



Comisión
Nacional
de Energía

PROPUESTA PRELIMINAR DE RETRIBUCIÓN DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA DE LA ISLA DE EL HIERRO

10 de febrero de 2011

CONTENIDO

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES	5
1.1. Resumen.....	5
1.2. Conclusiones	8
2. OBJETO.....	9
3. ANTECEDENTES	10
4. NORMATIVA APLICABLE.....	12
5. LA INCORPORACIÓN DE SISTEMAS HIDRÁULICOS DE BOMBEO Y TURBINACIÓN EN LOS SEIE CANARIOS.....	14
6. LA EXPLOTACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA ISLA DE EL HIERRO	17
6.1 Abastecimiento actual y futuro de la demanda en la isla El Hierro	18
6.2 Características de la generación en régimen ordinario, la central de Llanos Blancos	22
6.3 La central hidroeléctrica.....	22
6.3.1. Características técnicas	22
6.3.2. Inversión.....	24
6.3.3. Costes de explotación	26
6.4 La desaladora	27
7. ESCENARIOS PARA LA RETRIBUCIÓN DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA EN EL HIERRO.....	27
7.1 Escenarios para la propuesta de retribución.....	28
7.2 Otras suposiciones económicas y generales.....	33
8. RESULTADOS Y PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN	34

TABLAS

Tabla 1.	Costes de generación de la planta diesel Llanos Blancos en 2009, y estimación para el año móvil octubre 2010 y septiembre 2011	18
Tabla 2.	Características de la central térmica de Llanos Blancos.....	22
Tabla 3.	Costes reconocidos de los grupos de la central Llanos Blancos en 2009 y enero –agosto 2010.....	22
Tabla 4.	Instalaciones de la central hidroeléctrica	23
Tabla 5.	Datos técnicos de operación principales considerados	24
Tabla 6.	Presupuesto de la construcción de la CHE.....	25
Tabla 7.	Cambios en el presupuesto de la CHE	25
Tabla 8.	Separación de la inversión inicial.....	25
Tabla 9.	Costes de generación	26
Tabla 10.	Escenarios establecidos	31
Tabla 11.	Supuestos económicos.....	33
Tabla 12.	Las emisiones CO ₂ consideradas según RENADE en la planta Llanos Blancos, año de referencia 2009.....	34
Tabla 13.	Remuneración de CHE y generación DIESEL en El Hierro, 2012	35
Tabla 14.	Coste de explotación del sistema eléctrico de El Hierro, 2012	35
Tabla 15.	Coste de explotación del sistema eléctrico de El Hierro en 20 años, 2012-2031	35

GRÁFICOS

Gráfico 1.	Comparativa de la retribución (coste variable) régimen especial eólico vs. régimen ordinario en el conjunto del SEIE canario	15
Gráfico 2.	Crecimiento de la demanda eléctrica en El Hierro en el período 2006-2010 (b.c.)	18
Gráfico 3.	Evolución prevista del balance eléctrico en la isla de El Hierro, 2011-2076	20

PROPUESTA PRELIMINAR DE RETRIBUCIÓN DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA DE LA ISLA DE EL HIERRO

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, 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 Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 10 de febrero de 2011 ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

1.1. RESUMEN

El Plan Energético de Canarias de 2006 (PECAN) tiene el objetivo de alcanzar 1.025 MW de potencia eólica instalada en el conjunto de la Comunidad Autónoma en el año 2015. Esto implica que la energía eólica abastezca aproximadamente en ese año el 45% de la demanda punta y teóricamente, el 115% de la demanda en valle. Los objetivos de la penetración de generación renovable en la isla de El Hierro son aún más ambiciosos, al tratar de minimizar en lo posible la generación diesel convencional y conseguir que en el futuro la isla sea abastecida en un 100% por energías renovables.

Para ello, se plantea la puesta en marcha de una central hidroeólica (en adelante CHE), que integra un parque eólico junto a una central de bombeo-turbinación. Con ello la energía eólica abastecerá directamente a la demanda de la isla de El Hierro en los momentos de elevada eolicidad, e indirectamente en el resto del tiempo, mediante la turbinación de agua almacenada en un depósito superior, que

previamente ha sido bombeada de un depósito inferior cuando la energía eólica era excedentaria.

El almacenamiento de agua facilitado por el sistema de bombeo convierte la generación eólica originalmente intermitente en energía gestionable, lo que supone no sólo un mejor aprovechamiento de la eolicidad, sino también una mejor gestionabilidad y una mayor estabilidad para el sistema eléctrico como conjunto.

De esta manera, el almacenamiento posibilita un ahorro energético de combustibles fósiles y un ahorro de emisiones de CO₂ en la central térmica (diesel) de Llanos Blancos, que es la que actualmente abastece la demanda eléctrica de la isla. Asimismo, la utilización de recursos energéticos autóctonos (eólica e hidráulica) reduce su dependencia energética y hace que la volatilidad del precio del petróleo tenga menos impacto en la explotación del sistema. Todo ello, permite reducir el sobre coste de la compensación extrapeninsular vigente.

Con el fin de maximizar la penetración renovable en la isla, se ha de considerar que el bombeo no se realiza con energía eléctrica procedente de la central térmica, sino con la energía procedente del parque eólico. Por tanto, se utilizará dicha tecnología diesel únicamente para satisfacer la demanda cuando la energía eólica / turbinación no sea suficiente. Esto implica establecer un orden de mérito en donde primero entra la generación eólica, luego la hidráulica (turbinación) y al final, la generación convencional (diesel).

Para responder a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del MITyC en relación al régimen retributivo específico para la central CHE conforme a la regulación establecida para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), primeramente se ha de plantear el régimen jurídico de la central hidroeólica, ya que de acuerdo con la documentación aportada, la instalación es un proyecto pendiente de autorización administrativa, y por lo tanto, no definido aún como instalación en régimen ordinario ni como instalación en régimen especial.

Si se quisiera definir la central CHE como instalación de régimen especial, no tendría cabida entre las categorías y tipologías de las instalaciones en régimen especial que se encuentran vigentes en el Real Decreto 661/2007. No obstante, podría explorarse la posibilidad de incluir la instalación en la Disposición adicional segunda del Real

Decreto 1565/2010, como “*instalaciones experimentales de la tecnología eólica en tierra*”, lo que permitiría un esquema retributivo *ad hoc*.

Por el contrario, si la central CHE se quisiera definir como instalación de régimen ordinario, a efectos retributivos se tendría que acudir a la regulación singular establecida para los SEIE. En este caso, la DGPEyM podría determinar un coste fijo estándar, conforme al artículo 3, apartado 4 de la Orden ITC/914/2006 (denominado retribución por garantía de potencia que se calcula a partir de un valor de la inversión y una vida útil reconocida, así como un coste unitario fijo de operación y mantenimiento), y un coste variable, también estándar conforme al artículo 6 de la Orden ITC/913/2006 (en base a unos parámetros operativos y unos costes unitarios).

Por otra parte, si se separase la parte eólica de la parte de bombeo – turbinación (BT), se podría autorizar la primera como régimen especial, mientras que la segunda sería de régimen ordinario, en cuyo caso, nuevamente la DGPEyM tendría que definir sus costes fijos y variables estándares.

Independientemente del régimen jurídico que finalmente se determine para la autorización de la instalación, la CNE realiza una propuesta preliminar o aproximación a la retribución que podría tener la central CHE, que en todo caso debe ajustarse una vez se cuente con el proyecto de ejecución y el presupuesto final del proyecto.

