elevar dicho índice de cobertura máximo, en aplicación de la habilitación arriba descrita.

### **6.9 Sobre la emisión de informe por el IDAE a la propuesta de valor unitario de la garantía de potencia anual por la DGPEyM**

La Propuesta de Orden establece la existencia de informe preceptivo previo tanto de la CNE como del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) a las propuestas por la DGPEyM de los valores unitarios de la garantía de potencia, Gpot, así como de su desglose por componentes.

El artículo 6.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, establece que *“El Ministro de Economía (hoy de Industria, Energía y Turismo), previo informe de la Comisión Nacional de Energía, autorizará los parámetros técnicos resultantes de la puesta en marcha de nuevos grupos o en su caso de la modificación de los existentes que tengan incidencia en la retribución económica”*, tarea que la CNE viene desarrollando de forma habitual desde entonces.

Esta Comisión considera superfluo y no acorde con la normativa el mandato que figura en la Propuesta de un informe preceptivo adicional, máxime si tanto el proponente (la DGPEyM) como el autor de dicho segundo informe concurrente (el IDAE) dependen ambos orgánicamente de una misma Secretaría de Estado de Energía. Se recomienda por lo tanto modificar la redacción como sigue:

*(...) 1. La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía ~~y del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía~~, establecerá anualmente, conforme a la metodología prevista en esta orden, (...)*



## 6.10 Reconocimiento de los costes de los combustibles de apoyo y de los derechos de emisión de CO2

La Disposición final primera de la Propuesta modifica la Orden ITC/913/2006 en lo que se refiere a contemplar las unidades de bombeo-turbinación en el procedimiento de despacho, pero omite los costes de los combustibles de apoyo y de los derechos de emisión a la hora de efectuar el despacho económico, en el primer caso como aplicación directa del Artículo 7.1.e) del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo:

*e. En la determinación de los costes variables de producción para el despacho de generación se tendrá en cuenta las previsiones de costes o ingresos por derechos de emisión.*

Se propone completar el texto de la Disposición final primera como sigue:

(...) Sin perjuicio de su desarrollo en el Procedimiento de Operación correspondiente, el despacho de generación se realizará partiendo de los parámetros técnicos aprobados para cada grupo generador de régimen ordinario, particularmente los siguientes:

- a) Potencia neta máxima y mínimo técnico.
- b) Rampas de subida y bajada de potencia.
- c) Tiempos y costes de arranque.
- d) Costes variables de funcionamiento según el nivel de carga (combustible variables de operación y mantenimiento).
- e) Costes provisionales de derechos de emisión**
- f) Costes provisionales de los combustibles de apoyo**
- g) e) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación. (...)**

En este mismo sentido, debería facilitarse una indicación en cuanto a los precios de referencia de los derechos de emisión, por ejemplo:

**“A la hora de realizar los cálculos del despacho de generación, el Operador del Sistema aplicará el último precio spot (BNS EUA 08-12) disponible de la cotización de CO<sub>2</sub> equivalentes en el mercado BlueNext.”**

Sin perjuicio de lo anterior, en las liquidaciones definitivas previstas en el artículo 18.4 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, se establecerán los costes

fijos y variables definitivos, determinados conforme a lo previsto en las Órdenes ITC/913 y 914, de 30 de marzo de 2006.

## 7. MEJORAS DE REDACCIÓN

En los artículos 3 y 6, en relación con la actualización de los costes variables y de los costes de operación y mantenimiento fijos, respectivamente, resulta extraña la definición a partir del valor de inflación previsto, que no real:

Los costes (...) se actualizarán anualmente con el **IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos ~~previsto registrado~~ en los últimos doce meses disponibles, menos cien puntos básicos.**

En el artículo 5, la redacción de la Propuesta de Orden hereda la terminología de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, en el sentido de hacer referencia a un conjunto de instalaciones, cuando esta Propuesta de Orden tiene por objeto la retribución de una sola instalación:

[art. 5.2]: ‘La anualidad (en el año n) del coste por inversión ~~para cada grupo de la~~ **central**’

En el artículo 6 se da esta misma circunstancia por dos ocasiones, en el apartado 1, en la definición de  $V_i$ , y en el segundo párrafo del apartado 4:

[art. 6.1 ( $V_i$ )]: ‘... la inversión reconocida ~~a cada instalación de generación a la~~ **central** será...’