A efectos retributivos se considera que el consumo del bombeo corresponde a un consumo interno de la planta integrada, sin coste para el titular, dado que la energía eléctrica consumida en el bombeo ha de proceder de la generación eólica. En caso de no ser así, el consumo de bombeo se consideraría como un consumo externo, con coste para el titular, lo que desincentiva su uso. Es importante desincentivar el bombeo a partir de la energía procedente de la instalación diesel, porque de no ser así se aumentaría el coste de explotación del sistema, por dos motivos: 1) por la pérdida de eficiencia de un 31% en el proceso de bombeo y posterior turbinación; y 2) por el aumento de la producción de diesel, lo que implicaría mayores costes variables reconocidos para esta central.

La potencia instalada del parque eólico es de 11,5 MW con 3.128 horas de utilización. La potencia del sistema de bombeo - turbinación es de 6 y 11,32 MW, respectivamente, con 1.537 y 566 horas de utilización, también respectivamente.

Considerando la demanda de la isla la máxima penetración renovable se alcanzará el primer año de funcionamiento de la central CHE (con un 77%), e irá disminuyendo con los años, como consecuencia del incremento de la demanda, hasta el final de la vida útil de la instalación, a los 65 años (con un 41%). Por lo tanto, es de esperar la incorporación de nuevas instalaciones de generación renovable en el futuro para mantener o incrementar la cuota de renovables.

[datos confidenciales omitidos, en adelante dco.] El sistema BT tiene asignado además una subvención a la inversión de 35 millones de euros. *[dco]* Por último, se debe considerar el coste del peaje de 0,5 €/MWh que según el Real Decreto ley 14/2010 han de abonar los productores.

1.2. CONCLUSIONES

Se considera que la retribución preliminar a reconocer debe tener como objetivo el de garantizar una *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* (TIR del proyecto) de un 7%¹ en los primeros 20 años², considerando este periodo sin reposiciones (coincidente con la vida económica de la generación eólica) y teniendo en cuenta el valor residual de la instalación en dicho año 20. Por lo tanto, el horizonte temporal de los cálculos de rentabilidad que se considera en este informe es de 20 años, lo que implica la revisión de la remuneración de la CHE al cabo de esos 20 años, considerando las reposiciones secuenciales del parque eólico, del equipamiento mecánico bombeo - turbinación y del resto del equipamiento eléctrico, y garantizando asimismo la recuperación de la parte no amortizada de las inversiones en la obra civil hasta el final de su vida económica.

¹ Se toma una TIR objetivo del 7%, ya que ha sido la considerada por la CNE en otros proyectos análogos. No obstante, en el informe se realizan también cálculos de la retribución para otras tasas diferentes (TIR=6,87%; TIR=8% y TIR=9%).

² El estudio financiero de GV [10] ha sido elaborado para un período de 35 años.

En el primer año de operación de la planta, se considera una remuneración a la energía eólica cedida a la red de $[dco]$ €/MWh (año 2012), y una remuneración anual de la energía turbinada, con dos componentes, un coste fijo de $[dco]$ de euros (en concepto de garantía de potencia) y otro variable de $[dco]$ €/MWh (en concepto de banda de regulación). La actualización anual de la tarifa regulada de la energía eólica ha de seguir la senda marcada por el Real Decreto 661/2007 de tipo (IPC-X), donde el valor de X es igual a 0,0025 hasta 2012 y a 0,005 después. La remuneración de la energía turbinada ha de seguir las revisiones de los esquemas retributivos generales previstos en las ordenes ITC/913/2006, e ITC/914/2006, ambas de 30 de marzo.

El marco retributivo propuesto tendría un coste total del sistema eléctrico en El Hierro de 210,16 millones de euros, en moneda constante de 2012, durante los primeros 20 años, repartidos en 33,42 millones de euros para la tecnología eólica, 24,29 millones de euros para el sistema de bombeo-turbinación $[dco]$, y 147,85 millones de euros para el sistema diesel. Esto da lugar a un ahorro durante todo ese periodo de 81,45 millones de euros con respecto a la explotación actual, donde la planta diesel opera en monopolio.

Finalmente se ha de volver a señalar que resulta relevante para determinar la retribución el régimen jurídico que finalmente se determine para la autorización de la instalación, así como su proyecto de ejecución y presupuesto final. Por ello, la CNE formula en este informe una propuesta preliminar de la retribución que podría tener la central hidroeléctrica, que en todo caso deberá ser revisada.

2. OBJETO

El objeto del presente informe es dar respuesta a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITyC) sobre el establecimiento de un régimen retributivo específico para la central hidroeléctrica (en adelante CHE) de la isla de El Hierro en la Comunidad Autónoma de Canarias, conforme a la regulación establecida para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE).

3. ANTECEDENTES

El día 22 de octubre de 2009 tuvo entrada en la Comisión Nacional de Energía la solicitud de la DGPEM del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de propuesta de régimen retributivo para la central hidroeléctrica de la isla de El Hierro.

Dicha solicitud incluía la solicitud de [dco] propietario de la CHE en la isla de El Hierro (en adelante la empresa), para el establecimiento de un régimen retributivo específico. Para tal fin, la empresa adjuntó la “Memoria-resumen del proyecto” (en adelante Memoria) elaborada con fecha de 22/07/2008. Los socios participantes en GV son las tres entidades siguientes: [dco]

El 31 de marzo 2010 la CNE solicitó a Red Eléctrica de España SA (REE) detalles y aclaraciones con respecto al proyecto CHE que permitieran realizar los cálculos para la retribución de dicha central. REE respondió a las preguntas el 6 de mayo de 2010 y adjuntó los siguientes documentos:

- [1.] Informe de REE (28/04/2010): Contestación a consultas sobre la central hidro-eólica de El Hierro.
- [2.] La carta de REE remitida a la DGPEyM sobre los índices de cobertura con fecha de 17/12/2009.
- [3.] [dco] Consulta de Unelco Endesa S.A. a REE sobre el acceso a la red de distribución de CHE (06/10/2009) y respuesta de REE a la consulta de acceso (28/10/2009).
- [4.] [dco] Con respecto a los niveles de integración de renovables en el sistema eléctrico de El Hierro, REE envió los siguientes documentos (a los cuales se hará referencia con más detalle a lo largo del presente documento):
 - a. Propuesta de modelado de la central hidroeléctrica de El Hierro para la operación del sistema (julio 2009)
 - b. Propuesta retributiva de la central hidroeléctrica de El Hierro (julio 2009)
- [5.] REE también ha adjuntado la anteriormente citada Memoria – Resumen del Proyecto.

Por parte del MITyC, en el mes de junio 2010, la CNE recibió el siguiente material adicional elaborado también por la empresa:

[6.] “Análisis financiero para determinación de tarifa o retribución” con fecha de abril de 2010.

[7.] Copia de escrito de solicitud de estudio remitida por la empresa con fecha de 22 de julio de 2008 (anteriormente mencionado “Memoria-resumen del proyecto”).

[8.] Convenio de colaboración entre IDAE y la empresa con fecha de 20/03/2007.

[9.] Adenda al Convenio de colaboración entre IDAE y la empresa, con fecha de 03/06/2009.

[10.] Actualización Plan de Proyecto, año 2010. Con fecha 12/03/2010.

[11.] Informe de la empresa con fecha de abril de 2010.