[art. 6.4, segundo párrafo]: o ‘... la anualidad del coste por inversión ~~para cada grupo de la~~ **central**’

En el apartado 2 del artículo 6, en la fórmula debiera constar  $R_n$ , en lugar de  $R_{in}$ , y en la explicación de la misma,  $VNI_n$ , en lugar de  $VNI_{in}$ . En los apartados 3 y 4 del propio artículo 6, debe decir  $COMT_n$  donde dice  $COMT_{in}$ .

En el segundo párrafo del apartado 4 del artículo 6:

“Las inversiones por renovación o modificación sustancial de ~~una la~~ **la** central tendrán la consideración de inversiones extraordinarias o adicionales ~~y~~ **deberán ser reconocidas.**”

En el artículo 8:

“El procedimiento de liquidación (...) será ~~análogo al~~ establecido en la normativa para las instalaciones de régimen ordinario.”

La Disposición final **primera** aparece como **única**.

En la Memoria, varias de las producciones utilizadas en la estimación del coste variable están expresadas en **kWh**, cuando en realidad se trata de **MWh**.

Tanto en el texto normativo como en la Memoria se utiliza de forma recurrente la expresión “*generación (o turbinación, o bombeo) contra producción eólica o diésel o contra demanda*”, por ejemplo. Este giro no es frecuentemente utilizado y, de forma general, se considera preferible reemplazarlo por “*bombeo realizado a partir de generación eólica (o diésel)*”, o “*generación (o turbinación) en el punto frontera*”.



## **ANEXO 1**

### **SÍNTESIS DE LAS ALEGACIONES RECIBIDAS DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**

Con fecha 9 de enero de 2013, la Propuesta de Orden ha sido circulada a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad; se han recibido comentarios de: el Gobierno Canario, el Operador del Sistema, Iberdrola, E.On y UNESA (que recoge los comentarios individuales de Endesa, que participa con un 30% en la central, y Gas Natural Fenosa). La sociedad Zona Eólica Canaria, S.A. (ZECSA) ha remitido asimismo comentarios vía registro electrónico. La Generalitat de Catalunya y el Gobierno de la Comunidad de Madrid han comunicado que no tienen comentarios. Con fecha 23 de enero de 2013, la DGPEyM ha enviado información adicional acerca de la inversión considerada en los cálculos de retribución. Dicha Información ha sido igualmente circulada a los miembros del Consejo Consultivo, y se han recibido comentarios por parte del Gobierno Canario y Endesa. Las alegaciones recibidas se recogen en el Anexo 2 a este informe; este Anexo 1 sintetiza y analiza su contenido.

### ***Sobre la imposibilidad de bombear utilizando generación de origen térmico***

El Gobierno de una Comunidad Autónoma considera que en este aspecto debería introducirse cierto grado de flexibilidad en la Propuesta de Orden, con el fin de posibilitar bajo determinadas circunstancias el bombeo a partir de fuentes de energía externas, tanto de origen térmico, cuando por razones exclusivamente vinculadas a la seguridad del sistema así lo determine el Operador del Sistema (OS), como de origen renovable, cuando la potencia eólica de la CHE no fuese suficiente, a efectos de minimizar el coste variable de la generación y evitar el vertido de energía renovable. En este mismo sentido, puntualiza que, de admitirse el bombeo ocasional a partir de fuentes de energía externas, dicho aporte exterior debería deducirse de la producción medida en el punto frontera, a efectos retributivos. También debería tenerse en cuenta en la presentación anual de los valores auditados de energía generada en la instalación hidráulica, diferenciando entre la programada a partir de energía eólica y la procedente de fuentes externas, conforme a las indicaciones del OS.

El **Operador del Sistema** recomienda asimismo suprimir la limitación estricta al bombeo a partir de generación de origen térmico; argumenta que debiera

concederse libertad al OS para optimizar el despacho, pues la programación del bombeo a partir de energía fósil pudiera llegar a justificarse bien por razones de eficiencia en el despacho económico (por ejemplo, para evitar arranques repetidos de los grupos de tecnologías más caras), bien por seguridad de suministro, en situaciones de muy escaso margen de generación, bombeando con térmica disponible en el valle para garantizar la cobertura de la punta en la jornada siguiente.

En relación con este punto, **una empresa** critica que la Propuesta de Orden plantee la programación del sistema de bombeo-turbinación *‘sin consideración de costes para minimizar el vertido de energía’*; dados los muy elevados costes de producción actuales de la generación térmica, entiende que siempre que el coste de la producción a partir de combustibles fósiles sea superior al de la generación procedente del sistema de bombeo-turbinación, esta última debe ser la opción escogida.

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector** entiende también que debiera suprimirse la limitación al reconocimiento retributivo del bombeo a partir de fuentes externas, toda vez que el despacho es realizado por el OS, no por el propietario, y que de ser necesario, debiera reconocerse el coste de compra de dicha energía y la retribución del turbinado posterior.

Estas consideraciones han sido muy aproximadamente recogidas en el informe a la Propuesta de Orden en lo que atañe al procedimiento de despacho en los SEIE con carácter general (Disposición final primera), no así en lo que se refiere a la CHE y el SEI de El Hierro, pues esta Comisión comparte la limitación contemplada en la Propuesta de Orden por el sobrecoste que supondría permitir el bombeo a partir de generación térmica convencional con la configuración prevista de las instalaciones de generación de la isla.

### ***Sobre el autoabastecimiento a partir de fuentes renovables***

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector** considera que la aportación energética del sistema de almacenamiento hidráulico es residual y que el futuro crecimiento de la demanda tendrá que ser cubierto con una creciente aportación del sistema diésel de respaldo, con lo que pierde sentido el

planteamiento de sostenibilidad energética y no está justificado pagar una retribución semejante (236 €/MWh) por una producción basada en energía primaria eólica, de un coste muy inferior, máxime si habrá de mantenerse en todo caso la retribución de la inversión y los costes de operación y mantenimiento fijos de la central de Llanos Blancos.

Esta consideración ha sido parcialmente recogida en el informe a la Propuesta de Orden, ya que la alegación no toma en consideración la flexibilidad en la operación y el incremento en la seguridad de suministro que la existencia de una planta de bombeo representa, equiparándola prácticamente a un parque eólico más.

El preámbulo de la Propuesta de Orden da a entender que, gracias a la CHE, podría lograrse dicho objetivo de autoabastecimiento de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables. La CHE es sin duda un significativo paso adelante en este sentido por cuanto permite *“poner en práctica un modelo de gestión energética integrada hidroeléctrica-eólica”* –como también indica la Propuesta de Orden -, pero ya en su informe de hace dos años indicaba esta CNE que, en ausencia de instalaciones renovables adicionales (las cuales debieran llevar aparejadas también cierta capacidad de almacenamiento), la máxima penetración de energía renovable en la isla se alcanzaría para el primer año de funcionamiento de la central CHE, con un 77%, e iría disminuyendo progresivamente con el incremento de la demanda.

### ***Sobre la eficiencia del sistema bombeo – turbinación***

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector** señala que el rendimiento implícito del sistema, según la información facilitada en la Memoria que acompaña a la Propuesta de Orden, apenas superaría el 50%, y demanda una clarificación de este aspecto, que parece erróneo.

Esta consideración ha sido recogida en el informe a la Propuesta de Orden.