Además, cabe señalar que, con fecha de 8 de julio de 2009, esta Comisión emitió el “Informe a la solicitud de la DGPEM sobre la fijación de parámetros que permitan determinar la retribución de la central de bombeo de Chira – Soria, sita en Gran Canaria”. La central de bombeo de Chira – Soria es comparable con el actual proyecto CHE de El Hierro en cuanto a que se trata de una central de bombeo en el archipiélago canario, donde las características técnicas del sector eléctrico y la regulación aplicable son similares. Debido a su capacidad de almacenamiento, ambas centrales aportan más flexibilidad y eficiencia a la gestión de cada sistema eléctrico. La diferencia entre ellas se halla en que el objetivo de la CHE es almacenar exclusivamente energía eólica, pero no térmica, como en el caso de Chira–Soria, donde no se excluye a esta última. Es importante señalar esta diferencia entre la CHE y la central de Chira-Soria ya que el punto clave de la operación, y consecuentemente de la remuneración, de la CHE se encuentra en ello.

La capacidad de ahorro económico en la explotación del sistema eléctrico, debido a la incorporación de la turbinación-bombeo, es muy superior en caso de un escenario

con un nivel alto de penetración renovable³ (CHE) que en caso de un nivel bajo o inexistente. Esto se debe a que el almacenamiento facilitado por el sistema de bombeo, que convierte la generación eólica originalmente intermitente en energía gestionable, aporta no sólo mejor aprovechamiento de la eolicidad, sino también mejor gestionabilidad y más estabilidad para el sistema como conjunto.

4. 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”*, en lo que se basa, la solicitud del MITyC de una propuesta de retribución para la central CHE.
- **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. El coste variable de los grupos convencionales viene definido en esta Orden. Además, el despacho de costes variables del sistema eléctrico de la isla de El Hierro se establece, como en el resto de los SEIE, conforme a los valores de esta misma Orden.
- **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. Con carácter general los grupos de régimen ordinario tienen su coste fijo estipulado en esta Orden. Además, dicha Orden establece en su apartado 4 del artículo 5 que *“para aquellas instalaciones de generación que posean características singulares o diferentes de las definidas en el anexo II, la*

³ REE: *“Centrales de bombeo. Esquema de retribución en sistemas aislados”* (p. 3.) de septiembre de 2007.

DGPEyM fijará la valoración específica de los valores máximos unitarios de inversión y de los costes unitarios de operación y mantenimiento fijos”.

- **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. La producción eólica se valora según el artículo 36, en el grupo b.2 y subgrupo b.2.1, y en el artículo 29 se define el pago del complemento por energía reactiva de las instalaciones.
- El artículo 12 del **Decreto 32/2006**, de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la C.A. de Canarias. Dicho artículo limita la energía renovable generada por un parque eólico en un 30% de cada sistema eléctrico aislado. Además, dicho Decreto establece que las instalaciones eólicas asociadas a sistemas singulares de acumulación energética, como la CHE, no podrán ser objeto de un concurso público.

Es de señalar que el proyecto no considera la CHE como un parque eólico, sino como una planta específica donde la generación eólica está integrada con el bombeo y turbinación, y por lo tanto tiene la característica fundamental de ser gestionable. De esta manera, se entiende que no se aplicaría la referida limitación del 30%⁴.

⁴ Los estudios referidos en el apartado 2 de Antecedentes con número [4] y [6] tampoco consideran esta limitación.

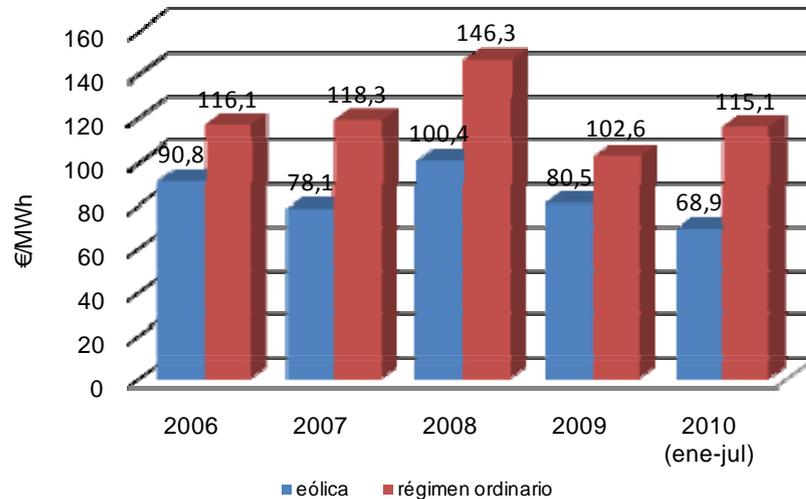
5. LA INCORPORACIÓN DE SISTEMAS HIDRÁULICOS DE BOMBEO Y TURBINACIÓN EN LOS SEIE CANARIOS

Según el Plan Energético de Canarias de 2006 (PECAN) el objetivo para 2015 es alcanzar 1.025 MW de potencia eólica instalada en el conjunto de la Comunidad Autónoma. Esto implica que aproximadamente la potencia instalada de energía eólica abastezca el 45% de la demanda punta prevista y el 115% de la demanda en valle⁵. Los objetivos de la penetración de generación renovable en El Hierro son aún más ambiciosos: se trata, pues, de minimizar en lo posible la generación diesel convencional y conseguir que en el futuro la isla sea abastecida en un 100% por energías renovables.

El aumento de la penetración de las energías renovables, especialmente la eólica, en el `mix` energético de las Islas Canarias tendrá un efecto que previsiblemente reducirá los costes de explotación del sistema eléctrico, ya que el coste variable de operación del régimen ordinario es significativamente superior al coste de la generación eólica. En los años 2006-2010, presentados en el siguiente gráfico, la media anual del coste variable de la generación eólica estaba como mínimo en un 22% por debajo de la generación en régimen ordinario; en los primeros 7 meses de 2010, esta diferencia ha alcanzado el 40%. Es de señalar que los grupos en régimen ordinario además de la retribución variable, también reciben el pago de garantía de potencia. Por tanto la diferencia en el coste de la explotación entre el régimen ordinario y especial (en este caso eólica) es todavía mayor.

⁵ Según el informe de REE de “Centrales de bombeo. Esquema de retribución en sistemas aislados”, 2007.

Gráfico 1. Comparativa de la retribución (coste variable) régimen especial eólico vs. régimen ordinario en el conjunto del SEIE canario



Fuente: Presentación de REE en la Reunión del Comité Técnico de Seguimiento de la Operación del Sistema Eléctrico Canario, enero - julio 2010, celebrada el 27/09/2010, p.22

Las características técnicas (tamaño reducido de los sistemas y su aislamiento) de las Islas Canarias implican que la inercia de cada sistema sea significativamente más baja⁶ que en la península. Además, uno de los factores más críticos, desde el punto de vista de la seguridad de suministro en los SEIE, es que el elevado tamaño de los grupos con respecto a la demanda de cada sistema, lo que hace más difícil la operación en condiciones de seguridad. Este factor adquiere todavía más relevancia en caso de las islas con menor demanda eléctrica, como La Palma, La Gomera o El Hierro. Por tanto, el aumento de la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica, constituye una adecuada solución para mejorar la gestión de la reserva y con ello la seguridad del sistema⁷. Este almacenamiento se podrá realizar con sistemas hidráulicos de bombeo y turbinación, aunque también deben explorarse otros sistemas, como grandes baterías, volantes de inercia, etc. Dado que el primero

⁶ En la isla de La Palma, por ejemplo, basta con una pérdida de 5-6 MW para que la frecuencia se incremente 1 Hz.

⁷ REE: *Análisis del comportamiento de la reserva en los SEI de la Palma, Gran Canaria y Tenerife*. Resultados presentados en la reunión del Comité Técnico de Operación y Seguimiento en Gran Canaria el 27 de septiembre 2010.

de ellos es el que permite un almacenamiento de mayor cantidad de energía y en estos momentos es el más fiable, se ha decidido adoptarlo en la isla de El Hierro.