### ***Sobre las horas de funcionamiento estándar***

El **Operador del Sistema** destaca que la cifra de horas de utilización o funcionamiento estándar definidas en la Propuesta de Orden es muy baja (2.668 h), apenas el 30% del total de horas del año. Esto daría lugar a que, de estar disponible todas las horas del año, tendría una bonificación aproximadamente 3 veces superior a la establecida para la generación térmica, para la que se fijan en 7.709 h (en año no bisiesto).

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector** incide también en este aspecto y solicita que se clarifique cómo se define para una instalación de estas características la potencia disponible y si esta coincide o no con la 'potencia a funcionamiento estándar', pues existe incertidumbre en cuanto a si la retribución pudiera llegar a ser muy superior a la habitualmente establecida. Añade que la inclusión de una 'retribución adicional' con el objetivo de, en todo caso, garantizar una rentabilidad (TIR del proyecto) del 8%, invalida además la posible señal económica de todo incentivo establecido para alcanzar una determinada disponibilidad de la potencia.

**Otro grupo empresarial presente en distintas actividades del sector** considera en cambio que, dado que la retribución por garantía de potencia se define en relación con la potencia hidráulica, las horas de funcionamiento equivalente debieran ser exclusivamente las de turbinación, es decir, 496 horas.

Esta consideración no ha sido recogida en el informe, pues se entiende que el contenido de la Propuesta de Orden es coincidente con lo dispuesto por la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, al considerarse que el parámetro 'X' debe corresponderse con la cifra de horas en que se alcanza el funcionamiento estándar, conforme a lo establecido en la definición del parámetro Hi.

### ***Sobre el marco retributivo general***

**Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector** considera que la autorización y adjudicación de este tipo de instalaciones singulares, acreedoras de una retribución específica, debe realizarse mediante un proceso de



licitación competitivo, transparente y no discriminatorio, que garantice que la planta se realiza al mínimo coste para los consumidores y en igualdad de condiciones para todos los agentes que quieran participar.

**Otra compañía** considera que la instalación debiera ser tratada como perteneciente al régimen especial, pues cumple los requisitos necesarios de potencia y fuente de energía primaria, y que su exclusión del mismo resulta discriminatoria respecto a las instalaciones afectadas por la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012. Considera asimismo que en todo caso debiera haberse aplicado lo previsto en el artículo 6.3 del Real Decreto 1747/2003 en cuanto a la promoción de concursos competitivos para el desarrollo de nueva capacidad. Además, la definición de tasas de rentabilidad superiores a las aplicables de forma general a la producción en régimen ordinario para una central participada en su mayor parte por capital público supone una clara ineficiencia particularmente rechazable en la actual coyuntura económica general y del sector eléctrico en particular.

**Una empresa** critica la habilitación a la DGPEyM para fijar anualmente una parte significativa de la retribución en función de los costes auditados, pues entiende que debería existir un marco retributivo más estable en el tiempo, cuya flexibilidad se limitara a una oscilación entre unos valores mínimo y máximo predeterminados. Considera asimismo que, si bien comparte el criterio de *indivisibilidad* del proyecto, debería hacerse hincapié en que la razón de ser de la misma es la mejora en la gestión de entrega de energía al sistema, y que el sistema de almacenamiento no tiene sentido sin el respaldo de una fuente energética de origen renovable.

**Una compañía** manifiesta cierta incertidumbre por el hecho de que la Propuesta de Orden defina *ad hoc* un nuevo tipo de central, hidroeléctrica, que integra a su vez instalaciones tradicionalmente adscritas a regímenes retributivos diferentes, especial y ordinario, respectivamente; reclama que la retribución de la producción en régimen ordinario en los SEIE se equipare a la del transporte, también actividad regulada, que tiene reconocido 375 puntos básicos adicionales a la retribución financiera de los Bonos del Estado a diez años, en lugar de solo 200, además de una tasa anual de actualización de la inversión del 2,5% anual. Una compañía

vuelve a insistir sobre estos dos aspectos en su segunda nota enviada como respuesta a la información adicional el 30 de enero de 2013.

Estas consideraciones no han sido recogidas en el informe a la Propuesta de Orden, más allá de las reflexiones vertidas en cuanto al rango normativo de la misma, pues en buena parte han sido ya superadas por los acontecimientos y, en todo caso, guardarían más bien relación con las cuestiones planteadas con motivo del informe previo de esta CNE de 10 febrero de 2011; el objeto del presente informe es evaluar una Propuesta de Orden planteada en los términos y desde el órgano competente previstos por la regulación vigente. En cuanto al diferencial de la tasa de retribución financiera respecto a la de los Bonos del Estado, esta fue reducida en 2012 a 200 puntos básicos mediante Real Decreto-ley.

### ***Sobre los costes reconocidos***

El Gobierno de una Comunidad Autónoma considera necesario que se clarifique en la Propuesta el origen de las estimaciones de costes variables, tanto de la parte eólica, como de la instalación de bombeo-turbinación.

**Una compañía** solicita que se aclare el cálculo de los costes de Operación y Mantenimiento (O&M) fijos, pues de las cifras ofrecidas en la Memoria que acompaña la Propuesta se desprende una potencia (hidráulica) superior a 12 MW, en tanto que se da el dato de 11,3 MW.

**Una empresa** reclama que la Propuesta contemple el reconocimiento de los tributos derivados de la Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Considera asimismo que el valor atribuido tanto los costes de O&M fijos como variables es claramente insuficiente para afrontar la operación de la central, siendo así que en relación con los costes de O&M fijos se contemplan exclusivamente tres conceptos (recursos humanos, seguros y pérdidas por evaporación) de entre los otros muchos que conlleva la operación de una planta; la estimación de **la empresa** es unas ocho veces superior a la de la Propuesta de Orden, y casi un 50% superior en el caso de los costes variables. Solicita asimismo el reconocimiento de los costes de capital circulante, por la demora en la liquidación de la producción en los SEIE,

de las inversiones de naturaleza recurrente, y de la financiación del OS y de la banda de regulación. También considera excesiva la aplicación de un factor de eficiencia del 1% a la inflación *prevista*, que no real, pues dicha inflación prevista es muy habitualmente inferior a la real y este mecanismo de actualización, que aplica tanto a los costes fijos como variables, es claramente menos beneficioso que el aplicado a otra actividad regulada, como es el caso del transporte. En su segundo escrito, con fecha de 30 de enero de 2013, Endesa vuelve a insistir en la necesidad de reconocimiento de estas partidas para conseguir una retribución de un TIR de proyecto de un 8%.

El informe pretende arrojar luz sobre aquellos aspectos en los que se demanda mayor transparencia mediante la reproducción y comparación, en ocasiones necesariamente incompleta e indirecta, de las estimaciones de coste consideradas en la Propuesta de Orden y su Memoria. En cuanto a la reivindicaciones de esta empresa relacionadas con el reconocimiento de determinados costes adicionales, se trata de conceptos que o no se han contemplado hasta la fecha (capital circulante) o han sido recientemente suprimidos por la normativa que pretende combatir los desequilibrios financieros del Sistema (inversiones de naturaleza recurrente).

### ***Sobre la rentabilidad garantizada***

El **Gobierno de una Comunidad Autónoma** echa en falta, tanto en la Propuesta de Orden como en la Memoria que la acompaña, la justificación del valor máximo asignado a la 'retribución adicional máxima', establecido en 132.000] €/MW<sub>hidráulico</sub> y año. Por otra parte, si el fin último de dicho parámetro es garantizar una rentabilidad después de impuestos del 8%, entiende que esto debiera estar expresamente recogido en el articulado de la Orden. El Gobierno de una Comunidad Autónoma vuelve a insistir sobre este punto en su segunda alegación enviada con fecha 28 de enero de 2013.