La ventaja fundamental de los sistemas de bombeo y turbinación es aplanar la curva de demanda, dado que pueden convertir, tras el almacenamiento, la energía de valle en energía de punta. En caso de un sistema donde gran parte de la generación provenga del régimen ordinario, será el bombeo el que absorba los requerimientos de reserva de regulación. Esto permite que los grupos térmicos operen con cargas más próximas al óptimo, obteniendo un rendimiento superior que en ausencia del bombeo⁸. Además, en las horas previas a los valles se puede programar turbinación para que posteriormente en los valles, se programe la adquisición de energía del bombeo y se puedan absorber los excedentes de producción.

Sin embargo, las ventajas de la explotación del bombeo y turbinación en la CHE que integra además un sistema de producción eólico, se modifican con respecto a un sistema de bombeo y turbinación convencional, debido a que se encuentra en una isla con un sistema eléctrico con un despacho de costes variables regulados gestionado por el operador del sistema. Por tanto, el sistema de bombeo y turbinación estudiado no estará gestionado por las posibles diferencias en los precios entre horas punta y valle, y en consecuencia la programación de turbinación tampoco dependerá de las horas valle y punta, como en la península, sino fundamentalmente de dos factores: 1) la relación entre la demanda instantánea de la isla y la generación eólica (eolicidad) y 2) del nivel de agua en los embalses (inferior y superior). De esta manera, el sistema de bombeo y turbinación en la isla de El Hierro complementará la producción eólica facilitando una mayor firmeza al sistema eléctrico, posibilitando el almacenamiento de la energía eólica excedentaria.

⁸ Estudio de la CNE aprobado el 11 de febrero de 2010 y titulado como Análisis de la influencia del funcionamiento de las centrales de bombeo en los precios del mercado de producción de electricidad.

6. LA EXPLOTACIÓN ACTUAL Y FUTURA DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN LA ISLA DE EL HIERRO

La tecnología de la central CHE es novedosa en España en cuanto a que se trata de una planta híbrida que integra la generación eólica con el bombeo y turbinación. Al tener la posibilidad de almacenar la energía excedentaria a través del bombeo y utilizar el agua almacenada en el embalse superior para generar electricidad con turbinación, la CHE podrá aprovechar mejor la alta eolicidad del archipiélago canario⁹ que si sólo se tratase de un parque eólico. La utilización de los excedentes de generación eólica (bombeo y turbinación) convierte la energía eólica en energía renovable gestionable y proporciona una mayor estabilidad y eficiencia al sistema eléctrico de la isla. Por todo ello, se considera la CHE como una única unidad de producción eléctrica, donde tanto el parque eólico como la central hidráulica dependen mutuamente entre sí.

El objetivo de la puesta en marcha de la CHE es que sea la energía eólica la que abastezca, directamente (parque eólico) o indirectamente (turbinación), en lo posible la demanda de la isla de El Hierro. De esta manera, el almacenamiento de energía posibilitará un ahorro energético de combustibles fósiles en la central térmica (diesel) de Llanos Blancos, que es la que actualmente abastece la demanda eléctrica total, central que verá su producción muy reducida o quedará en reserva.

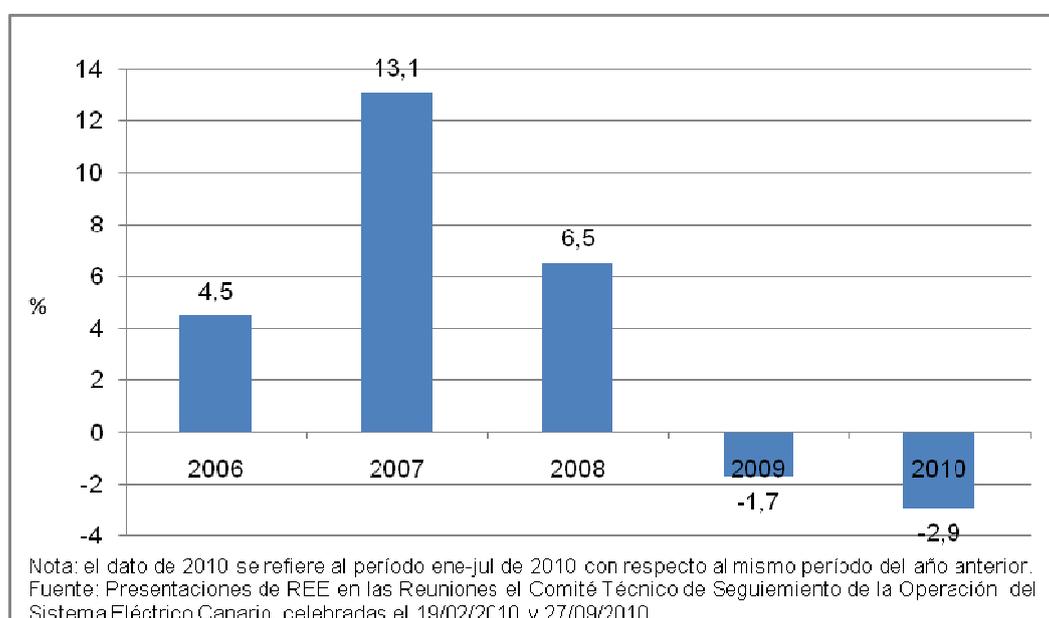
Teniendo en cuenta la interdependencia de la planta diesel y la futura CHE, es imprescindible considerar los dos escenarios de generación eléctrica (el actual y el futuro) a la hora de establecer la explotación de la CHE y evaluar su remuneración. Así, en este capítulo se detalla la explotación actual del conjunto del sistema eléctrico en la isla de El Hierro y el abastecimiento futuro de la demanda considerando la CHE.

⁹ Esto implica que 1) incluso en aquellos períodos cuando la generación eólica supera la demanda de la isla, dicha energía eólica no se pierda, sino se almacene a través del bombeo, y 2) en aquellos períodos cuando la eolicidad instantánea no es suficiente para abastecer la totalidad de la demanda, ésta podrá ser suministrada, en parte, con la turbinación.

6.1 ABASTECIMIENTO ACTUAL Y FUTURO DE LA DEMANDA EN LA ISLA EL HIERRO

En los últimos años el crecimiento de la demanda en El Hierro ha ido variando considerablemente alcanzando un crecimiento anual de 13,1% en 2007 y una disminución de un 2,2% en 2009. En los meses de enero-julio de 2010 la demanda seguía disminuyendo en un 2,9% con respecto al mismo período del año anterior, como lo señala el siguiente gráfico.

Gráfico 2. Crecimiento de la demanda eléctrica en El Hierro en el período 2006-2010 (b.c.)



A pesar de la tendencia de los últimos dos años, REE en su último *Informe anual sobre la cobertura de la demanda en el SEIE canario* con fecha de 20 de octubre de 2010 prevé, sin contar con la operación y el consecuente consumo de las instalaciones de bombeo, que en el período de octubre 2010 a septiembre 2011 la demanda alcanzará 44.604 MWh en la isla (esto es un incremento de un 11% respecto a la demanda en 2009).

Tabla 1. Costes de generación de la planta diesel Llanos Blancos en 2009, y estimación para el año móvil octubre 2010 y septiembre 2011

[dco]

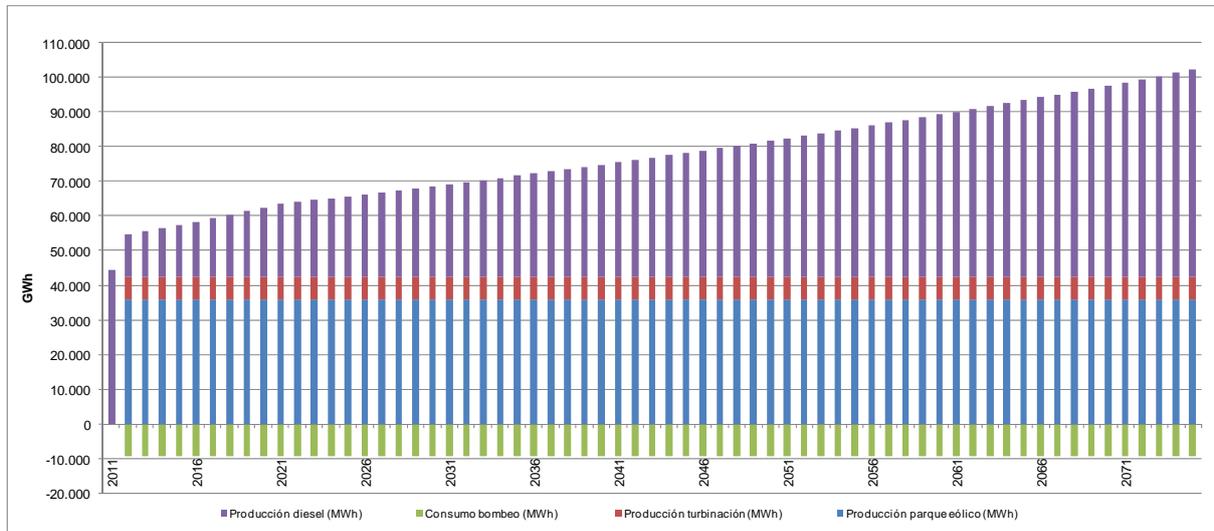
En este estudio se toma como referencia esta última estimación de la demanda facilitada por REE, es decir, 44.604 MWh de demanda eléctrica para el año 2011¹⁰. Además, se ha supuesto que en los primeros 10 años de vida de la CHE (2012-2021) la demanda seguirá un crecimiento anual de 2%, y en los años siguientes (a partir de 2022) un crecimiento de un 1%¹¹. De acuerdo con estos supuestos la demanda a lo largo de la vida útil de la CHE tendrá la evolución presentada en el siguiente gráfico, alcanzando el valor de 69 GWh de producción en 2031 (20 años) y 103 GWh en 2076 (65 años).

La CNE ha elaborado el esquema de explotación del sistema eléctrico basándose en la información aportada por los estudios realizados por REE (relacionados en el capítulo Antecedentes como [1] y [4]) y por la empresa propietaria (referidos como [6], [10] y [11]). Es de señalar que estos estudios han sido elaborados en diferentes momentos. Además, se han realizado cambios significativos en el presupuesto de la CHE hasta el último informe de la empresa, lo que implica que los estudios de referencia no tenían los supuestos ni técnicos ni económicos armonizados.

¹⁰ A su vez el Informe Marco 2009 de la CNE (páginas 102 y 110) reporta que la demanda en la isla de El Hierro en los años 2010 y 2011 será de 44 GWh y 46 GWh, respectivamente.

¹¹ La consideración diferenciada sobre el crecimiento de la demanda se ve necesario debido a que la incertidumbre de las previsiones va aumentando según el período de referencia va alargándose.

Gráfico 3. Evolución prevista del balance eléctrico en la isla de El Hierro, 2011- 2076



Como se aprecia en el Gráfico 3, el *mix* energético de la isla se modifica a partir de 2012, primer año de operación considerando generación eólica, turbinación y diesel, y la estructura de la demanda de la isla cambia al estar compuesta por la demanda de los consumidores y la del bombeo.

Se ha supuesto que la CHE alcanza el pleno funcionamiento sin restricciones técnicas a partir del primer año de operación, 2012, además que tenga una producción anual constante a lo largo de los 65 años. Esto es debido a que se considera que 1) la eolicidad anual es constante a lo largo de este tiempo, 2) el factor de eficiencia de turbinación no varía (69,42%) y 3) se utiliza la misma relación vertido eólico/turbinación todos los años. Se considera además que las precipitaciones anuales no serán significativas con respecto a la turbinación procedente de la energía eólica.

Una gestión óptima de los embalses (superior e inferior) será fundamental para alcanzar máxima eficiencia en la explotación del sistema que permita almacenar la máxima cantidad de energía eólica a través del bombeo. Por lo tanto en la explotación futura del sistema eléctrico de El Hierro, el punto clave se encuentra en las fuentes energéticas disponibles (eólica o diesel) y el número de horas de operación del bombeo / turbinación que, a su vez, determine el nivel de agua de los embalses.

De esta forma la generación diesel disminuye fuertemente en los primeros años, para ir aumentando progresivamente su producción en el caso de que no se instale capacidad adicional renovable. De esta manera el *mix* energético (considerando la demanda total de la isla incluyendo el consumo del bombeo) va variando a lo largo de la vida útil de la CHE de la siguiente manera: la generación anual eólica representará al inicio y al final del período de estudio entre 66%-35%, respectivamente, la turbinación entre 12%-6% (con lo que se totaliza entre 77%-41% de energía procedente del viento), y la energía procedente de la tecnología diesel entre 23%-59% del total de la demanda¹². Al cabo de 20 años, en 2031 la energía eólica cubrirá el 52%, la turbinación el 9% y la generación con diesel el 39% de la demanda total de la isla. Estos valores reflejan la distribución de cada fuente energética en el *mix* anual, no obstante habrá períodos en los que se acercarán, o incluso superarán dichas cifras, especialmente en horas de alta eolicidad, y otros en los que disminuirán. Por lo tanto, el objetivo inicial de alcanzar una penetración renovable en el abastecimiento de la demanda en un 100%, no se podrá cumplir contando únicamente con esta planta. La máxima penetración renovable se alcanzará en 2012 (77%) que irá disminuyendo con los años hasta el nivel del 41% en 2076. En consecuencia, es de esperar la incorporación de nuevas instalaciones de generación renovable en el futuro.

Para todo ello, se ha de considerar que el bombeo nunca se realizará con energía eléctrica procedente del diesel, con el fin de maximizar la penetración renovable en la isla. Además, se debe utilizar dicha tecnología diesel únicamente para satisfacer la demanda cuando la energía eólica / turbinación no sea suficiente. Esto implica establecer un orden de mérito en donde primero entra la generación eólica, luego la hidráulica (turbinación) y al final la generación convencional (diesel).

¹² El estudio de REE [4.a y 4.b] realiza una simulación para la integración de la CHE en el sistema eléctrico con datos de producción del año 2007. [dco].

6.2 CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO, LA CENTRAL DE LLANOS BLANCOS

La generación en El Hierro actualmente corresponde a una central térmica, Llanos Blancos. [dco] Las características técnicas, que determinan los costes fijos y variables reconocidos según las Ordenes ITC/913/2006 e ITC/914/2009, figuran en la siguiente tabla.

Tabla 2. Características de la central térmica de Llanos Blancos

[dco]

Tabla 3. Costes reconocidos de los grupos de la central Llanos Blancos en 2009 y enero –agosto 2010

[dco]

[dco]6.3 LA CENTRAL HIDROEÓLICA

La central hidroeólica (CHE), objeto de estudio, posee características singulares al suponer una tecnología nueva que combina la generación eólica con almacenamiento de energía a través de bombeo y turbinación.

6.3.1. Características técnicas

La CHE comprende un parque eólico, una planta de bombeo y una planta de turbinación conectados a dos depósitos situados en distinto nivel, una subestación eléctrica y una línea de evacuación. La tabla siguiente muestra los datos técnicos básicos de las instalaciones, todos ellos utilizados por los estudios mencionados en el capítulo de Antecedentes [4], [6] y [10].

Tabla 4. Instalaciones de la central hidroeléctrica

Parque eólico (5*2,3 MW)	11,50
Est. bombeo (6*500kW + 2*1500kW) (MW)	6
Est. Turbinación (4*2,83 MW)	11,32
Depósito superior a la cota de 714 m (m3)	556.333
Depósito inferior a la cota de 59,9 m (m3)	150.000
Vida económica parque eólico (años)	20
Vida económica BT (años)	65
Años amortización eq. mec. Bombeo/Turbinación	25
Años amortización eq. sis. ele. Bombeo/Turbinación	30
Años amortización obra civil BT	65
Subestación eléctrica de interconexión entre la central de bombeo, central de turbinación, parque eólico y la actual subestación de Llanos Blancos	

La planta de bombeo y turbinación es un sistema reversible de varias conducciones (tubería forzada, de impulsión y de aspiración) que permiten a su vez la reversibilidad de la planta.

Como se ha señalado anteriormente, la vida económica de la CHE es de 65 años, sin embargo la parte de parque eólico y los equipos mecánicos y sistemas eléctricos de la parte de bombeo y turbinación tienen que ser repuestos en repetidas ocasiones al cabo de 20, 25 y 30 años, respectivamente, para que sigan operando durante la vida útil de la obra civil.

Tabla 5. Datos técnicos de operación principales considerados

Datos técnicos de operación adoptados en los escenarios de retribución de CHE	
Producción max. eólica (MWh)	35.968
<i>Horas de utilización parque eólico</i>	3.128
Energía utilizada para bombear + SSAA (MWh)	9.222
<i>Horas de bombeo (h)</i>	1.537
Energía producida por turbinación (MWh)	6.402
<i>Horas de turbinación (h)</i>	566
Factor de eficiencia de turbinación	69,42%
Crecimiento de la demanda de la isla sin bombeo hasta 2020	2%
Crecimiento de la demanda de la isla sin bombeo después de 2020	1%

Según la información facilitada por GV [10] el parque eólico opera al año 3.128 horas equivalentes a plena carga produciendo 35.968 MWh. Como se ha mencionado anteriormente, se ha supuesto que la eolicidad anual considerada es constante a lo largo de la vida útil del parque eólico.

A efectos de retribución, se considera que el bombeo y la turbinación son dos modos de operación incompatibles de forma simultánea, debido a que económicamente no serían viables. De la producción eólica se destinan 9.222 MWh para abastecer el bombeo, según las previsiones de la empresa propietaria. Se considera un rendimiento de la turbinación de 69,42%¹³, lo que supone 6.402 MWh la producción anual a partir de 2012.

6.3.2. Inversión

El presupuesto del proyecto CHE asciende a [dco] cuya distribución entre las diferentes partidas se desglosa en la tabla siguiente. Los Presupuestos Generales del Estado subvencionan la construcción de dicha planta con 35 millones de euros transferidos en el período 2007-2011.

¹³ Según REE [4].

Tabla 6. Presupuesto de la construcción de la CHE

[dco]

[dco] Se debe tener en cuenta que el diseño de la CHE contempla un canal de bombeo y otro distinto de turbinación, incluso dos máquinas distintas para el bombeo y para la turbinación, lo que incrementa significativamente el presupuesto.

Tabla 7. Cambios en el presupuesto de la CHE

[dco]

Los costes de inversión se dividen entre el parque eólico y las instalaciones de bombeo y turbinación. Según los datos facilitados por la empresa propietaria se ha considerado atribuir la cantidad de *[dco]* de euros al parque eólico¹⁴ para su entrega “*llave en mano*”, mientras los gastos de trabajos generales, ingeniería y de obras complementarias se tienen en cuenta como costes de construcción de la planta de bombeo y turbinación. De esta manera el 24% de los gastos corresponde al parque eólico y el 76% a la planta de bombeo y turbinación.

Tabla 8. Separación de la inversión inicial

[dco]

Tanto el estudio de REE, como los planes financieros de la empresa consideran que la totalidad de la subvención de 35 millones de euros financiados por el Presupuesto General del Estado a través de IDAE está íntegramente destinada a financiar el

¹⁴ De acuerdo con a información disponible en la CNE, recogida en el Informe 24/2010 de la CNE, la inversión específica media en la tecnología eólica es de 1.206 €/kW, por lo que si se valorara así el parque eólico de 11,5 MW, se obtendría un coste total de 13,87 millones de euros.

proyecto de bombeo y turbinación¹⁵. En la ejecución del proyecto no se considera la presencia de fondos ajenos, por tanto el ratio de subvención y fondos propios en la financiación de las instalaciones de bombeo y turbinación alcanza el 71%. [dco]

6.3.3. Costes de explotación

Los costes de explotación proceden de los estudios de REE [4] y la empresa [10]. En algunos casos no se aporta información suficiente, por lo que es necesario para la realización de los cálculos de remuneración por parte de la CNE, adoptar determinados supuestos teniendo en cuenta la experiencia de otras plantas u otras estimaciones.

Los costes de explotación de la generación eólica se determinan de acuerdo con el Informe 24/2010 de la CNE. Al ser gestionable la planta no se le imputan costes por desvío. No obstante, el coste de inversión del parque eólico [dco] procede de los presupuestos de la empresa entregados en el documento de “Actualización de plan de proyecto. Año 2010”.

Con todo ello, se pueden determinar los costes de generación de la forma siguiente:

Tabla 9. Costes de generación

[dco]

Los costes fijos y variables de operación y mantenimiento del sistema BT incluyen los costes de seguros y de personal, representan valores actualizados para el año 2012 y proceden de estimaciones de la CNE¹⁶ y de REE [4.b] en el caso del término fijo, y de la empresa en el caso del término variable. Además, se aplica un coste fijo anual para la reposición de agua en el embalse inferior según información de la empresa.

¹⁵ La transferencia de la subvención se distribuye en el tiempo de la siguiente manera: 2007: 85.714€; 2008: 3.310.693€; 2009: 3.406.094€; 2010: 20.851.696€ y 2011: 7.345.803€ según la Actualización del Plan de Proyecto – año 2010.

¹⁶ [dco]

En el estudio se aplica un factor de actualización de los costes de O&M igual al crecimiento del IPC supuesto.

Por último, se debe considerar el coste del peaje de 0,5 €/MWh que según el Real Decreto ley 14/2010 ha de abonar los productores.

6.4 LA DESALADORA

En el esquema gráfico presentado originalmente por la empresa con fecha de agosto 2008 se observa una conexión directa entre una planta desaladora y el depósito inferior. Sin embargo ni en los documentos entregados por la empresa *a posteriori*, ni en ninguno de los estudios citados anteriormente para este proyecto hace mención a la operación de esta desaladora.

A falta de datos detallados sobre la actividad de la desaladora, se considera, por un lado, que su consumo está incluido en la demanda total de la isla. Por otro lado, la posibilidad de compraventa de agua de la desaladora no se tiene en cuenta, sino que se supone que la CHE dispone del agua necesaria para la operación del bombeo, aunque se reconoce un coste fijo anual para su reposición necesaria por evaporación.

7. ESCENARIOS PARA LA RETRIBUCIÓN DE LA CENTRAL HIDROEÓLICA EN EL HIERRO

A la hora de establecer el marco regulatorio de la central hidroeólica el objetivo de la regulación del sistema eléctrico debe ser maximizar el beneficio social. Es decir, minimizar el coste total de la explotación del conjunto del sistema eléctrico de la isla de El Hierro, teniendo en cuenta el régimen retributivo de la central diesel de Llanos Blancos y la máxima penetración posible de generación renovable. Para ello, es fundamental que se respete el principio del orden de mérito definido anteriormente. Es decir, establecer un orden de mérito en donde primero entre la generación eólica, luego la hidráulica (turbinación) y al final, la generación diesel. En este supuesto, la central diesel no abastecería el bombeo de energía eléctrica, ni siquiera por requerimientos de reserva en el embalse superior. No obstante lo anterior, el OS

podría establecer puntualmente, por razones de seguridad, requerimientos de almacenamiento mínimo de agua en el embalse superior.

Además, el esquema retributivo de la CHE considera el consumo del bombeo como consumo interno de la planta, sin coste para el titular, si la energía eléctrica procede de la generación eólica. En caso de no ser así, el consumo de bombeo se consideraría como un consumo externo, con coste para el titular¹⁷, para desincentivar su uso, ya que se aumentaría el coste de explotación del sistema de dos maneras: 1) teniendo en cuenta la pérdida de eficiencia de un 31% en el proceso de bombeo y posterior turbinación; y 2) el aumento de la producción de diesel implicaría mayores costes variables reconocidos para la central diesel.

Cabe mencionar que en posibles futuras ampliaciones del parque eólico o nuevas instalaciones eólicas que puedan almacenar su energía excedentaria generada a través del bombeo, objeto de este estudio, implicará la revisión del presente esquema retributivo propuesto.

7.1 ESCENARIOS PARA LA PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN

La consideración principal a la hora de establecer escenarios para la evaluación de una retribución adecuada es que la CHE es una unidad de producción, donde el aprovechamiento máximo de las instalaciones del parque eólico depende de la operación de las instalaciones de bombeo y turbinación, y *viceversa*: la alimentación del embalse superior (bombeo) depende de la generación eólica. De esta manera, como se ha ido documentando a lo largo de este estudio, la CHE es una planta híbrida específica con un parque eólico gestionable debido a las instalaciones del bombeo y turbinación. Por tanto, la remuneración debe contemplar la operación

¹⁷ La utilización de la energía eléctrica procedente de la central diesel para bombear debe valorarse al menos al coste medio de la central diesel.

conjunta del parque eólico y el bombeo y turbinación, sin perjuicio de que su remuneración sea separada¹⁸.

Para responder a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) del MITyC en relación al régimen retributivo específico para la central CHE conforme a la regulación establecida para los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE), primeramente se ha de plantear el régimen jurídico de la central hidroeólica, ya que de acuerdo con la documentación aportada la instalación es un proyecto pendiente de autorización administrativa, y por lo tanto, no definido aún como instalación en régimen ordinario ni como instalación en régimen especial.

Si se quisiera definir la central CHE como instalación de régimen especial, no tendría cabida entre las categorías y tipologías de las instalaciones en régimen especial que se encuentran vigentes en el Real Decreto 661/2007. No obstante, podría explorarse la posibilidad de incluir la instalación en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1565/2010, como “*instalaciones experimentales de la tecnología eólica en tierra*”, lo que permitiría un esquema retributivo *ad hoc*.

Por el contrario, si la central CHE se quisiera definir como instalación de régimen ordinario, a efectos retributivos se tendría que acudir a la regulación singular establecida para los SEIE. En este caso, la DGPEyM podría determinar un coste fijo estándar conforme al artículo 3, apartado 4 de la Orden ITC/914/2006 (denominado retribución por garantía de potencia que se calcula a partir de un valor de la inversión y una vida útil reconocida, así como un coste unitario fijo de operación y mantenimiento), y un coste variable también estándar conforme al artículo 6 de la Orden ITC/913/2006 (en base a unos parámetros operativos y unos costes unitarios).

Por otra parte, si se separase la parte eólica de la parte de bombeo- turbinación, se podría autorizar la primera como régimen especial mientras que la segunda sería de régimen ordinario, en cuyo caso, nuevamente la DGPEyM tendría que definir sus costes fijos y variables estándares.

¹⁸ Tanto el estudio de REE [4.b] como el de la empresa [10] consideraba no sólo la opción de una planta integrada, sino la posibilidad de una remuneración establecida para dos conjuntos separadamente: por un lado el parque eólico, y por otro lado el bombeo y turbinación.

Independientemente del régimen jurídico que finalmente se determine para la autorización de la instalación, la CNE realiza una propuesta preliminar de la retribución que podría tener la central CHE que en todo caso debe ajustarse una vez se cuente con el proyecto de ejecución y el presupuesto final.

Para el cálculo de la propuesta de retribución, se ha considerado la retribución del parque eólico como instalación de régimen especial según lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, conforme a la tarifa regulada incluida en el Informe 24/2010 de la CNE. Por otra parte, la remuneración de la turbinación contempla una retribución fija y otra variable. La remuneración de tipo fijo se otorga como garantía de potencia, que sigue el régimen establecido por la Orden ITC/914/2006, lo que significa reconocer a la parte hidráulica de la CHE el hecho de ofrecer firmeza al sistema eléctrico. En este esquema se incluye la inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento. La remuneración de tipo variable que se aplica a la energía turbinada se basa en el esquema de retribución de la Orden ITC/913/2006, donde a parte de los costes variables de operación y mantenimiento existe un componente denominado “*banda de regulación*”, definido como producto de un parámetro a''' (en €/MW) por el valor de la banda asignado por el operador del sistema Preg (en MW), y que complementa la remuneración de la CHE alcanzando la rentabilidad objetivo.

Además, con motivo de presentar los ahorros que tiene la implantación de la CHE, se ha considerado únicamente la operación de la central diesel de Llanos Blancos. Cabe subrayar que en este escenario “diesel” los costes son indicativos ya que no se han supuesto inversiones adicionales (reposiciones) a lo largo del tiempo: el coste variable se ha adoptado del *Informe anual de la cobertura de la demanda en el año móvil de octubre 2010 – septiembre 2011* de REE, y el pago por garantía de potencia según la liquidación definitiva de 2009 (liquidación de REE C5) actualizados y presentados en la tabla 1.

Tabla 10. Escenarios establecidos

Conceptos / escenarios	CHE	DIESEL
Consideración principal	CHE - planta integrada	ausencia de CHE
Remuneración	Remuneración fija: - ITC/914/2006 Remun. variable: - propuesta CNE sobre nuevas tarifas eólicas a partir 2012 (PEO) - ITC/913/2006 (turb.) - pago complementario para garantizar una rentabilidad de TIR del proyecto =7% para una vida útil de 65 años	Retribución actual - fija según ITC/914/2006, - variable según ITC/913/2006
Retribución para un período de	20 años	

La remuneración variable del parque eólico adopta la tarifa regulada según el Informe 24/2010 de la CNE lo que implica que la CHE no elige la opción de `mercado`. Esto constituye una simplificación con respecto a suponer unos precios de la energía eléctrica eólica vendida en el mercado organizado a lo largo del período considerado. Suponer precios de mercado futuros¹⁹ y considerar una media anual de la prima horaria eólica habría introducido significativamente más incertidumbre en los resultados.

El horizonte temporal de los cálculos de rentabilidad es de 20 años teniendo en cuenta principalmente el período establecido para la aplicación de la tarifa regulada para la generación eólica. Las instalaciones eólicas han experimentado una evolución considerable en los últimos 15 – 20 años tanto desde el punto de vista económico como tecnológico lo que ha dado lugar a una mejora de eficiencia significativa. En esta perspectiva, considerar la reposición del parque eólico al cabo de 20 años con la misma relación coste – rendimiento actual habría implicado ignorar los posibles avances tecnológicos futuros. El mismo razonamiento es aplicable a la reposición de los equipos electromecánicos al cabo de 25 años y a la

¹⁹ Actualmente se dispone de un precio de mercado en torno a 46,30 €/MWh según los precios de Contratos Futuros (CF) según la cotización en MIBEL para 2012, precio que no incluye apuntamiento específico en los SEIE.

reposición de los equipos del sistema eléctrico al cabo de 30 años, lo que en el conjunto habría dado lugar a obtener unos resultados distorsionados reconociendo unas inversiones futuras en exceso para la CHE. Por tanto, no se han considerado la reposición de ninguna de las instalaciones del análisis financiero cubriendo un período de 20 años.

Además, un cálculo de remuneración a 65 años implicaría introducir suposiciones sobre el comportamiento de la demanda y otros parámetros macroeconómicos que introducen un alto nivel de incertidumbre en los mismos. Cabe recordar que al mismo tiempo es previsible el aumento de la penetración renovable en el sistema eléctrico de El Hierro para alcanzar el objetivo del Gobierno canario hasta alcanzar un 100% de abastecimiento renovable de la demanda eléctrica.

En los flujos de caja, el valor residual de todas las instalaciones (equipos y obra civil de BT) del complejo CHE que no hayan llegado al final de su vida útil, está considerado en el año 20. Este valor residual ha sido determinado a partir de la partida de inmovilizado neto descontándole el total de las amortizaciones y las subvenciones recibidas.

El horizonte temporal de los cálculos de rentabilidad es de 20 años teniendo en cuenta principalmente el período establecido para la aplicación de la tarifa regulada para la generación eólica.

Por todo ello, la retribución a reconocer debe tener como objetivo el de garantizar una *tasa interna de rentabilidad de los flujos de caja libres y después de impuestos* (TIR del proyecto) de un 7%²⁰ en los 20 años²¹ de la vida de la instalación, teniendo en cuenta principalmente la vida económica de la generación eólica. No obstante, la revisión de la remuneración de la CHE al cabo de 20 años debe garantizar una rentabilidad económica de un TIR de proyecto de un 7% con el fin de garantizar la amortización de las inversiones en la obra civil con una vida económica de 65 años y

²⁰ Se toma una TIR objetivo del 7%, ya que ha sido la considerada por la CNE en otros proyectos análogos. No obstante, en el informe se realizan también cálculos de la retribución para otras tasas diferentes (TIR=6,87%; TIR=8% y TIR=9%).

²¹ El estudio financiero de la empresa [10] ha sido elaborado para un período de 35 años.

facilitar, de esta manera, las reposiciones no sólo de la planta eólica, sino del equipo electromecánico bombeo-turbinación, y del resto del equipamiento eléctrico.

7.2 OTRAS SUPOSICIONES ECONÓMICAS Y GENERALES

El primer año considerado con ingresos en el análisis financiero es el 2012 al igual que en el documento [6] de GV. Se han atribuido todos los gastos de inversión para el año 0, es decir a 2011, según los datos facilitados en los presupuestos del proyecto actualizados en 2010.

Las suposiciones económicas aplicadas se incluyen en la tabla 11. /tal vez se debería eliminar la siguiente tabla también/

Tabla 11. Supuestos económicos

[dco]

Con fines impositivos, se ha considerado el concepto de *pérdida trasladable a ejercicios posteriores (Tax loss carry forward)* que permite que en años con beneficio antes de impuesto (en adelante BAI) negativo se crea un fondo de beneficio negativo que durante los 10 años posteriores, con BAI positivo, se pueda utilizar para aminorar la base imponible.

Los conceptos de *reserva legal y dividendo* no tienen efecto sobre la remuneración de la CHE.

Se ha calculado el período de *pay-back* del proyecto cuantificando el número de años que son necesarios para la recuperación de los fondos absorbidos, es decir, el año en el que la suma de los resultados de la explotación anuales (EBITDA) igualan las inversiones iniciales realizadas.

Por otra parte, teniendo en cuenta que a partir de 2012 el sector eléctrico participaría en su totalidad en el mercado de emisiones, se debe cuantificar el coste de comprar los derechos de las emisiones de los gases de efecto invernadero en los tres escenarios. Para ello, se van a considerar las emisiones específicas de CO₂ en la central de Llanos Blancos en el año 2009, que según el RENADE alcanzaron en total 29.222 toneladas, [cdo]

Tabla 12. Las emisiones CO₂ consideradas según RENADE en la planta Llanos Blancos, año de referencia 2009

[cdo]

Aplicando las estimaciones de la CNE sobre el coste unitario de los derechos de emisión de CO₂ para el año 2012 de 15,51 €/t, se han calculado en cada escenario presentado los costes incurridos por dicho concepto como coste adicional de la explotación del sistema eléctrico.

Por último, la evolución de la retribución variable en el tiempo, a semejanza de la tarifa regulada de la energía eólica, sigue una senda marcada por el Real Decreto 661/2007 de tipo (IPC-X), donde el valor de X es igual a 0,0025 hasta 2012 y a 0,005 después.

8. RESULTADOS Y PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN

Como ya se ha señalado, se ha previsto la retribución de la energía neta cedida al sistema por el parque eólico como instalación de régimen especial según lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, conforme a la tarifa regulada incluida en el Informe 24/2010 de la CNE. Por otra parte la turbinación tiene una remuneración en dos partes: fija y variable, conforme a las ordenes ITC/914/2006 e ITC/913/2006.

Esta Comisión propone que, al igual que en otros estudios análogos, se defina un TIR del proyecto de un 7% a la hora de establecer la remuneración de la CHE. No obstante, a modo de ilustrar la sensibilidad de la remuneración propuesta, se ha calculado la remuneración y el coste incurrido por la explotación del sistema eléctrico de El Hierro con varias tasas de retorno, como se señalan en las tablas 13, 14 y 15.

La remuneración a la energía eólica neta en el año de 2012, alcanza [dco] €/MWh, mientras que la planta hidráulica obtiene por el término variable [dco] €/MWh y por el término fijo [dco] euros, como se señala en la tabla 13.

Tabla 13. Remuneración de CHE y generación DIESEL en El Hierro, 2012

[dco]

Teniendo en cuenta el coste total de la explotación del sistema eléctrico de El Hierro en 2012, incluyendo los costes implicados por la emisión equivalente de CO₂ por la planta diesel, la introducción de la operación de la CHE implica un ahorro de 3,54 millones de euros con respecto a un escenario con generación únicamente con la planta diesel de Llanos Blancos (Tabla 14.) Esta diferencia se mantiene en general durante el resto de los años.

Tabla 14. Coste de explotación del sistema eléctrico de El Hierro, 2012

[dco]

El ahorro durante los 20 años de estudio de la planta CHE (Tabla 15), en términos constantes de euros de 2012, con respecto a la situación actual, donde la central diesel de Llanos Blancos opera como monopolio, es de 81,45 millones de euros. Esto significa que el coste de la explotación del sistema eléctrico de El Hierro alcanza 210,16 millones de euros durante los 20 años de vida económica considerados. Este coste se reparte entre la tecnología eólica (33,42 millones de euros), el sistema de bombeo-turbinación (24,29 millones), y el sistema diesel (147,85 millones de euros). *[dco]*

Tabla 15. Coste de explotación del sistema eléctrico de El Hierro en 20 años, 2012-2031

[dco]

*[dco]*Es de recalcar que la consideración de un horizonte temporal de 20 años implica, que la revisión de la remuneración de la CHE al cabo de estos 20 años debe garantizar una rentabilidad económica de un TIR del proyecto de un 7%, considerando la inversión no amortizada y facilitar, de esta manera, las reposiciones no sólo de la planta eólica, sino del equipo mecánico bombeo - turbinación, y del resto del equipamiento eléctrico.