**Una empresa** considera asimismo que se deberían justificar los criterios seguidos para adoptar como valor de la tasa de rentabilidad (TIR del proyecto) el 8%.

**Otra compañía** considera que la inclusión del concepto de 'retribución adicional' para garantizar la rentabilidad del 8% es un hecho anómalo y discriminatorio, ajeno al marco regulatorio de la generación en régimen ordinario en los SEIE, e incongruente con los esfuerzos que, en la actual coyuntura de crisis económica y déficit tarifario, se están imponiendo al conjunto de las actividades reguladas. Entiende además que su determinación efectiva año a año introduce incertidumbre y falta de transparencia y, eventualmente, podría derivar en práctica arbitrariedad. Es más, no queda claro si la retribución adicional podría, llegado el caso, adoptar un valor negativo, si el conjunto de los restantes conceptos retributivos pudiera llevar a una retribución superior incluso al 8% preestablecido.

**Una empresa** considera que el importe máximo previsto para la 'retribución adicional máxima' sobrepasa cualquier parámetro de retribución razonable (excede, por ejemplo, en más de 7 veces los costes de operación y mantenimiento previstos), y que la TIR del 8% es asimismo superior a la contemplada por la CNE en su informe de 10 de febrero de 2011 (el 7%). En su conjunto, la Propuesta de Orden avala una tasa de rentabilidad superior a la prevista para las instalaciones del régimen ordinario en los SEIE.

**Otra compañía** reclama que la TIR de proyecto del 8% sea recogida en el propio articulado de la Propuesta, y critica que la 'retribución adicional' tenga carácter de máximo y esté sujeta a la incertidumbre que supone su aprobación anual, que somete a su juicio aproximadamente el 70% de los ingresos por O&M de la central a un criterio no establecido.

Estas consideraciones han sido solo parcialmente incorporadas en el informe, fundamentalmente en cuanto a señalar que una parte importante de la retribución por garantía de potencia queda pendiente de concreción mediante futura Resolución, lo cual invalida en parte el análisis económico de la Propuesta. En cuanto a la rentabilidad garantizada, el 8%, esta CNE no se pronuncia y ofrece también al MINETUR el análisis de rentabilidad con el 7%, considerando como en su informe de 2011 distintos posibles objetivos de rentabilidad, teniendo en cuenta ahora los cambios experimentados en este lapso de tiempo en los mercados de capitales.

### ***Sobre la eficiencia económica del nuevo sistema de generación***

**Una empresa** considera que el hecho de que el coste de generación indicado en la Memoria que acompaña la Propuesta, 236 €/MWh, supere el coste variable reconocido a la central diésel de Llanos Blancos (aproximadamente [XXXX] €/MWh) hace económicamente injustificable el proyecto.

**Otra compañía** señala que la Memoria indica un coste de generación actual para la isla de El Hierro de 306 €/MWh, que considera significativamente superior al publicado para 2011 por el Operador del Sistema.

Estas consideraciones no han sido incorporadas en el informe a la Propuesta de Orden porque comparan costes unitarios no homogéneos.

### ***Sobre los posibles efectos de la Orden en los nuevos entrantes en generación en los SEIE***

**Una empresa** señala que la Memoria que acompaña la Propuesta de Orden descarta de forma expeditiva que su contenido pueda tener efectos significativos sobre la competencia (*“La orden no afecta a la competencia en el mercado”*). La **empresa** considera por el contrario que la Propuesta, pese a la singularidad de la central cuya retribución establece, puede constituir un precedente para la regulación de posibles instalaciones similares futuras en los SEIE, y en esa medida tendrá efecto sobre posibles decisiones de inversión de los agentes con respecto a centrales de generación de características comparables. En este sentido, la orden podría influir en la entrada de nuevos participantes en la actividad de producción de energía eléctrica en los SEIE, en la actualidad muy fuertemente concentrada.

Esta consideración no ha sido incorporada en el informe porque la Propuesta de Orden tiene por objeto exclusivamente una instalación concreta de características y ubicación extraordinariamente singulares, por lo que la posible extensión y generalización de su contenido a otras centrales y subsistemas es cuestionable.

### ***Sobre otros parámetros técnicos pendientes de determinar***

El Gobierno de una Comunidad Autónoma echa en falta, en la Disposición final primera de la Propuesta, que modifica el procedimiento de despacho en los SEIE para la toma en consideración la presencia de instalaciones de bombeo-turbinación, un apartado específico que haga referencia al volumen de agua mínimo de garantía almacenado en el vaso superior para asegurar la disponibilidad de la totalidad de la potencia de turbinación de la planta durante el tiempo mínimo que se fije (por ejemplo, dos horas).

El **Operador del Sistema**, solicita aclaración sobre el significado detallado de los términos ‘potencia neta hidráulica’ y ‘potencia indisponible de la central’, en relación con la unidad de bombeo-turbinación. Además, señala que para la adecuada realización de la programación por parte del OS, se precisaría incluir en la Propuesta de Orden las curvas de eficiencia en función del punto de funcionamiento de las turbinas y bombas hidráulicas.

**Una empresa** solicita que se determine cómo determinará el OS la potencia indisponible y, por lo tanto, la disponibilidad horaria de la central. Pide también que se especifique que los valores de los costes de O&M fijos y variables se entienden correspondientes al ejercicio 2013.

Estas consideraciones, aunque pertinentes, no se han recogido expresamente en el informe, pues parecen revestir un nivel de detalle técnico específico de la central, más allá de sus condiciones retributivas, que son más propias de la futura Resolución que determine los aspectos pendientes de concreción en la Propuesta, o bien en los Procedimientos de Operación SEIE correspondientes.

### ***Sobre los intereses intercalarios***

**Una empresa** en su segunda comunicación expresa su discrepancia con respecto a los intereses intercalarios presentados en el segundo comunicado de la DGPEyM de fecha 23 de enero de 2013, e indica que los intereses intercalarios ascienden a [XXXX] millones de euros frente a los [XXXX] millones de euros considerados por la Propuesta de Orden. Endesa indica que “*desconoce la metodología que se ha aplicado, dado que no es posible reproducir dichos cálculos*”.

En estas alegaciones la empresa indica una inversión sin intereses intercalarios (activo fijo) de [XXXX] k€, lo que equivale a una inversión sin subvenciones de [XXXX] €, ambos coincidentes con las cifras de la propuesta de Orden. Sin embargo, Endesa presenta un cálculo de los intereses intercalarios teniendo en cuenta las inversiones anuales sin subvenciones multiplicadas por un interés “representativo del mercado” (se propone el tipo medio de FADE de [XXXX] %).

La propuesta de la empresa de incluir un total de [XXXX] € como intereses intercalarios, no se aplica en el cálculo de rentabilidad de la CHE debido a que la cifra facilitada por el MINETUR ha sido considerada como uno más de los datos facilitados mediante la información adicional remitida, sin perjuicio de que las observaciones en cuanto a la imposibilidad de reproducir los cálculos sí hayan sido tenidas en cuenta.

## **ANEXO 2**

### **SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL EN RELACIÓN CON LA PROPUESTA DE ORDEN POR AL QUE SE ESTABLECE EL MÉTODO DE CÁLCULO DE LOS COSTES FIJOS Y VARIABLES DE LA INSTALACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA HIDROEÓLICA DE GORONA DEL VIENTO**



## ANEXO 3

### RESPUESTA DE GORONA PARA SOLICITUD DE LA CNE SOBRE

- 1) Rendimiento o eficiencia estimada del ciclo de bombeo y turbinación, y justificación detallada del mismo
- 2) Explicación pormenorizada de la forma de cálculo de los intereses intercalarios
- 3) Justificación del desvío presupuestario experimentado por el proyecto en el período 2008 – 2012.



## **ANEXO 4.**

### **ALEGACIONES RECIBIDAS DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD**