



INFORME DE LA CNMC SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

23 de septiembre de 2014

IPN/DE/0008/14

www.cnmc.es

INFORME DE LA CNMC SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

Expediente núm.: IPN/DE/0008/14

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA DE LA CNMC

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D. Josep María Guinart Solà

D^a. Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

Secretario de la Sala

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 23 de septiembre de 2014

Visto el expediente relativo al PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a) y de la Disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe.

Índice

1. Antecedentes.....	5
2. Contenido de la Propuesta.....	8
3. Valoración general de la Propuesta.	10
4. Consideraciones sobre el articulado.....	17
4.1 Sobre el artículo 2. Ámbito de aplicación.....	17
4.2 Sobre el artículo 21. Reconocimiento de los parámetros económicos y mezclas de combustible.....	17
4.3 Sobre el artículo 33. Retribución financiera a la inversión.....	18
4.4 Sobre el artículo 34. Método de cálculo de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo.....	18
4.5 Sobre el artículo 37. Retribución por costes variables de funcionamiento.	19
4.6 Sobre el artículo 39. Retribución por costes variables de operación y mantenimiento.	19
4.7 Sobre el artículo 44. Cálculo de los precios de combustible.	21
4.8 Sobre el artículo 47. Procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad. Presentación de solicitudes y criterios de inadmisión.	22
4.9 Sobre el artículo 48. Procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad. Tramitación de las solicitudes.	23
4.10 Sobre el artículo 49. Resolución del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad. Presentación de solicitudes y criterios de admisión.....	24
4.11 Sobre la consideración de las restricciones ambientales en los artículos 63, 70, 71 y 72.....	24
4.12 Sobre el artículo 71. Información a facilitar al operador del sistema para el despacho de generación.	26
4.13 Sobre la Disposición adicional primera. Mandatos a la CNMC.	26
4.14 Sobre las Disposiciones transitorias sexta y décima.....	27
4.15 Sobre la Disposición transitoria duodécima. Pruebas de mínimo técnico.	30
4.16 Sobre la Disposición transitoria decimotercera, decimocuarta y el Anexo I.	30
4.17 Sobre la Disposición transitoria decimotercera. Aplicación transitoria de determinados aspectos relativos a la liquidación de la energía en el despacho. .	31
4.18 Sobre la Disposición final primera. Correspondencia entre familias.	32
4.19 Sobre la Disposición final quinta, Disposición adicional octava y Disposición transitoria decimosexta.....	33
4.20 Sobre la Disposición final novena. Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.....	36

4.21	Sobre el Anexo III. Procedimiento para la realización de las pruebas de rendimiento de las centrales y determinación de parámetros económicos.....	38
4.22	Sobre el Anexo IV. Factor de estacionalidad.....	39
4.23	Sobre el Anexo VI. Índices de actualización.....	43
4.24	Sobre el Anexo VII. Valores de los parámetros a, b y c de la retribución por costes variables de funcionamiento para los grupos de generación.	43
4.25	Sobre los Anexos IX y XI. Combustibles utilizados.....	44
4.26	Sobre el Anexo XVII. Valores unitarios transitorios de operación y mantenimiento variable de liquidación.	45
4.27	Propuesta de una nueva Disposición adicional sobre reliquidaciones correspondientes a periodos anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.	46
4.28	Propuesta de una nueva Disposición transitoria, sobre la adaptación de los periodos horarios de los peajes.	47
ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas.		48
ANEXO II. Descripción detallada de la evolución del marco normativo de los SENP.		65

INFORME DE LA CNMC SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EL PROCEDIMIENTO DE DESPACHO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

La Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en su reunión de 23 de septiembre de 2014, ha aprobado el presente informe sobre el «Proyecto de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no *peninsulares*» (en adelante la Propuesta).

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio de la Secretaría de Estado de Energía (en adelante SEE) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (en adelante MINETUR) con entrada en el registro general de la CNMC con fecha 4 de julio de 2014, por el que se solicita a esta Comisión la emisión de informe preceptivo, así como dar trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. La Propuesta, acompañada de su correspondiente Memoria de Análisis de Impacto Normativo (MAIN), fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad el mismo 4 de julio, concediendo un plazo de 20 días hábiles para recibir alegaciones. El Anexo I a este informe contiene el listado y la síntesis del contenido de las alegaciones recibidas.

1. Antecedentes.

Este apartado presenta una síntesis de la evolución del marco normativo de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (hoy sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, en adelante SENP). La descripción detallada se encuentra recogida en el Anexo II del presente informe.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico –al igual que la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre (en adelante LSE) – dispuso que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollaran en los SENP podrían ser objeto de una reglamentación singular, debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial, su reducido tamaño y su carácter aislado.

Los principios recogidos en aquella Ley fueron objeto de desarrollo principalmente por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (RD 1747/2003), y sendas órdenes ministeriales que detallan el cálculo y la forma de retribución de los costes de generación variables y fijos, respectivamente: la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada

uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, respectivamente.

Hasta la publicación del citado RD 1747/2003, el principio de separación de actividades propugnado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico no había sido puesto en práctica en los SENP, donde existía un monopolio vertical y horizontalmente integrado en el que las distintas actividades eran desempeñadas por distintas filiales integradas en o mayoritariamente participadas por el Grupo Endesa (con la excepción de la distribución en la ciudades autónomas de Melilla y Ceuta). No fue hasta 2010 que se culminó el traspaso al Gestor de la Red de Transporte (REE en su calidad de transportista único) de los activos de transporte (líneas, subestaciones, trafos), que en los SENP, en atención a su reducido tamaño, son aquellos de tensión igual o superior a 66 kV (en la Península la tensión tomada como referencia es 220 kV).

En el Informe sobre el Sector Energético español, de 7 de marzo de 2012, que la extinta CNE elaboró a petición de la SEE, se enumeraron una serie de propuestas orientadas a mejorar la eficiencia de la actividad de producción en los SENP, reforzando el objetivo de garantizar un suministro eléctrico de calidad al menor coste posible. Desde entonces se han sucedido varias normas que han modificado diversos aspectos de la regulación, normas que culminan ahora con esta Propuesta, que refunde el real decreto precedente de 2003 y las órdenes ministeriales de 2006:

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo¹, establece los criterios a tener en cuenta a la hora de determinar la retribución de la generación del anteriormente denominado régimen ordinario en los SENP, así como un mandato al Gobierno para revisar de acuerdo con dichos criterios el modelo retributivo de costes fijos y variables de estas centrales de generación. Suprime asimismo la retribución en concepto de garantía de potencia para los grupos cuya vida útil haya finalizado².

El Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio³, estableció el 1 de enero de 2012 como fecha a partir de la cual serían de aplicación las revisiones del modelo

¹ 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.

² La disposición final cuarta, apartado 2. del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, suprime el último párrafo del artículo 6.4 del RD 1747/2003, que rezaba como sigue:

«Cuando finalice la vida útil de las instalaciones, la retribución de la garantía de potencia de los grupos se reducirá a los costes auditados de operación y mantenimiento y los de extensión de la vida útil que serán el 50 por ciento de los cobrados en el último ejercicio.»

³ Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

retributivo, incorporando ya las siguientes modificaciones: supresión de la retribución de los *gastos de naturaleza recurrente* (re inversiones parciales en los activos de generación); reducción en un 10% de la retribución por costes fijos de operación y mantenimiento, y reducción de la tasa de retribución financiera (el diferencial con respecto a la deuda pública se reducía de 300 a 200 puntos básicos).

El Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, establece que con efectos 1 de enero de 2013, en todas las metodologías de actualización de retribuciones, tarifas y primas aplicables a las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico –incluida la generación acogida al anteriormente denominado régimen ordinario en los SENP– se reemplacen las referencias al Índice de Precios de Consumo (IPC) por el índice de precios de consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (inflación subyacente).

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, tiene por objeto introducir un mayor grado de competencia y un nuevo régimen retributivo en los SENP con el fin de proporcionar señales económicas más eficientes. Así, se restringe el acceso al régimen retributivo adicional a grupos empresariales que superen una cuota del 40% en potencia instalada de generación⁴, y se introduce un mecanismo de concurrencia para el aprovisionamiento de combustibles⁵, el cual concreta precisamente la Propuesta ahora informada. Para la consecución de estos objetivos se refuerza en gran medida el papel del OS en cuanto a la planificación de infraestructuras, así como en relación con la evolución del *mix* energético, favoreciendo la integración de un aporte creciente de renovables no gestionables. Con este fin se establece el traspaso de la titularidad de las instalaciones de bombeo al OS, al entender que las mismas “*tendrán como finalidad garantizar la adecuada gestión de estos sistemas*”⁶ (también se refuerza en paralelo el papel desempeñado por el gestor técnico del sector gasista adjudicándole la titularidad de las futuras instalaciones de regasificación en Canarias).

Por último, en la Ley LSE se especifican las bases del régimen retributivo adicional. Así, en su artículo 14.5 se dispone que los conceptos incorporados en la retribución de la actividad de producción incluirán el precio resultante de los mercados diario e intradiario, los servicios de ajuste así como, en su caso, la retribución adicional (aplicable si la actividad de desarrolla en los SENP) o la

⁴ Esto implica que potenciales nuevas instalaciones del Grupo Endesa no tendrían acceso a retribución adicional.

⁵ Se requiere además a Endesa que entregue los contratos de aprovisionamiento de combustibles en el período 2009-2012.

⁶ Está directamente relacionada con esta Ley la Orden IET/728/2014, de 28 de abril, por la que se resuelve aceptar la renuncia presentada por UNELCO a la ejecución de la Central Hidráulica Reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria e imponerle la obligación de transmitir al operador del sistema el proyecto, y en su caso, las instalaciones de la referida central.

retribución específica (aplicable si se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos).

La retribución adicional tiene por objeto cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación en que incurre el productor en los SENP y los ingresos obtenidos a partir de los restantes conceptos retributivos, de acuerdo con los siguientes principios:

- 1) Únicamente se tendrán en cuenta *extracostes* específicamente ligados a la ubicación territorial de los SENP.
- 2) Los costes de inversión y explotación se fijarán tomando como referencia determinadas *instalaciones tipo* operadas por una empresa *eficiente y bien gestionada*.
- 3) La tasa de retribución financiera queda ligada al interés de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial que se entiende adecuado al desempeño de una actividad de bajo riesgo.

2. Contenido de la Propuesta.

La Propuesta consta de preámbulo, 80 artículos distribuidos en 6 títulos, 12 disposiciones adicionales, 16 transitorias, 1 disposición derogatoria, 11 finales y 19 anexos.

El Título I se destina a determinar el objeto, el ámbito de aplicación de la norma y los sistemas eléctricos aislados de los 4 territorios no peninsulares (Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla).

El objeto de la Propuesta es regular la actividad de producción de energía eléctrica destinada al suministro de energía eléctrica en los SENP:

- i. En instalaciones hidroeléctricas no fluyentes y térmicas que utilicen como fuentes de energía el carbón o los hidrocarburos así como, entre otros, la biomasa, el biogás y los residuos (instalaciones gestionables); estas últimas pasarían a ser tratadas retributivamente como una térmica convencional.
- ii. En instalaciones no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables.
- iii. En instalaciones de bombeo que tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en los SENP.
- iv. La regulación de la gestión económica y técnica de cada uno de los SENP.

El Título II, que se subdivide a su vez en 3 capítulos, describe la organización y funcionamiento de los SENP:

El Capítulo I define el despacho de producción existente en cada uno de los SENP de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la LSE, de 26 de diciembre. En particular, dispone asuntos tales como los requisitos que deben cumplir los sujetos para poder participar en el referido despacho, el órgano

encargado de llevar a cabo el mismo (operador del sistema, en adelante OS) y el régimen económico que percibirán los generadores por la energía generada.

El Capítulo II establece el régimen económico de las instalaciones de producción de energía eléctrica. En particular, prevé que:

- i) Las instalaciones gestionables podrán percibir un régimen retributivo adicional que consta de una retribución por inversión (costes fijos) y una retribución por explotación (costes variables).
- ii) Las instalaciones no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables podrán obtener por su energía vendida conceptos análogos a lo que perciben estas instalaciones en la Península, esto es: el precio horario de venta de energía en cada subsistema, el régimen retributivo específico establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos (en adelante RD 413/2014) y, en su caso, las contraprestaciones económicas que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste.
- iii) Las centrales a las que no se les haya reconocido la retribución adicional o el régimen retributivo específico obtendrán, por su energía despachada, el precio horario de venta de la energía en cada sistema aislado.

El Capítulo III determina la potencia necesaria que deberá ser instalada para cubrir la demanda de cada sistema eléctrico aislado, a partir de los informes que elabore el OS sobre análisis de cobertura de la demanda. A la potencia prevista adicional que apruebe la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) para cada año se le podrá otorgar el régimen retributivo adicional.

El Título III regula el régimen administrativo de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares. En síntesis, el procedimiento aplicable a todas las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación de la Propuesta es el que sigue: autorización administrativa, inscripción en el registro de instalaciones, reconocimiento de los parámetros técnicos y, en su caso, económicos.

El Título IV desarrolla el régimen retributivo adicional para las instalaciones gestionables que, con carácter general, estará compuesto por la suma de la retribución por costes variables de generación y la retribución por costes fijos. Este título se subdivide en 4 capítulos:

El Capítulo I especifica los criterios generales y define el régimen retributivo adicional. Asimismo, establece la retribución de las inversiones adicionales definidas en el artículo 57.

El Capítulo II y el Capítulo III establecen la metodología de la retribución por costes fijos y por costes variables, respectivamente. La retribución por costes fijos se define como el mínimo de los siguientes conceptos: i) Anualidad de la retribución fija del grupo i en el año n , y ii) El sumatorio en todas las horas del año de la potencia disponible por la retribución por coste horario fijo del grupo i en el año n . Por su parte, la retribución por costes variables está compuesta por la

suma de los siguientes componentes: retribución por combustible, retribución por costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, retribución por costes variables de operación y mantenimiento y retribución por costes de los derechos de emisión.

El Capítulo IV se dedica a los procedimientos relativos al otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional. En este capítulo se establece que las instalaciones gestionables deberán obtener, para optar durante toda su vida útil regulatoria al régimen retributivo adicional que prevé la LSE, una resolución de compatibilidad favorable emitida por la DGPEM, con carácter previo a la autorización administrativa.

Para ello, la DGPEM solicitará: i) Informe técnico al OS en el que se valore la necesidad de implantar la nueva potencia prevista por el solicitante a efectos de cobertura de la demanda, el nudo de conexión más conveniente, la tecnología propuesta, etc., ii) Informe económico-retributivo a la CNMC sobre el impacto en el coste de generación y la eficiencia, alternativas y propuesta de parámetros retributivos (estándar de inversión, parámetros técnicos, etc.) y iii) Informe a las Comunidades o Ciudades Autónomas en lo que pudiera afectar al concreto ejercicio de sus competencias.

Aquellas instalaciones que obtuvieran una autorización administrativa sin la correspondiente resolución favorable no tendrían derecho a retribución adicional, percibiendo en cada hora, exclusivamente, el precio horario final peninsular.

El Título V desarrolla el procedimiento de despacho y liquidación de la generación. En cada uno de los SENP existirá un despacho por costes variables de generación (combustible, arranque, banda de regulación, operación y mantenimiento y derechos de emisión) en el que participarán las instalaciones de producción para cubrir la demanda. El despacho consistirá en una previsión semanal, diaria, intradiaria y de desvíos en tiempo real. Con objeto de mejorar la eficiencia en la gestión de los SENP, se establece la existencia de dos indicadores: el Indicador de Eficiencia en la gestión del despacho y el Indicador de Calidad de Servicio.

El Título VI regula el régimen económico y administrativo de las instalaciones de bombeo asignadas al OS.

Finalmente, la Propuesta contiene 11 disposiciones adicionales -referidas, entre otras, a una serie de mandatos dirigidos a la CNMC y al OS, a la remisión de información y a los peajes de acceso 6.1A y 6.1B-, 16 disposiciones transitorias relativas a distintos textos legislativos, 12 disposiciones finales y 19 anexos, varios de ellos de considerable extensión.

3. Valoración general de la Propuesta.

Esta Comisión realiza una valoración global positiva de la Propuesta y comparte los objetivos de alto nivel perseguidos por la misma, de acuerdo con la exposición de motivos y los fines estratégicos expuestos en la MAIN que la acompaña. La Propuesta constituye más una evolución del modelo retributivo vigente que una

ruptura con el mismo. Los cambios introducidos ponen énfasis en: agotar las posibilidades de mejora en la operación de las instalaciones, primar las tecnologías más eficientes y favorecer su desarrollo en un entorno complejo, que constituye un desafío para su integración sin menoscabo de la seguridad de suministro, así como introducir allí donde sea posible mecanismos de concurrencia competitiva.

En particular, cabría destacar, entre otras, las siguientes mejoras concretas:

- Se equipara el mecanismo de despacho y la metodología retributiva aplicable a las instalaciones gestionables a partir de energías renovables, residuos y energías residuales (anteriormente englobadas en el extinto régimen especial) al hasta ahora utilizado con las centrales térmicas convencionales a partir de combustibles fósiles (anteriormente englobadas en el extinto régimen ordinario). En efecto, en el entorno de los SENP, ante la ausencia de un mercado mayorista y dado que también las tecnologías convencionales requieren con carácter general para su viabilidad económica de una retribución regulada, resulta conveniente que la distinción entre la percepción de una retribución *adicional* (asimilable a la anterior compensación de los extracostes) o *específica* (asimilable a la anterior prima equivalente) obedezca al carácter gestionable o no de la instalación, antes que al origen renovable o no de la fuente de energía empleada.
- Se procura favorecer la incorporación de nuevos entrantes, también en las tecnologías térmicas convencionales, al introducir un mecanismo de subastas transparente y objetivo para facilitar el acceso de todos los productores a un suministro de combustible a precios competitivos (se mantiene, no obstante, con carácter subsidiario la utilización de referencias basadas en las cotizaciones registradas en mercados internacionales). La posibilidad de agregar la demanda de combustible de las nuevas instalaciones al conjunto de las existentes (con las oportunas especificidades por tipo de combustible y subsistema) en una subasta conjunta constituye una alternativa valiosa para los productores entrantes en un entorno territorial donde existen economías de escala en el aprovisionamiento de combustible, el cual constituye un factor determinante en los costes de generación térmica.
- Se introduce un incentivo al OS que persigue mejorar la eficiencia en el despacho, de modo que, manteniendo los niveles de calidad, se minimice el volumen de combustible consumido por unidad de energía generada. Con tal fin se definen sendos indicadores, de eficiencia en la gestión del despacho y de calidad de servicio, junto con los correspondientes objetivos mínimos a satisfacer en cada uno de ellos, de modo que las posibles desviaciones sean evaluadas anualmente y, en su caso, tenidas en cuenta en su retribución.

Se valora asimismo favorablemente la toma en consideración, tanto en la normativa sectorial recientemente aprobada, como en la Propuesta ahora informada, de buena parte de las recomendaciones realizadas en su día por la antigua CNE, hoy CNMC; en concreto, cabe destacar:

- Promover la renovación del envejecido parque de generación no peninsular, basado en gran medida en la combustión de hidrocarburos líquidos, en particular fomentando inversiones en tecnologías de producción a partir de energías renovables, cuando técnicamente sean asumibles y reduzcan el sobrecoste de explotación de los sistemas. Es decir, incorporar nueva capacidad de generación a partir de renovables, cogeneración y residuos en los SENP, sólo cuando sea necesario para cubrir el margen de cobertura del sistema sin afectar a la seguridad de suministro y siempre que su precio resulte inferior al del SENP correspondiente, estableciendo en su caso costes estándares y parámetros técnicos para instalaciones renovables y de cogeneración en el entonces denominado régimen ordinario.
- Modular la señal de precio percibida por los consumidores finales de los SENP, de modo que aun cuando el precio medio final en base anual sea el mismo que en la Península, sus variaciones relativas obedezcan al balance de oferta y demanda observado en cada subsistema. Esto se pone particularmente de manifiesto en relación con el archipiélago canario, con un clima sin apenas alternancia de estaciones a lo largo del año y cuya demanda no doméstica guarda más relación con la actividad del sector turístico que con la laboralidad en el conjunto del Estado. Es decir, conviene promover el establecimiento de un perfil diferenciado de precios en función del estado de la demanda en los SENP, ya que estos sistemas eléctricos aislados pudieran presentar circunstancias diferentes a las del sistema eléctrico peninsular, y la aplicación de una misma señal de precio horario que en la Península puede resultar contraria a la consecución de los objetivos nacionales de eficiencia.
- Revisar y, en su caso, actualizar los diversos parámetros técnicos que definen el modo de funcionamiento de las instalaciones de producción mediante la realización de las pruebas oportunas y el análisis de los costes variables de operación bajo diversas circunstancias. Es decir, realizar pruebas de rendimiento, de manera que puedan, de forma periódica, actualizarse los parámetros técnicos de funcionamiento asumidos en la realización del despacho de generación, para que éstos se correspondan con el desempeño real de los grupos, y no con los regulados en el momento de su autorización, así como para realizar el despacho con todos los costes intervinientes (mezclas de combustibles, derechos de emisión de CO₂, etc.), pues se ha de tener en cuenta que dichos costes adicionales, aunque no hayan sido considerados en el despacho, son reconocidos finalmente en la compensación definitiva.
- Clarificar cuál ha de ser la actuación de los productores y del OS (y cuál el coste de combustible a reconocer, en su caso), cuando deban utilizarse de forma excepcional mezclas distintas de las autorizadas, por ejemplo para dar cumplimiento a limitaciones sobre emisiones atmosféricas. En particular en el archipiélago canario se ha producido en los últimos ejercicios un deslizamiento de la producción térmica convencional a partir de fuelóleo (FO) a favor del gasóleo (GO), menos contaminante y también considerablemente más caro, al verse alterado el despacho por el reforzamiento de las

restricciones medioambientales autonómicas o locales en materia de emisiones.

- Revisar la tasa interna de rentabilidad aplicada a las actividades reguladas (entre ellas, la generación no peninsular), los costes de logística o la supresión de la retribución por los llamados *gastos de naturaleza recurrente*.
- Introducir asimismo (artículo 10.2) la posibilidad de alcanzar un determinado nivel de vertido de energía renovable entre las alternativas a considerar a la hora de evaluar las distintas opciones tecnológicas disponibles en la cobertura de la demanda a largo plazo, así como en la valoración económica de proyectos orientados a permitir un mayor grado de integración de energía generada a partir de fuentes renovables no gestionables.

Existen no obstante algunos aspectos mejorables sobre los que se incide a lo largo de las consideraciones expuestas a continuación.

- La Ley 17/2013, de 29 de octubre, en particular su artículo 5 y la Disposición transitoria segunda, regula los supuestos y términos bajo los que el OS será titular de instalaciones de bombeo en los SENP. Por su parte, el apartado 1 del artículo 76 de la Propuesta establece que:

«Las instalaciones de bombeo asignadas al operador del sistema conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre, serán consideradas a todos los efectos activos pertenecientes a la actividad de operación del sistema, y por tanto, no se inscribirán en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y a su producción no le será de aplicación los peajes de generación.»

La Propuesta va así un paso más allá que la Ley que desarrolla, pues no sólo asigna al OS la titularidad de las instalaciones de bombeo que tengan *“como finalidades principales la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables”*, sino que además cambia el carácter de este tipo de instalaciones, que en los restantes casos son activos de generación, para atribuirlos a la actividad de operación del sistema, motivo por el cual no figurarían en el registro de instalaciones de producción y quedarían exentos de los peajes aplicables a la generación.

La redacción planteada podría interpretarse en el sentido de que la pertenencia de un activo habitualmente considerado de generación a la actividad de operación del sistema se desprende de su titularidad por parte del OS, idea que convendría desterrar por las implicaciones que podría acarrear en relación con la observancia de los estrictos requisitos de separación de actividades impuestos por la Directiva europea⁷. Debería hacerse hincapié, antes que en la *asignación* de dichas instalaciones al OS, en las peculiares características de los SENP que harían indispensable que

⁷ Directiva 2009/72/CE, del Parlamento Europeo 29 y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE, en particular su artículo 9.

se integren en la actividad de operación del sistema algunas instalaciones de bombeo bajo determinados supuestos, pues debe recordarse que fuera de tales supuestos la adjudicación de tales instalaciones será objeto de un procedimiento de concurrencia competitiva.

Por otro lado, si bien la exención del peaje de generación sería coherente con el hecho de que la retribución por costes variables de operación y mantenimiento de las instalaciones de generación en los SENP incluya los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución (artículo 39 de la Propuesta), no se comprende por qué estos bombeos en particular no debieran figurar en el registro de instalaciones de producción, pues *son* instalaciones de producción de energía eléctrica, con independencia de cuál sea su tratamiento retributivo y que su despacho ofrezca determinadas particularidades; la normativa podrá modificar dicho tratamiento, pero no su naturaleza, que no cambia por el hecho de estar inscrita o no en un determinado registro.

Esta reflexión, en torno a la que gira el Título VI de la Propuesta, resulta relevante por cuanto atañe a la periódica revisión de la certificación en virtud de la cual Red Eléctrica de España, S.A.U. (REE), recibe la consideración de gestor de la red de transporte de electricidad, de acuerdo con la antedicha normativa comunitaria.

La Resolución de la CNE, de 19 de julio de 2012 (BOE de 21 de agosto), certificó que REE cumple con las exigencias legales impuestas por la Directiva, acreditando que es independiente de empresas que participen en la actividad de generación. En dicha resolución se hacía mención expresa a pequeños dispositivos de almacenamiento de energía (en concreto, un estabilizador de control de frecuencia o volante de inercia), respecto a los que, dado el limitado volumen de energía que proporcionan, su carácter experimental y accionamiento automático, se consideraba que no constituían un impedimento para la certificación, si bien el asunto había de ser objeto de un especial seguimiento.

Con fecha 18 de junio de 2014, la CNMC ha aprobado, a solicitud de la SEE, su informe INF/DE/0006/14, confirmando el mantenimiento por parte de REE de los requisitos de separación de actividades establecidos en el artículo 30.1 de la LSE. Este informe alude a la cuestión de los bombeos de titularidad del OS en relación con lo establecido en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, y en la Orden IET/728/2014, de 28 de abril⁸, en relación con un proyecto concreto, y remite a un futuro análisis de la situación en función de las condiciones finales en que hubiera de producirse, en su caso, la transmisión efectiva de la instalación hidráulica reversible, en particular:

⁸ Orden IET/728/2014, de 28 de abril, por la que se resuelve aceptar la renuncia presentada por UNELCO a la ejecución de la Central Hidráulica Reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria e imponerle la obligación de transmitir al operador del sistema el proyecto, y en su caso, las instalaciones de la referida central.

« [...] Resta, finalmente, por señalar, como circunstancia acaecida desde la Resolución de 19 de julio de 2012, que se ha aprobado la Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Esta Ley regula, en su artículo 5 y en su disposición transitoria segunda, los supuestos y los términos en que el Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, S.A.U.) será titular de instalaciones de bombeo en tales sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. En este marco, la Orden IET/728/2014, de 28 de abril, resuelve aceptar la renuncia presentada por UNELCO a la ejecución de la Central Hidráulica Reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria e imponerle la obligación de transmitir al Operador del Sistema el proyecto, y, en su caso, las instalaciones de la referida central.

La Orden establece un plazo de seis meses para llevar a cabo esa transmisión, contado desde la publicación de la misma en el BOE (6 de mayo de 2014).

A la fecha de emisión de este informe no consta que Red Eléctrica de España, S.A.U. haya asumido la titularidad de la citada instalación de bombeo, la cual, por otra parte, se encuentra aún en estado de ejecución. Una vez se produzca tal adquisición tendría que analizarse esta circunstancia, en función de las características del caso de que se trata, y de las condiciones en que se fuera a desarrollar la actividad.»

Finalmente, cabe hacer una reflexión final sobre el hecho de que la presencia o no de instalaciones de bombeo, su ubicación, tamaño y características constituyen aspectos determinantes a la hora de condicionar la evolución del parque de generación de los distintos SENP. Corresponde al OS, además de ser titular de, cuanto menos, algunas de estas instalaciones clave, elaborar los informes de cobertura de la demanda a largo plazo y jugar un papel decisivo en la obtención de la resolución de compatibilidad que permita a cualesquiera otras instalaciones de producción percibir la retribución adicional. En este contexto, los ya de por sí muy elevados estándares de transparencia exigibles al OS deben reforzarse, en unos territorios en los que, a los papeles de transportista y OS, aún a la elaboración del despacho económico ante la ausencia de un mercado mayorista, las claves de la planificación que dan acceso a la retribución regulada y además la titularidad y explotación de instalaciones singulares que condicionarán tanto la forma de operar estos sistemas como la composición de su *mix* de generación.

- La Propuesta reúne, amplía y actualiza en una sola norma con rango de real decreto el contenido del real decreto y sus dos principales órdenes de desarrollo ahora vigentes, e introduce además nuevos elementos clave, como son la resolución de compatibilidad para obtener el régimen retributivo adicional, el tratamiento de distintos tipos de instalaciones de bombeo, el aprovisionamiento de combustibles mediante subastas, etc. Esto tiene la ventaja de ofrecer una norma prácticamente *autocontenida*, que incluye en sí misma gran parte del desarrollo reglamentario necesario para definir las condiciones en que se ha de llevar a cabo la actividad de producción en los SENP. Como contrapartida, tiene una extensión y un grado de detalle tal, que

es muy posible que a la hora de implementar alguno de los múltiples aspectos que cubre, en particular aquellos más novedosos, se vea la necesidad de realizar modificaciones, que habrán de hacerse mediante una norma con rango de real decreto.

No obstante en previsión de lo anterior, la Disposición final segunda autoriza al MINETUR a dictar las disposiciones necesarias para el desarrollo y aplicación de lo dispuesto en la Propuesta; en particular, los anexos podrán ser modificados por orden ministerial.

Cabe resaltar que el Capítulo IV del Título IV (*“Procedimientos relativos al otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional”*) detalla de forma exhaustiva todos los pormenores para la solicitud, otorgamiento, reconocimiento y revocación de dicho régimen retributivo para distintos tipos de instalaciones o, en su caso, ampliaciones o renovaciones de las mismas. Resulta complejo anticipar las dificultades concretas que pueda conllevar la aplicación práctica de los distintos pormenores de estos procedimientos, por lo que se plantea la posibilidad de trasladar este capítulo de la Propuesta como un anexo más a la misma. De esta manera, se mantendrían en una misma pieza normativa todos los elementos esenciales para su aplicación, al tiempo que se preservaría una cierta flexibilidad, al poder ser modificados estos procedimientos mediante una disposición con rango de orden.

También es destacable que incluso tras la aprobación de la Propuesta estaría pendiente buena parte del desarrollo normativo necesario para su aplicación a las instalaciones térmicas que utilicen como fuentes de energía *“biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales”*. En efecto, a lo largo del texto los parámetros retributivos identificados se circunscriben a la tipología de las instalaciones ya en operación acogidas hasta ahora al anteriormente denominado régimen ordinario (casi exclusivamente grupos térmicos convencionales que consumen combustibles fósiles y entre los cuales hay una instalación de cogeneración). No hay apenas referencias específicas a las instalaciones de cogeneración, de residuos y de las tecnologías renovables gestionables, ni tampoco existe parametrización alguna de dichas tecnologías que, por otro lado, es requisito indispensable para su participación en el despacho. En particular, son las instalaciones de cogeneración las que menos espacio, en términos de caracterización y definición, reciben en la Propuesta, fuera de algunas menciones en el artículo 18.2 y 71.1⁹, y del futuro diseño de un procedimiento específico de pruebas de rendimiento (Disposición adicional segunda.1.d).

En efecto, la inexistencia en la Propuesta de *familias tecnológicas* propias que se correspondan con las características de dichas instalaciones hace que les resulte

⁹ El artículo 18 se limita a indicar que *«los parámetros técnicos de las centrales de cogeneración tendrán en cuenta su funcionamiento condicionado al proceso de calor asociado»*. El artículo 71.1, que trata de la información a facilitar al OS relevante para el despacho, contempla que para las instalaciones de cogeneración, los valores informados de potencia máxima y mínima a entregar serán aquellos compatibles con el proceso productivo asociado.

inaplicable en la práctica el nuevo esquema retributivo hasta tanto se produzca un ulterior desarrollo normativo, tal y como apuntan varias de las alegaciones recibidas, entre ellas una de las presentadas por el propio OS, que propone incluir una referencia a dicho desarrollo futuro en la Disposición final primera (ver más adelante). Esta cuestión debería ser tomada también en consideración en el desarrollo del procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional, bien modificando la redacción propuesta, bien planteando algún tipo de período transitorio hasta tanto se fijen los parámetros de dichas instalaciones, pues de lo contrario quedarían *de facto* fuera del ámbito de aplicación de la norma.

La Propuesta se acompaña de una MAIN que es sumamente escueta en la evaluación del impacto económico. Una más detallada versión de dicha memoria de impacto económico coadyuvaría a una mejor comprensión de la norma en tramitación, tanto para esta Comisión como para el resto de organismos y agentes involucrados.

4. Consideraciones sobre el articulado.

4.1 Sobre el artículo 2. Ámbito de aplicación.

Este artículo define, más que un ámbito de aplicación, un entorno geográfico, pues establece que la Propuesta aplica a *todos* los sujetos relacionados con las distintas actividades destinadas al suministro de energía eléctrica presentes en los territorios no peninsulares (lo que incluiría transportista, distribuidores, gestores de carga, consumidores, etc.). Dado el objeto y contenido de la Propuesta, se estima preferible identificar su ámbito de aplicación con las instalaciones de producción de energía eléctrica enumeradas en el artículo 1, así como con las labores del OS relacionadas con el procedimiento de despacho en los territorios no peninsulares.

4.2 Sobre el artículo 21. Reconocimiento de los parámetros económicos y mezclas de combustible.

En coherencia con la redacción adoptada a lo largo de la Propuesta (por ejemplo en el artículo 19, en relación con la aprobación de los parámetros técnicos), debiera notificarse a la Comunidad o Ciudad Autónoma correspondiente tanto la resolución de aprobación de parámetros económicos (en el propio artículo 21, apartado 2.d) como la posible revisión de los mismos, por lo que se sugiere añadir el siguiente inciso en el último párrafo del artículo 21, apartado 4:

*«La resolución de modificación de los parámetros económicos será notificada al interesado y comunicada **a la Comunidad Autónoma o Ciudad Autónoma correspondiente y al operador del sistema.**»*

4.3 Sobre el artículo 33. Retribución financiera a la inversión.

El apartado 3 de este artículo dispone que la tasa de retribución financiera anual se corresponderá con el *«rendimiento medio de las cotizaciones mensuales en el mercado secundario de las obligaciones del Estado a diez años de los 24 meses comprendidos entre abril del año m-3 y marzo del año m-1, siendo m el penúltimo año del periodo regulatorio, incrementada en un diferencial (...).»* (El subrayado es nuestro).

Se propone modificar esta redacción en coherencia con la recientemente aprobada para las restantes actividades reguladas, recogida en los artículos 8.1 del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, 14.1 del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, y 19.1 del Real Decreto 413/2014, de 25 de mayo, aplicables a transporte, distribución y producción a partir de renovables, cogeneración y residuos, respectivamente. En estos tres casos, la referencia adoptada es *«la media del rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los 24 meses previos al mes de mayo del año anterior al del inicio del periodo regulatorio incrementada en un diferencial.»* (El subrayado es nuestro).

Así, según la redacción de la Propuesta, para el período regulatorio iniciado el 1 de enero de 2020 y en el caso de la producción en los territorios no peninsulares, se tomaría como referencia la media de las cotizaciones comprendidas entre abril de 2015 y marzo de 2017. En cambio, para las restantes actividades reguladas, el período equivalente sería de mayo de 2017 a abril 2019; es decir, habría entre ambos períodos de cálculo un desfase superior a dos años (superior por lo tanto al período de cotización de 24 meses tomado como referencia). A falta de una justificación, no se alcanza el motivo para esta diferencia, por lo que se recomienda adoptar, por homogeneidad, la redacción utilizada en los reales decretos arriba citados.

4.4 Sobre el artículo 34. Método de cálculo de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo.

El apartado 5 de este artículo dispone que *«La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijos de los grupos que presenten indisponibilidades en un año superiores al 30 por ciento de las horas será nula para ese año»*. Esto se une a la supresión, en el artículo 29, del incentivo hasta ahora existente para alcanzar una disponibilidad superior a la establecida como objetivo.

La anualidad por costes de operación y mantenimiento fijos puede constituir la principal fuente de retribución de aquellos grupos próximos a culminar su vida útil regulatoria, pero que resultan aún necesarios para garantizar un adecuado nivel de cobertura de la demanda en situaciones de punta durante un relativamente reducido número de horas al año. En este contexto, se recomienda excluir del cómputo a estos efectos aquellas indisponibilidades que puedan derivar de circunstancias cuya gestión queda fuera del alcance del sujeto productor (en particular las derivadas de restricciones de carácter ambiental, o causas de fuerza mayor), así como tener en cuenta las horas anuales estándar de fallo y

mantenimiento de cada grupo, en función de su tecnología y tamaño (es decir, el parámetro H_i , definido en el artículo 30 y en el Anexo V de la Propuesta). Se propone por lo tanto la siguiente redacción:

*«5. La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijos de los grupos que presenten indisponibilidades en un año superiores al 30 por ciento de las horas **anuales de funcionamiento estándar del grupo i , H_i , indicadas en función de su tecnología y tamaño en el Anexo V**, será nula para ese año. **A estos efectos no se contabilizarán las indisponibilidades derivadas de la aplicación de restricciones ambientales o de circunstancias excepcionales que pudieran afectar en el cálculo de la disponibilidad, siempre y cuando hayan sido previamente autorizadas por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas.**»*

4.5 Sobre el artículo 37. Retribución por costes variables de funcionamiento.

La Comisión coincide con la apreciación del OS en el sentido de tratar de forma específica la retribución por costes variables durante periodos de funcionamiento ajenos al resultado del despacho económico, a fin de reducir la duración de los mismos a la estrictamente necesaria. Se propone añadir un párrafo para que en tales casos se retribuya la energía al precio horario de venta de la energía en el sistema aislado j , de forma que se neutralice para el sistema la repercusión económica de las pruebas realizadas a iniciativa del propietario o de cualquier otro condicionante del funcionamiento de los grupos. Este enfoque es coherente con el aplicado en el mercado peninsular: si el titular de un grupo precisa un determinado programa como consecuencia de condiciones internas del mismo, debe presentar una oferta precio aceptante del programa que desea realizar.

«[...]

***La retribución por costes variables de funcionamiento en los periodos en que el grupo ha funcionado como consecuencia de circunstancias ajenas al resultado del despacho económico realizado por el Operador del Sistema de acuerdo con el punto 3 del art. 63, como pueden ser pruebas de funcionamiento solicitadas por el propietario, se realizará valorando la energía cedida a la red al precio horario de venta de la energía en el sistema aislado j , $p_{venta}(j)$, definido en el Anexo I. [...]**»*

4.6 Sobre el artículo 39. Retribución por costes variables de operación y mantenimiento.

Una de las partidas de la retribución por costes variables la constituyen los costes variables de operación y mantenimiento cuyos componentes, a su vez, vienen definidos en el artículo 39, e incluyen los costes de materiales y trabajos realizados en las revisiones de las que son objeto los grupos de generación, los consumos de fungibles y aditivos, los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como los pagos para la financiación del OS y, en su caso, del operador del mercado. No se contempla, sin embargo, el reconocimiento de los

tributos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (en adelante, Ley 15/2012).

Cabe señalar que, en cuanto a la producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares, la referida Ley 15/2012 establece tres nuevos tipos de tributos a los productores, aplicables a partir del 01/01/2013, que se refieren a:

- 1) Impuesto, con tipo de gravamen de un 7%, sobre el total de los ingresos de cada instalación por la producción e incorporación de energía en el sistema eléctrico.
- 2) Modificación de los impuestos especiales definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de impuestos especiales, aumentando el gravamen a determinados combustibles (gas natural, carbón, fuel oil y gasoil) para generación.¹⁰
- 3) Canon por la utilización de aguas continentales para la producción de energía eléctrica.¹¹

El importe de estos tributos es función de la producción de energía eléctrica de las instalaciones de generación cuya retribución, en los SENP, se encuentra regulada para todos los tipos de instalaciones a los que se refiere el artículo 1 de la Propuesta.

Con la normativa actual, las instalaciones eólicas, fotovoltaicas y otras renovables consideradas no gestionables tienen reconocidos los costes derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, al haberse así determinado en sendas órdenes ministeriales: la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, que contempla dichos tributos para las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos a nivel

¹⁰ A este respecto, existe una exención para los impuestos especiales sobre combustibles en Canarias, Ceuta y Melilla. En la descripción que del ámbito de aplicación de la citada Ley 38/1992, de 28 de diciembre se hace en su exposición de motivos, se dice textualmente:

«Por lo que se refiere al ámbito territorial de aplicación de la Ley se ha mantenido el existente con anterioridad a su entrada en vigor para cada uno de los impuestos especiales. Con respecto a los impuestos especiales de fabricación, la exclusión del ámbito fiscal y aduanero comunitario de Ceuta y Melilla, así como la imposibilidad de mantener a las islas Canarias dentro de dicho ámbito, con tipos diferenciados respecto a los de la Península e islas Baleares, no permiten la integración de las operaciones realizadas desde o con destino a estos territorios en el sistema de circulación intracomunitario, por lo que la aplicación de la Ley en Canarias, Ceuta y Melilla se realiza sin el carácter de norma armonizada a las directivas comunitarias, lo que a su vez exige una regulación especial de las operaciones realizadas entre estos territorios por un lado la península e islas Baleares, o el resto de los Estados miembros, por otro.»

¹¹ De acuerdo con el artículo 112 bis, apartado 7, del texto refundido de la Ley de Aguas, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, en la redacción dada por el artículo 29 de la citada Ley 15/2012:

«El canon se reducirá en un 90 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW, y para las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología hidráulica de bombeo y potencia superior a 50 MW, y en la forma que reglamentariamente se determine para aquellas producciones o instalaciones que se deban incentivar por motivos de política energética general.»

nacional, y la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, de aplicación a instalaciones eólicas y solares fotovoltaicas en los territorios no peninsulares. Por el contrario, nada se señala en relación con las instalaciones gestionables, dándose por tanto un tratamiento asimétrico a las distintas plantas de producción en detrimento de las instalaciones del punto 1.a) del artículo 1 frente a las instalaciones del punto 1.b) y a los bombeos cuyo titular sea el OS. Dicha diferenciación no ha sido justificada y se considera contraria a los *criterios homogéneos* aplicables al cálculo de la retribución de las actividades reguladas en todo el territorio nacional, definidos en el artículo 14 de la LSE.

En consecuencia, se propone añadir al final del primer párrafo del artículo 39 la siguiente frase:

«Artículo 39. Retribución por costes variables de operación y mantenimiento.

[...]

Además, la retribución por costes variables de operación y mantenimiento se incrementará en una cuantía tal que permita satisfacer los tributos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, o la normativa que la sustituya, como costes incurridos por los grupos de las instalaciones eléctricas en los territorios no peninsulares definidas en el apartado 1.a) del artículo 1 del presente real decreto.

[...]»

4.7 Sobre el artículo 44. Cálculo de los precios de combustible.

El apartado 3 de este artículo aborda la posible utilización, por exigencias medioambientales impuestas por la normativa local o autonómica, de mezclas de combustible menos contaminantes (y por lo tanto, más caras), y la forma en que se ha de reconocer o no dicho sobrecoste. La redacción adoptada da lugar a cierta incertidumbre, pudiendo no ajustarse totalmente a lo previsto en la LSE¹², por lo que se propone clarificar la redacción:

*«3. En el caso de restricciones derivadas de normativa autonómica o local que supongan unos mayores costes de generación, el titular de la instalación de producción **podrá deberá** establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones Autonómicas y locales para cubrir el sobrecoste ocasionado. En caso contrario deberá declarar indisponible el grupo (total o parcialmente) y solo*

¹² El artículo 7.5 de la LSE contempla que:

«[...] en el caso de que en los territorios no peninsulares se produjeran situaciones de riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica o situaciones de las que se pueda derivar amenaza para la integridad física o la seguridad de las personas (...), las medidas allí previstas podrán ser también adoptadas por las comunidades o ciudades autónomas afectadas, siempre que se restrinjan a su respectivo ámbito territorial. En dicho supuesto, tales medidas no tendrán repercusiones económicas en el sistema eléctrico, salvo que existiera acuerdo previo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo que así lo autorice.» (El subrayado es nuestro).

*cuando resulte imprescindible para la garantía de suministro podrá ser programado por el operador del sistema. En este caso se **podría** reconocerá la mezcla de combustible que minimice las restricciones ambientales y así realizar el despacho de generación.»*

4.8 Sobre el artículo 47. Procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad. Presentación de solicitudes y criterios de inadmisión.

El apartado 3 de este artículo establece como «*requisito imprescindible para la admisión a trámite de la resolución de compatibilidad que los parámetros técnicos y económicos que determinan la retribución por costes variables de generación y los valores unitarios de referencia para la determinación del valor estándar de la inversión correspondientes a las familias de las instalaciones solicitadas hayan sido aprobados con carácter previo a la finalización del plazo de presentación de solicitudes.*»

De la lectura del antedicho apartado se infiere que las instalaciones solicitantes de la resolución de compatibilidad deben pertenecer a una *familia* (es decir, un conjunto de plantas de producción de energía eléctrica basadas en una determinada tecnología y de características afines) cuyos parámetros técnicos y económicos deben ser aprobados con anterioridad a la finalización del plazo de presentación de solicitudes. Sin embargo, se advierte que la Propuesta —y en particular sus anexos— no prevén tales parámetros para las nuevas familias formadas por instalaciones de tecnologías renovables gestionables (biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales). Se propone, por tanto, circunscribir este requisito a las familias para las que la Propuesta ya contempla tales parámetros. Alternativamente, cabría mantener la redacción de este apartado si se añadiera otra disposición transitoria que eximiese a las instalaciones solicitantes englobadas en las *nuevas familias* de este requisito hasta tanto se hayan definido parámetros de referencia para las mismas.

Por otra parte, en relación con este mismo apartado 3, y con el objeto de facilitar que el OS pueda emitir, dentro del plazo de 45 días que prevé el artículo 48.3 de la Propuesta, el informe relativo a las solicitudes admitidas a trámite por la DGPEM en el procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad, se considera conveniente requerir a los generadores la previa obtención del informe de acceso a la red del OS.

De acuerdo con las antedichas consideraciones, se propone la siguiente redacción del apartado 3 del artículo 47.

«3. Será requisito imprescindible, para las instalaciones pertenecientes a las familias de tecnología hidroeléctrica no fluyente y térmica que utilicen como fuentes de energía carbón e hidrocarburos [Alternativamente: nueva disposición transitoria que exima de este requisito a las instalaciones gestionables que utilicen fuentes de energía renovables, residuos o energías residuales], para la admisión a trámite en el procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad que los parámetros técnicos y económicos que determinan la retribución por costes variables de generación los valores unitarios de referencia para la determinación del

valor estándar de la inversión correspondientes a las familias de las instalaciones solicitadas hayan sido aprobados con carácter previo a la finalización del plazo de presentación de solicitudes.

Asimismo, será requisito necesario haber solicitado acceso y obtenido el correspondiente informe del operador del sistema, en caso de que la instalación se conecte a la red de transporte o del gestor de la red de distribución en caso de conexión a la red de distribución, en el que se analice la capacidad de integración en la red de dicha instalación y las posibilidades de conexión, sin necesidad de suponer este documento el permiso de acceso establecido en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de noviembre, del Sector Eléctrico.»

En lugar de modificar la redacción del primer párrafo del citado apartado 3, podría añadirse la siguiente nueva Disposición transitoria:

«Disposición transitoria XXX. Exención de parte de los criterios de inadmisión en el procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad para instalaciones no contempladas en la Disposición final primera.

Para las tecnologías incluidas en el artículo 1.1.a) no recogidas en las familias de la Disposición final primera de este real decreto, y para las tecnologías de cogeneración, no será de aplicación el requisito contemplado en el párrafo primero del apartado 3 del artículo 47 de este real decreto.»

4.9 Sobre el artículo 48. Procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad. Tramitación de las solicitudes.

Buena parte de las modificaciones introducidas por la Propuesta gravitan en torno a la consecución de la *resolución de compatibilidad*, un elemento imprescindible para la percepción de la retribución adicional y que requiere la realización en un plazo exigente de un análisis complejo en el que juega un papel determinante el OS. Teniendo esto en cuenta, se recomienda modificar la redacción del apartado 2.c) de este artículo, para reconocer expresamente la posibilidad de suspender dicho plazo (inicialmente fijado en 45 días) en el caso de que sea necesario solicitar información adicional, de forma análoga a la práctica seguida en la tramitación de los procedimientos administrativos:

«c) [...]

*Para la elaboración del informe, el operador del sistema podrá requerir a las empresas solicitantes información adicional, **en cuyo caso quedará suspendido el plazo establecido en el párrafo siguiente, según lo previsto en el artículo 42.5 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.** El operador del sistema remitirá dicha información a la Dirección General de Política Energética y Minas junto con su informe.*

El informe del operador del sistema definido en este apartado será emitido en el plazo máximo de 45 días desde la recepción de la solicitud.»

4.10 Sobre el artículo 49. Resolución del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad. Presentación de solicitudes y criterios de admisión.

En el apartado 1 de este artículo se establece que no podrá otorgarse resolución favorable de compatibilidad a las inversiones adicionales si su reconocimiento supone mayores costes para el sistema que los que existirían en el caso de que no fueran reconocidas. Se entiende que la Propuesta pretende prevenir que se incurra en inversiones orientadas a mantener en operación instalaciones tal vez ya obsoletas cuando para el sistema resultaría más económico en el largo plazo asumir la construcción de nuevas plantas más eficientes.

Aun compartiendo este punto de vista, se echa en falta en la redacción una mayor concreción que defina un horizonte temporal determinado en el que establecer la comparación implícita en el texto, así como exceptuar aquellas inversiones que vengan determinadas por el cumplimiento de nueva normativa estatal (por ejemplo, mayores exigencias en materia de desulfuración, reducción de emisiones, etc.), por lo que se propone la siguiente modificación:

« [...] No se podrá otorgar resolución favorable de compatibilidad a las inversiones adicionales definidas en los apartados 2 y 3 del artículo 58, si el reconocimiento de dichas inversiones supone, **en el horizonte temporal de dos períodos regulatorios**¹³, mayores costes para el sistema que los que existirían en el caso de que estas no fueran reconocidas, **a menos que dichas inversiones se deriven del cumplimiento de la normativa estatal.**»

4.11 Sobre la consideración de las restricciones ambientales en los artículos 63, 70, 71 y 72.

En distintas ocasiones a lo largo de la Propuesta se alude a las restricciones ambientales como un elemento que condiciona el despacho de generación. En rigor, tal y como apunta en sus alegaciones el propio OS, encargado del despacho, esto no es correcto —o al menos no se corresponde con la forma en que se viene despachando la producción. Cuando un grupo no puede funcionar por restricciones ambientales, se declara *indisponible*, es decir, no es considerado a efectos del despacho. Esto es acorde con el tratamiento dado en el sistema peninsular y coherente con lo previsto en el artículo 44.3 de la Propuesta anteriormente discutido.

Se proponen por lo tanto las siguientes modificaciones:

«**Artículo 63. Despacho de producción**

[...]

3. El despacho de unidades de producción se realizará por parte del operador del sistema según un orden de mérito económico de los costes variables de despacho,

¹³ “Dos períodos regulatorios” serían 12 años, aproximadamente la mitad de la vida útil regulatoria aplicable a las instalaciones térmicas (25 años).

teniendo en cuenta las restricciones técnicas ~~y ambientales~~ de cada sistema (...), todo ello de acuerdo con el procedimiento establecido en el artículo 72.

[...]

Artículo 70. Funciones del operador del sistema respecto del despacho de generación.

[...]

d) Asegurar la cobertura de la demanda en tiempo real, gestionando las reservas de regulación y resolviendo las restricciones técnicas ~~y medioambientales~~ que puedan existir.

[...]

Artículo 71. Información a facilitar al operador del sistema para el despacho de generación.

[...]

1.a.1°. Disponibilidad horaria, incluyendo la indisponibilidad por limitaciones medioambientales, o condicionantes ~~o restricciones~~ adicionales en el funcionamiento de los generadores para el horizonte de programación.

[...]

Artículo 72. Procedimiento de despacho de la generación.

[...]

3. El procedimiento de despacho consistirá en:

[...]

c) Tercer despacho, en el cual, partiendo del despacho anterior, se analizarán las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en la normativa de aplicación.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de los grupos.

~~De igual modo, se habrá procedido al reajuste de la generación si las restricciones de carácter medioambiental así lo impusieran.~~

[...]»

4.12 Sobre el artículo 71. Información a facilitar al operador del sistema para el despacho de generación.

Los costes de banda de regulación no debieran formar parte de los datos a remitir al OS, pues su retribución se calcularía según lo dispuesto en el artículo 40 («Retribución por costes de banda de regulación») y su consideración a efectos del despacho quedaría recogida en el artículo 68 («Costes de banda de regulación de despacho»).

Se propone modificar la redacción de sendos párrafos 2º de los apartados a) y c) del artículo 71.1 como sigue:

«1. Las empresas productoras de energía eléctrica comunicarán al operador del sistema para cada uno de los grupos de generación, con la periodicidad prevista en el artículo 72.2, la información que sea necesaria en el ejercicio de sus funciones y que, al menos, será la siguiente:

a) Para las instalaciones a que hace referencia el artículo 1.1.a):

[...]

2º. Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria ~~y costes de banda de regulación.~~

c) Adicionalmente el operador del sistema tendrá en cuenta la siguiente información de las instalaciones de su titularidad:

[...]

2º. Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria ~~y costes de banda de regulación.~~»

Por otra parte, dado que este artículo prescribe qué información relevante para el despacho debe proporcionarse al OS, cabría la posibilidad de suprimir el apartado c) en su totalidad, pues no parece necesario recordar al OS qué información ha de tener en cuenta respecto a las instalaciones de su propia titularidad.

4.13 Sobre la Disposición adicional primera. Mandatos a la CNMC.

El apartado 1 de esta disposición concede un máximo de 12 meses a contar desde la entrada en vigor de la Propuesta para que esta Comisión elabore una propuesta de: a) valores unitarios de referencia para el cálculo del valor estándar de la inversión de las nuevas instalaciones de producción; b) nuevos valores unitarios de la anualidad de los costes de operación y mantenimiento fijos, y c) valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación, a los efectos de lo contemplado en los artículos 32, 34.2 y 39. En los dos primeros casos, dichos valores incluirán los factores de corrección a aplicar en aquellos casos en que se instale un nuevo grupo en una central ya existente.

Se considera que este mandato debería ceñirse a aquellas instalaciones de producción para las cuales: i) la propia Propuesta contemple unos parámetros de referencia (instalaciones existentes); ii) esté prevista la convocatoria inminente de un procedimiento de concurrencia competitiva para la cobertura de futura demanda, o iii) se haya recibido una concreta solicitud de resolución de

compatibilidad para una instalación perteneciente a una tecnología no encuadrada en ninguno de los dos casos anteriores (en esta última circunstancia, tal y como se ha indicado previamente, no podría exigirse la pertenencia a una determinada familia tecnológica para cursar dicha solicitud).

Se propone por lo tanto añadir el siguiente párrafo al final de dicho apartado:

«Disposición adicional primera. Mandatos a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. [...]

Las propuestas de valores unitarios arriba enumeradas están referidas a: i) bien a las instalaciones existentes o a la instalación de nuevos grupos en las mismas; ii) bien a aquella tipología de instalaciones para las cuales se prevea por parte de la Secretaría de Estado de Energía la convocatoria inminente de un procedimiento de concurrencia competitiva, o iii) bien para aquella tipología de instalaciones para las cuales se ha recibido una solicitud de resolución de compatibilidad.

[...]»

4.14 Sobre las Disposiciones transitorias sexta y décima.

Modificación y aplicación desde 1 de enero de 2012 de las referencias empleadas para el cálculo del precio del combustible y de las curvas de rendimiento

Referencias de cotizaciones internacionales de combustibles

El concepto de coste más relevante (representando el 70% de los costes totales) para las instalaciones térmicas que consumen combustibles fósiles, las cuales constituyen gran parte del mix de generación en los SENP (en determinados casos la totalidad del mismo) es precisamente el aprovisionamiento de dichos combustibles.

La hoy vigente Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, toma como referencia cotizaciones altas de cargamentos puestos en destino (es decir, incluido el coste del flete y los seguros) en el mercado mediterráneo (“HIGH CIF MED”; no se cotizan referencias más próximas al archipiélago canario), a las que se añaden luego unos determinados costes de logística, variables en función del SENP particular al que estuvieran destinados.

La Propuesta –según lo previsto en sus Disposiciones transitoria sexta y transitoria décima, apartado 2.a.2ª– reemplazaría dichas referencias por cotizaciones bajas de cargamentos en origen (es decir, excluido el coste del flete y los seguros) con destino Europa noroccidental (“LOW FOB NWE”) en el caso de Canarias, y cotizaciones bajas de cargamentos en origen con destino el mercado mediterráneo (“LOW FOB MED”) en el caso de Baleares, Ceuta y Melilla. No se contempla al parecer una revisión al alza de los costes de logística que pudiera compensar el paso de cotizaciones CIF a FOB.

Esto supondría una reducción de los costes reconocidos de aprovisionamiento de combustible que sería de aplicación desde 1 de enero de 2012; es decir, no sólo a

partir de la publicación de la Propuesta, sino también para los aproximadamente tres años anteriores a su entrada en vigor.

Esta revisión sobrepasaría, a juicio de esta Comisión, las posibilidades de actuación de los productores en cuanto a la gestión eficiente de su aprovisionamiento de combustibles.

Por lo tanto, se recomienda que la modificación de las referencias de cotizaciones internacionales de combustibles planteadas en la Propuesta sea de aplicación únicamente a partir de la entrada en vigor de la misma.

Poder calorífico inferior de los combustibles y parámetros técnicos de despacho

El poder calorífico inferior (PCI), expresado en termias por tonelada métrica [te/tm], es una magnitud física que representa la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de masa de combustible sin tener en cuenta la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua generado en la combustión, en el caso de los combustibles fósiles¹⁴. Tanto en la Propuesta como en el esquema retributivo vigente a la fecha de redacción de este informe se calculan los costes variables de combustible a partir de los precios, valorados en euros por termia PCI, del combustible o mezcla de combustibles empleados en cada grupo i del sistema j en la hora h : $P_{ci}(i,h,j)$.

Se trata por lo tanto de un parámetro técnico, que responde a las características físicas de cada tipo de combustible, con leves oscilaciones en función de su procedencia y composición exacta. La tabla de PCI's aplicables hasta la fecha para combustibles fósiles distintos del gas natural está recogida en el artículo 7.5 de la antedicha Orden ITC/913/2006, y no coinciden con los contemplados en la Disposición transitoria décima, apartado a.3ª, y el Anexo IX de la Propuesta siendo estos últimos levemente superiores a aquéllos (es decir, se asume una mayor cantidad de calor desprendida por cada tonelada de combustible).

Por otra parte, el despacho de los grupos de generación viene determinado por la combinación de sus costes de funcionamiento y arranque, los cuales dependen a su vez de una serie de parámetros técnicos y económicos que definen sus *curvas de rendimiento*, las cuales describen la evolución de la relación entre consumo específico y potencia entregada a distintos regímenes de funcionamiento, el tiempo transcurrido desde parada hasta poder alcanzar carga plena y el coste asociado a dichas operaciones.

La Disposición transitoria séptima de la Propuesta prevé la aplicación provisional, a efectos de la realización del *despacho*, de los parámetros recogidos en su Anexo XVIII (hasta la revisión de los mismos de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 18 a 21). Los parámetros del Anexo XVIII coinciden con los aplicados

¹⁴ Así definido por oposición al poder calorífico *superior* (PCS), magnitud que considera que el vapor de agua originado en la combustión está condensado, y tiene en cuenta además el calor desprendido en el cambio de fase a vapor. Las calderas y motores convencionales expulsan el agua resultado de la combustión en forma de vapor, motivo por el cual se utiliza el poder calorífico inferior como referencia del calor verdaderamente aprovechable.

hasta la fecha, de acuerdo con varios de los anexos de la repetida Orden ITC/913/2006. Ahora bien, la Disposición transitoria décima de la propuesta establece que, a efectos de la *liquidación* de los ejercicios 2012, 2013 y 2014, se aplicarán los parámetros incluidos en los Anexos VII y VIII, que no coinciden con los del Anexo XVIII.

Esto supondría una reducción de los costes variables de operación reconocidos que sería de aplicación desde 1 de enero de 2012; es decir, no sólo a partir de la publicación de la Propuesta, sino también para los aproximadamente tres años anteriores a su entrada en vigor.

Esta revisión sobrepasaría, a juicio de esta Comisión, las posibilidades de actuación de los productores en cuanto a la gestión eficiente de sus activos (y del OS en cuanto a la realización del despacho).

Por lo tanto, se recomienda que se utilicen unos mismos parámetros técnicos y económicos —a saber, los recogidos en el Anexo XVIII— tanto para el despacho como para la liquidación de los ejercicios 2012 a 2014, y se apliquen hasta que sea aprobada su revisión de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 18, 19, 20 y 21 de la Propuesta.

En todo caso, la utilización de unos parámetros para la liquidación distintos de los empleados para el despacho no debiera ser de aplicación hasta la entrada en vigor de la Propuesta.

Mejora del cálculo del precio del combustible gas natural

El apartado 2 de la Disposición transitoria sexta de la propuesta remite para el cálculo del precio del combustible gas natural al artículo 2 de la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, la cual establece el método de cálculo de dicho precio que, en la actualidad, y dentro del ámbito territorial de los SENP, sólo es accesible por parte de los grupos de generación del sistema eléctrico balear. Establece asimismo (apartado 4) que, semestralmente, en enero y julio, la DGPEM fijará dicho precio, en tanto que a efectos del despacho de costes variables de generación, el precio de combustible a utilizar en el semestre siguiente será el último aprobado con carácter definitivo.

En la práctica, y de acuerdo con las alegaciones presentadas por el propio OS, llegan a registrarse diferencias significativas entre los precios definitivos aprobados mediante la correspondiente Resolución y el precio provisional, lo cual distorsiona la programación: donde el despacho económico optaba por arrancar grupos alimentados por gas natural *provisionalmente* más económicos, la liquidación final resultante puede arrojar que existían en realidad en el parque disponible grupos de menor coste, con el consiguiente sobrecoste final para el conjunto del Sistema.

Por lo tanto, se recomienda modificar el apartado 4 del artículo 2 de la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, de modo que el precio del gas natural empleado a efectos del despacho sea el resultante de aplicar la expresión del apartado 1 del propio artículo 2. De no adoptarse esta recomendación, deberían

alternativamente acortarse los períodos que median entre las publicaciones de las correspondientes resoluciones.

4.15 Sobre la Disposición transitoria duodécima. Pruebas de mínimo técnico.

Dado que la actual normativa requiere que el Ministerio reconozca los mínimos técnicos de los grupos, para una mayor transparencia de estos valores, se propone mantener los utilizados actualmente en el despacho de generación, que en su momento fueron declarados por los titulares de los grupos, hasta que el Ministerio apruebe los definitivos, previniendo un posible cambio arbitrario de los mismos.

Se propone modificar el punto 1 de la Disposición transitoria duodécima.

«Disposición transitoria duodécima. Pruebas de mínimo técnico.

1. Hasta la aprobación del procedimiento de prueba de mínimo técnico ordinario y extraordinario de ~~las centrales los grupos~~, para el reconocimiento de los parámetros técnicos de despacho definidos en el artículo 19, se tomarán los valores de mínimo técnico ordinario y extraordinario actualmente utilizados en el despacho de generación declarados, por el titular de la instalación, que ~~tendrán en cuenta la definición de mínimo técnico establecida en la disposición adicional segunda de la Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.~~

[...]]»

4.16 Sobre la Disposición transitoria decimotercera, decimocuarta y el Anexo I.

Se proponen los siguientes cambios al no quedar clara la referencia y suponer que se refiere al coste para la demanda por los intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercados regulados en el P.O. 14.6.

Se propone modificar el apartado 1 a) de la Disposición transitoria decimotercera, el apartado 2 de la Disposición transitoria decimocuarta y el apartado 1 del Anexo I

«Disposición transitoria decimotercera. Aplicación transitoria de determinados aspectos relativos a la liquidación de la energía en el despacho.

1. Hasta la entrada en vigor de la orden que regule el procedimiento de liquidación [...]

a) Liquidaciones mensuales y sus avances diarios:

1º. El operador del sistema calculará y publicará las liquidaciones mensuales y sus avances diarios, con la periodicidad, frecuencia y condiciones generales establecidas en las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos no peninsulares.

2ª. La liquidación mensual correspondiente al cierre definitivo de medidas se realizará utilizando los precios medios finales de adquisición de energía, los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los **costes por intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado** y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad peninsulares calculados por el operador del sistema con la información de las medidas definitivas peninsulares [...].»

«Disposición transitoria decimocuarta. Aplicación transitoria del precio de adquisición de la demanda a los comercializadores de referencia y del precio de la energía en la hora h a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor.

[...]

2. Los comercializadores de referencia en estos territorios, adquirirán la energía para sus consumidores acogidos al Precio voluntario para el pequeño consumidor en el despacho, horariamente al precio horario final peninsular de adquisición de energía de los comercializadores de referencia que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular, descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los **costes por intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado** y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad [...].»

«ANEXO I. Determinación del precio de adquisición de la demanda y el precio de venta de la energía en el despacho de producción.

[...]

b) Panual-móvil-penin = precio medio final peninsular del año móvil, en €/MWh, obtenido a partir de la media ponderada de los precios medios finales mensuales de adquisición de energía de los comercializadores y consumidores directos que adquieren su energía en-el mercado de producción peninsular de los últimos 12 meses naturales al de la fecha de suministro, descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los **costes por intercambios internacionales no realizados por sujetos del mercado** y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.[...].»

4.17 Sobre la Disposición transitoria decimotercera. Aplicación transitoria de determinados aspectos relativos a la liquidación de la energía en el despacho.

Liquidar `cada una de las citadas instalaciones de producción´ del antiguo régimen especial resultaría excesivamente costoso (en la actualidad existen 2.635 instalaciones no peninsulares renovables) y no aportaría ventajas. A día de hoy, se liquidan unidades de programación de producción (102), donde cada unidad de programación íntegra instalaciones de la misma tecnología (solar/eólica), del mismo sistema aislado, del mismo sujeto de liquidación y del mismo régimen económico.

Se propone modificar el apartado 1.b) de la Disposición transitoria decimotercera.

«Disposición transitoria decimotercera. Aplicación transitoria de determinados aspectos relativos a la liquidación de la energía en el despacho.

1. Hasta la entrada en vigor de la orden que regule el procedimiento de liquidación de la energía en estos sistemas definida en el artículo 75.9, se aplicará con carácter transitorio lo establecido en este apartado en lo relativo a la periodicidad y frecuencia de las liquidaciones.

[...]

b) Liquidaciones definitivas del despacho económico de generación:

*1ª. A efectos de lo dispuesto en el artículo 75.8 y de acuerdo con lo indicado en el artículo 75.4, el operador del sistema calculará la retribución por costes de generación de liquidación de cada grupo generador de los indicados en el artículo 1.1.a) que tengan reconocido un régimen retributivo adicional sin tener en cuenta la corrección por factura definido en el artículo 36 y el concepto definido en los párrafos a) y c) del artículo 6.1. de los derechos de cobro de las instalaciones a las que hace referencia el artículo 1.1.b) que tengan reconocido un régimen retributivo específico, así como los costes de desvíos en los que incurran dichas instalaciones y publicará las liquidaciones definitivas realizadas por dicho operador a cada una de **las unidades de programación de producción que integren** las citadas instalaciones de producción correspondiente a los 12 meses del año n en un plazo máximo de un mes contado a partir de la publicación del cierre de medidas definitivas.*

*2ª. De acuerdo con lo establecido en el artículo 75.4, el operador del sistema remitirá a la Dirección General de Política Energética y Minas y al organismo encargado de las liquidaciones, para cada año natural, la información indicada en el apartado anterior, así como las liquidaciones con base en medidas definitivas realizadas por dicho operador a cada una **de las unidades de programación de producción que integren** las citadas instalaciones de producción en un plazo no superior a tres meses desde la citada publicación.*

Mensualmente, el organismo encargado de las liquidaciones hará las liquidaciones provisionales que correspondan.»

4.18 Sobre la Disposición final primera. Correspondencia entre familias.

Se propone requerir la aprobación ministerial de la metodología y parámetros de participación en el despacho económico —incluyendo el tratamiento de indisponibilidades— de grupos que presentan distintos modos de funcionamiento no recogidos en las familias de esta disposición, como son las instalaciones de cogeneración, ciclos combinados distintos de los ciclos en configuraciones 2+1 y 3+1, instalaciones de grupos diésel con grupos de recuperación del calor de gases de escape, y otras posibles tecnologías no consideradas hasta la fecha, por la relevancia que tiene en las repercusiones económicas para el sistema y especialmente para las propias instalaciones.

Se propone incluir un párrafo adicional en la Disposición final primera.

«Disposición final primera. Correspondencia entre familias

[...]

Para las tecnologías incluidas en el artículo 1.1.a) no recogidas en las familias de esta Disposición final primera, y para las tecnologías de cogeneración, los parámetros de retribución y la metodología de participación en el despacho deberán ser aprobados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.»

4.19 Sobre la Disposición final quinta, Disposición adicional octava y Disposición transitoria decimosexta.

La Propuesta modifica en la Disposición final quinta el artículo 7.4 Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (RD 1164/2001), a efectos de desdoblarse la tarifa de acceso 6.1, de aplicación a consumidores conectados en el nivel de tensión comprendido entre 1 y 36 kV y potencia contratada superior a 450 kW en todos los periodos, en dos peajes de acceso denominados 6.1A, de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV, y 6.1B, de aplicación a los consumidores conectados en redes de tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV.

Coherentemente, en la Disposición transitoria decimosexta de la Propuesta se establece la adaptación de los contratos de acceso a la nueva estructura de peajes y en la Disposición adicional octava se indica que las referencias al peaje de acceso 6.1, se entenderán hechas a los peajes 6.1A y 6.1B.

Ni en la propuesta de RD ni en la MAIN que le acompaña se justifican los criterios, técnicos o económicos, que han conducido a la escisión del actual peaje 6.1 en dos peajes diferenciados en función del nivel de tensión (entre 1 kV y 30 kV y entre 30 y 36 kV)¹⁵ únicamente para los consumidores con potencia contratada superior a 450 kW, siendo el peaje de aplicación para el resto de consumidores conectados a redes de media tensión con potencia contratada inferior a 450 kW el mismo, independientemente de la tensión de la red a la que estén conectados. Adicionalmente, la Memoria del proyecto de RD no especifica el potencial impacto de dicho cambio ni sobre los ingresos del sistema eléctrico en su conjunto, ni individualmente sobre cada una de las dos categorías de consumidores considerados.

Cabe señalar que, como consecuencia de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico¹⁶, para la determinación de las tarifas se utilizan dos componentes, peajes y cargos: los peajes de acceso que se establecerán de acuerdo con la metodología establecida por la CNMC y los cargos asociados a los costes del sistema, que vendrán determinados por el MINETUR.

¹⁵ Según la información de la Circular 2/2013, en 2012 estaban conectados a las redes de tensión comprendida entre 1 y 36 kV 102.480 consumidores, de los cuales 1.903 estaban conectados en redes de 30 kV y 9.049 en redes de 25 kV.

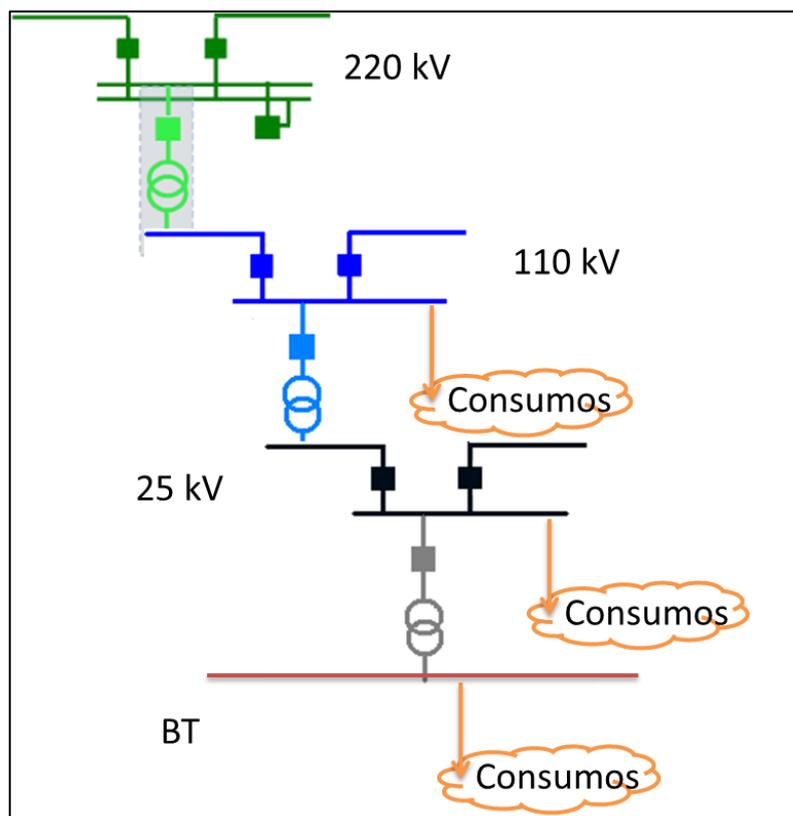
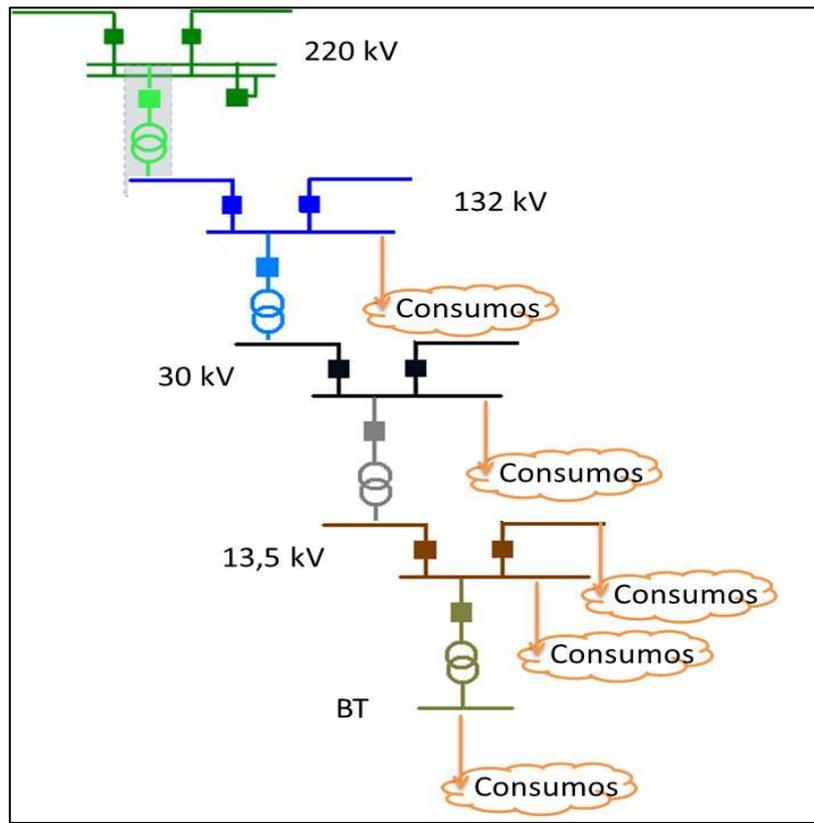
¹⁶ Artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Para establecer la metodología de cálculo de los peajes de acceso, aprobada por la Circular 3/2014, esta Comisión ha tenido en cuenta que no existe una definición universal ni una convención sobre dónde deben ponerse los límites que definen los grupos tarifarios. Por esa razón, los cálculos de los peajes de acceso se realizan con unas características de las redes y transformaciones generales, sin entrar en las especificidades concretas de diseño de las redes llevadas a cabo por cada empresa distribuidora, y cuyo desarrollo ha venido motivado por distintos factores como la demanda, eficiencia, orografía y otros factores socioeconómicos de la zona atendida por cada empresa distribuidora en cada territorio específico.

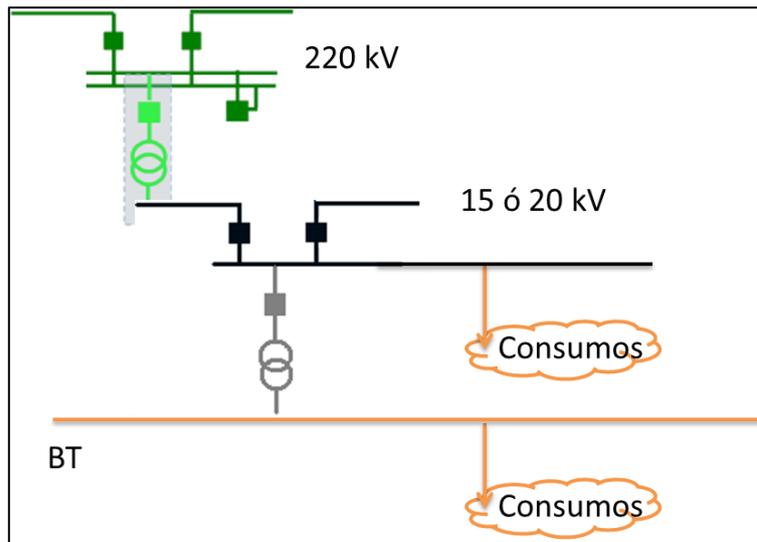
La consideración de las diferentes particularidades de cada red podría llevar, en último extremo, a que cada consumidor de una misma categoría pagara un precio distinto, lo cual no se contempla dentro del principio de peaje único en todo el territorio nacional que estipula la Ley. Así, la metodología de la CNMC está basada en unos costes medios de las redes por niveles de tensión, de manera que cada cliente pague unos peajes medios, que reflejen tales costes medios en los que el sistema incurre.

En este sentido, los niveles de tensión de las redes de distribución, tanto en media tensión como en alta tensión, no son homogéneos en todo el territorio nacional, por lo que los clientes de cada zona podrían llegar a reivindicar que sus peajes solo contemplaran los costes de las redes que realmente utilizan. A modo de ejemplo, los clientes ubicados en los sistemas insulares no utilizan las redes de 400 kV, ni los clientes ubicados en el sistema peninsular utilizan los cables submarinos. Más aún, en los grandes núcleos de población están proliferando, por eficiencia técnica y económica, las transformaciones directas de 220 kV a media tensión, por lo que los clientes ubicados en dichos núcleos urbanos podrían pretender que sus peajes de acceso no incluyesen los costes correspondientes a las redes de 132-110 kV y de 66-50-45 kV, ya que no hacen uso de tales redes. En el extremo, para cada zona peninsular o no peninsular cabría establecer un peaje distinto aun cuando la tensión de suministro al cliente fuese la misma.

En esta línea, podría también plantearse que el coste de los peajes se calculase atendiendo al número de transformaciones desde el nivel de transporte que se utilizan en cada zona. A este respecto, se muestran a continuación los esquemas *habituales* de alimentación de clientes en aquellas zonas donde existen redes de 30 kV y de 25 kV. Como puede observarse en el primero de ellos, en aquellas zonas donde existen redes de 30 kV es habitual que también existan redes de 13,5 kV, por lo que los clientes conectados en dicho nivel de 13,5 kV utilizan 3 transformaciones desde el transporte, en tanto que los clientes de baja tensión en dichas zonas llegan a utilizar hasta 4 transformaciones. Por su parte, en las zonas donde existen redes de 25 kV los clientes de baja tensión *sólo* utilizan 3 transformaciones desde el transporte. Por tanto, en las zonas donde existen redes de 30 kV cabría *penalizar* a los clientes conectados tanto en 13,5 kV como en baja tensión, ya que utilizan una transformación más que en otras zonas.



En el sentido contrario, tal como se muestra en el siguiente esquema, los clientes de baja tensión de algunos grandes núcleos de población únicamente utilizan 2 transformaciones desde el transporte. En este caso, cabría *bonificar* a tales clientes de baja tensión dado que utilizan una o dos transformaciones menos que en otras zonas.



Esta perspectiva es la que ha justificado que en la Circular 3/2014, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, se mantenga la estructura de peajes por nivel de tensión establecida en el RD 1164/2001, si bien se define un único peaje para los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 1 y 36 kV. Desde de un punto de vista de asignación de costes, la metodología concluye determinando una misma cuantía de peaje para los consumidores conectados en redes de tensión entre 1 y 36 kV, sin diferenciar en función de la potencia contratada.

Todo lo anterior no es obstáculo para que el MINETUR establezca los cargos asociados a los costes del sistema conforme a los elementos que considere en su metodología, de acuerdo al artículo 16.3 de la LSE.

4.20 Sobre la Disposición final novena. Modificación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

A juicio de esta Comisión, en su calidad de órgano encargado de las liquidaciones, de acuerdo con lo previsto en la Disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, convendría ampliar la modificación del RD 413/2014 contemplada en la Propuesta en relación con:

- a) El artículo 21 ‘Correcciones de los ingresos anuales procedentes del régimen retributivo específico de una instalación como consecuencia del número de horas equivalentes de funcionamiento de la misma’, apartados 4 y 5, relativos a la determinación de los umbrales de funcionamiento por períodos trimestrales y la aplicación de las correspondientes correcciones a cuenta, respectivamente, con la siguiente redacción:

«Uno bis. Se añade un nuevo apartado 9 al final del artículo 21, como sigue:

9. Las liquidaciones del régimen retributivo específico correspondientes al año siguiente al de cómputo mantendrán el ajuste que resulte de aplicar lo dispuesto en el apartado 4, hasta que se determine la corrección a cuenta del primer trimestre de dicho año siguiente, contemplada en el apartado 5 de este artículo.»

El objetivo de esta adición es la mejor concreción de la aplicación de dichas correcciones a cuenta en el primer trimestre de cada ejercicio.

- b) La Disposición transitoria octava ‘Particularidades relativas a determinadas liquidaciones del régimen retributivo específico’. Se sugiere la siguiente redacción:

«Tres. Se modifica la Disposición transitoria octava 1.b), 3 y 5.a) que queda redactada como sigue:

1.

b)

*En caso de que esta cantidad suponga una obligación de ingreso al sistema de liquidaciones, en ningún caso podrá ser superior al 50 por ciento de la suma de la cantidad que resulte de lo dispuesto en el apartado a) anterior y del derecho de cobro de la liquidación del mercado, **valorada al precio del mercado diario** del mes al que se refiera la liquidación.*

[...]

*3. En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los **sujetos del sistema eléctrico que actúen mediante** representantes indirectos, ~~de los sujetos del sistema eléctrico~~ a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto representado, aunque correspondan a distintas liquidaciones y aun cuando en el momento de llevar a cabo dicha compensación tuviera otro representante.*

*A estos efectos, el órgano encargado de realizar la liquidación tramitará un procedimiento, en el que se garantizará la audiencia **al representante a los representantes implicados** y al sujeto representado, en el que el plazo para dictar y notificar su resolución será de seis meses. Desde el momento en el que se inicie este procedimiento se podrán suspender cautelarmente los derechos de cobro hasta que este se resuelva. No procederá la compensación en aquellos casos en que se acredite que el sujeto representado hubiera pagado al representante la cuantía correspondiente a la obligación de ingreso.*

*El derecho de cobro con el cual se realice la citada compensación se minorará en 5 €/MWh cedido para garantizar que se dejan a salvo las cantidades que corresponda percibir al representante **actual** en concepto de representación del sujeto, en*

aquellos casos en que no se acredite que el sujeto representado haya pagado al representante esta cantidad.

[...]

5.

a) ~~En aquellos casos en que en un plazo de 30 días desde la emisión de la factura correspondiente a la obligación de ingreso, no hubiera sido satisfecho el pago de los importes de la liquidación, e~~El órgano encargado de la liquidación notificará al operador del mercado el importe del impago de las instalaciones de cada generador, especificando la fecha en la que dicho importe comenzó a devengar intereses de demora.»

El objetivo de estas modificaciones es detallar mejor cómo se realizaría el cálculo del límite del 50 por ciento establecido para la determinación de las obligaciones de ingreso; aclarar que, en última instancia, dicha obligación recae sobre los sujetos del sistema, y reflejar que es posible la sucesión de dos o más representantes durante la tramitación del procedimiento descrito. Se considera además innecesario definir un plazo adicional de 30 días (a contar desde la emisión de la factura correspondiente a la obligación de ingreso) cuando dicho plazo seguiría a un período de seis meses durante el que se garantiza la audiencia a los interesados.

4.21 Sobre el Anexo III. Procedimiento para la realización de las pruebas de rendimiento de las centrales y determinación de parámetros económicos.

Probar la totalidad de los grupos cada 3 años puede significar que en periodos de máxima demanda la seguridad de los sistemas se vea comprometida, razón por la cual se propone modificar el apartado a) del punto 1 del Anexo III añadiendo el inciso mostrado a continuación:

«Anexo III. Procedimiento para la realización de las pruebas de rendimiento de las centrales y determinación de parámetros económicos.

1. Para la realización de las pruebas serán de aplicación los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros técnicos aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación aprobados por Resolución de 3 de agosto de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas y el siguiente proceso:

*a) El operador del sistema, remitirá antes del 1 de enero de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado de la muestra de las instalaciones de generación a las que se propone realizar las pruebas de rendimiento durante el año, de tal forma que cada ~~3~~ **5** años, siempre que la seguridad de los sistemas se garantice, se realicen las pruebas sobre la totalidad de las instalaciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.*

[...]»

4.22 Sobre el Anexo IV. Factor de estacionalidad.

El Anexo IV recoge los factores de estacionalidad que se aplican para la determinación del valor de la retribución por coste fijo para cada grupo en una hora concreta. En particular, en cada uno de los subsistemas se definen tres periodos (punta, llano y valle) para cada uno de los cuales se establece un coeficiente de estacionalidad.

Los factores de estacionalidad que se establecen en el Anexo IV se corresponden con los factores de estacionalidad de la Resolución de 28 de septiembre de 2010, por la que se revisan los periodos de punta, llano y valle, los valores del factor de estacionalidad $Fest_h$ para cada uno de los bloques definidos, y las horas anuales de funcionamiento estándar de los grupos, utilizados para el cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida a cada una de las instalaciones de generación del régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Cabe indicar que según la exposición de motivos de la citada Resolución de 28 de septiembre, los factores de estacionalidad, definidos teniendo en cuenta la evolución de las curvas de carga de cada sistema y de sus niveles de reserva de capacidad, fueron propuestos por el OS teniendo en cuenta la información correspondiente al periodo comprendido entre los años 2003 y 2009.

Según la MAIN, los factores de estacionalidad y las horas anuales de funcionamiento estándar se corresponden con las ya reguladas en la normativa actual, si bien en la misma no se justifica el motivo de su mantenimiento.

Al respecto, se señala que la CNMC ha analizado la evolución de las curvas de carga por subsistema con objeto de la revisión de los periodos horarios a considerar en la metodología de asignación de los costes de transporte para el periodo comprendido entre 2008 y 2012, concluyendo la necesidad de su revisión, tanto en el subsistema peninsular, como en los subsistemas insulares y extrapeninsulares (véase **Cuadro 1**).

Cuadro 1. Análisis de los periodos horarios a efectos de la aplicación del factor de estacionalidad.

Resolución 28 Septiembre 2010	Análisis promedios					Análisis Top ten					
	2008	2009	2010	2011	2012	2008	2009	2010	2011	2012	
Baleares											
Enero		660	692	657	638	618	955	1.065	1.001	1.014	919
Febrero		670	677	672	638	726	976	968	1.032	942	1.083
Marzo		637	625	640	610	586	994	947	1.060	930	884
Abril		606	609	573	543	557	816	892	803	729	771
Mayo		638	623	599	606	604	827	848	798	822	810
Junio		722	746	672	695	741	1.041	1.008	913	988	1.064
Julio		863	881	850	799	822	1.152	1.204	1.117	1.097	1.075
Agosto		881	883	836	860	907	1.189	1.150	1.135	1.147	1.179
Septiembre		772	728	720	767	712	1.141	1.105	992	1.079	969
Octubre		635	610	607	600	601	884	878	871	869	868
Noviembre		609	538	558	512	514	942	773	868	712	771
Diciembre		684	619	632	557	566	1.029	954	965	827	855
Canarias											
Enero		1.060	1.039	1.006	996	1.019	1.424	1.428	1.381	1.362	1.377
Febrero		1.053	1.025	999	994	1.018	1.413	1.404	1.362	1.371	1.396
Marzo		1.040	1.012	1.005	996	1.000	1.410	1.379	1.357	1.370	1.346
Abril		1.053	989	983	975	957	1.351	1.300	1.295	1.288	1.251
Mayo		1.033	981	966	969	971	1.328	1.280	1.271	1.268	1.293
Junio		1.040	1.025	996	1.028	1.008	1.326	1.309	1.284	1.350	1.335
Julio		1.086	1.098	1.030	1.030	1.033	1.346	1.442	1.309	1.296	1.336
Agosto		1.093	1.089	1.064	1.048	1.067	1.377	1.362	1.394	1.339	1.366
Septiembre		1.100	1.070	1.063	1.062	1.057	1.412	1.361	1.370	1.371	1.360
Octubre		1.071	1.080	1.025	1.056	1.027	1.417	1.429	1.374	1.412	1.362
Noviembre		1.055	1.062	1.025	1.028	999	1.411	1.420	1.374	1.385	1.340
Diciembre		1.063	1.027	1.008	1.022	978	1.439	1.386	1.364	1.388	1.324
Ceuta											
Enero		25,16	26,75	25,37	22,52	24,89	34,64	39,19	37,91	34,17	35,62
Febrero		25,06	25,67	26,02	22,69	25,91	35,22	36,12	36,22	33,61	37,34
Marzo		22,91	23,70	23,48	22,11	23,73	32,33	33,82	33,37	31,88	32,59
Abril		23,09	21,87	22,75	20,80	23,16	31,21	29,81	31,95	28,64	31,22
Mayo		22,93	22,43	23,44	21,67	23,52	30,27	29,83	31,00	30,03	31,02
Junio		23,62	24,60	24,67	24,11	24,29	31,84	34,14	33,17	34,05	32,60
Julio		24,79	25,86	26,07	25,06	23,86	32,73	34,95	34,84	33,85	31,37
Agosto		24,55	25,52	27,18	24,80	24,94	33,52	33,75	35,58	33,14	32,44
Septiembre		24,41	25,36	26,27	23,18	23,78	34,46	34,45	34,41	32,18	32,30
Octubre		23,42	24,69	24,74	23,79	23,74	31,98	36,23	32,83	32,46	32,24
Noviembre		24,86	24,29	24,78	23,27	24,11	35,37	32,86	35,25	31,87	32,46
Diciembre		26,80	25,14	23,31	23,94	23,85	40,17	36,53	34,34	32,92	34,19
Melilla											
Enero		23,17	25,72	23,75	24,32	25,53	33,35	37,47	34,24	34,95	36,83
Febrero		22,58	23,74	23,65	24,50	26,50	31,89	33,13	33,19	36,13	38,12
Marzo		21,09	21,92	23,12	23,16	23,69	30,15	30,99	32,40	32,65	32,82
Abril		21,54	20,79	22,04	21,79	22,32	32,85	28,77	30,34	29,55	30,57
Mayo		21,26	21,41	22,38	22,76	22,95	32,79	28,38	29,62	29,64	29,61
Junio		23,76	23,37	24,48	25,12	25,40	33,70	31,66	33,02	35,13	35,38
Julio		27,22	26,40	26,86	26,41	26,98	34,64	35,82	35,97	34,97	35,73
Agosto		27,25	27,27	28,85	28,09	28,43	36,28	35,81	38,03	36,62	36,88
Septiembre		23,66	24,54	26,09	26,01	25,45	32,08	34,45	34,74	35,22	34,15
Octubre		22,51	23,51	23,34	23,92	23,50	31,07	32,09	31,59	32,75	32,00
Noviembre		22,78	22,37	23,41	23,51	22,65	32,74	31,63	32,18	31,90	31,13
Diciembre		24,83	23,06	24,51	24,70	23,50	36,81	34,70	33,93	34,18	33,27

Fuente: CNMC

Si bien en dicho análisis únicamente se tiene en cuenta la evolución de las curvas de carga por subsistema y no los niveles de reserva de capacidad, se observa que cabría plantearse la revisión de los periodos horarios considerados en la determinación de los factores de estacionalidad. En particular, teniendo en cuenta tanto el análisis de los promedios como el análisis de máximos¹⁷ (Análisis *Top Ten*) incluido en la Memoria de la Circular 3/2014, de 2 de julio, cabría plantearse las siguientes modificaciones respecto de los periodos horarios de la Propuesta:

Subsistema balear

- Periodo de llano: incluiría el mes de marzo, en lugar de octubre.
- Periodo de valle: incluiría el mes de octubre en lugar de marzo.

Subsistema canario

- Periodo de punta: incluiría el mes de febrero en lugar del mes de diciembre
- Periodo de llano: incluiría los meses de junio y diciembre, en lugar de febrero y noviembre.
- Periodo de valle: incluiría el mes de noviembre en lugar de junio.

Subsistema ceutí

- Periodo de punta: incluiría el mes de febrero en lugar del mes de diciembre
- Periodo de llano: incluiría los meses de junio y diciembre, en lugar de febrero y noviembre.
- Periodo de valle: incluiría el mes de noviembre en lugar de junio.

Subsistema melillense

- Periodo de punta: incluiría el mes de enero en lugar del mes de diciembre
- Periodo de llano: incluiría el mes de diciembre, en lugar de enero.
- Periodo de valle: incluiría el mes de noviembre en lugar de junio.

A efectos de valorar los factores de estacionalidad de la Propuesta, se ha comparado el promedio de la potencia demandada para cada uno de los periodos respecto del promedio de la potencia del periodo de llano, para cada uno de los periodos definidos en la Resolución de 28 de septiembre, la revisión que resulta del análisis de la CNMC y los que resultarían de considerar la demanda en b.c. para cada uno de los subsistemas, todo ello para el periodo comprendido entre 2008-2012.

En el cuadro inferior se comparan los factores de estacionalidad de la Propuesta con los factores de estacionalidad promedio del periodo 2008-2012 que resultarían de considerar: 1) la agrupación de meses real de la demanda en b.c.

¹⁷ Se ha tomado como referencia el análisis de promedios por ser la metodología similar a la empleada por el OS, según la exposición de motivos de la Resolución de 28 de diciembre de 2010. En el caso de aquellos meses que podría ser incluidos en dos periodos horarios diferentes, se ha decidido teniendo en cuenta el resultado del análisis *Top Ten*.

de cada uno de los subsistemas en el análisis de los promedios, 2) el calendario de la Resolución de 28 de septiembre de 2010 y 3) las periodos del análisis de la CNMC. A la vista de los resultados, cabría revisar los factores de estacionalidad por subsistema. En particular los correspondientes al sistema balear, en los que se observan las mayores diferencias respecto de los incluidos en la Propuesta.

Cuadro 2. Comparación de los factores de estacionalidad por subsistema de la Propuesta y los que resultan de considerar la demanda en b. c. del subsistema, los periodos de la Resolución de 28 de septiembre de 2010 y el resultado del análisis de los periodos horarios de la CNMC.

Periodo	Propuesta RD			
	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	1,15	1,04	1,04	1,07
Llano	1,00	1,00	1,00	1,00
Valle	0,85	0,96	0,96	0,93

PERIODO	Real demanda b.c.			
	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	1,23	1,03	1,05	1,10
Llano	1,00	1,00	1,00	1,00
Valle	0,90	0,97	0,95	0,94

PERIODO	Periodos de la Resolución 28 Septiembre 2010			
	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	1,24	1,04	1,02	1,07
Llano	1,00	1,00	1,00	1,00
Valle	0,92	0,98	0,94	0,93

PERIODO	Periodos resultantes análisis CNMC			
	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla
Punta	1,24	1,02	1,03	1,09
Llano	1,00	1,00	1,00	1,00
Valle	0,92	0,97	0,95	0,93

Fuente: CNMC

Finalmente, se indica que según la exposición de motivos de la Resolución de 28 de diciembre de 2010, las horas de funcionamiento estándar son las mismas para todos los grupos, mientras que en el Anexo V de la Propuesta se establecen horas anuales de funcionamiento en función de la tecnología.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se propone incorporar un nuevo mandato al OS para la revisión y propuesta de los periodos horarios y los factores de estacionalidad que se aplican para la determinación del valor de la retribución por coste fijo para cada grupo en una hora concreta, para lo cual se sugiere la inclusión del siguiente párrafo al final del apartado 1 de la Disposición adicional segunda de la Propuesta.

«Disposición adicional segunda. Mandatos al operador del sistema.

1. [...]

e) Una propuesta de los períodos horarios y de los factores de estacionalidad que se aplican para la determinación del valor de la retribución por coste fijo para cada grupo en una hora concreta.

[...].»

4.23 Sobre el Anexo VI. Índices de actualización.

Este anexo establece la actualización anual de los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento fijos en función del Índice de Precios al Consumo a impuestos constantes si alimentos no elaborados ni productos energéticos (IPC subyacente) y del Índice de Precios Industriales (IPRI), correspondientes al año anterior (n-1).

Ambos índices se elaboran con frecuencia mensual, si bien se hace notar que la fecha de publicación de los mismos no coincide en el tiempo: el IPC se da a conocer los primeros días hábiles de cada mes mientras que el IPRI suele publicarse posteriormente.

Este desfase temporal en la publicación de ambos índices podría conllevar que el órgano liquidador tuviese que efectuar las primeras liquidaciones-compensaciones mensuales del extracoste del año n con parámetros basados en valores unitarios todavía no actualizados, debido a la imposibilidad de disponer de los últimos datos de ambos indicadores en el momento de realizar las mismas.

Con objeto de evitar esta situación, esta Comisión propone que las variaciones del IPC y del IPRI se calculen tomando como valor la media móvil de los últimos doce meses disponibles de cada uno de los índices, en lugar de las variaciones experimentadas durante el año natural anterior.

4.24 Sobre el Anexo VII. Valores de los parámetros a, b y c de la retribución por costes variables de funcionamiento para los grupos de generación.

La retribución por costes variables de funcionamiento, que representa en torno al 70 por cien de los costes totales de cada grupo, se basa en los parámetros técnicos detallados por familias de tecnologías asociadas a los grupos térmicos convencionales recogidos en el Anexo VII.

Al mismo tiempo, de acuerdo con la *Resolución de 3 de agosto de 2012, de la DGPEM, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, se están realizando las pruebas de rendimiento a los grupos determinados a tales fines mediante la *Resolución de 29 de agosto de 2013, de la DGPEM, por la que se aprueba la lista de grupos que habrán de someterse a las pruebas de rendimiento para instalaciones de generación pertenecientes a los SENP*. Uno de los cometidos de las pruebas de rendimiento en marcha actualmente es la definición de los parámetros técnicos de los grupos térmicos existentes.

La Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC considera que es innecesario redefinir los parámetros técnicos mediante la presente Propuesta, cuando al finalizar las pruebas de rendimiento realizadas a cada familia definida para los grupos térmicos convencionales resultará en valores actualizados, que podrán ser aplicados a continuación. Mientras las pruebas de rendimiento estén en marcha y no se tengan resultados, se podrán seguir aplicando los mismos parámetros establecidos e individualizados en la actualmente vigente Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

Cabe señalar que los referidos parámetros técnicos serán necesarios para los grupos que utilicen fuentes renovables gestionables, que no figuran en la Orden ITC/913/2006, no están a la fecha de redacción de este informe sujetos a la realización de las pruebas de rendimiento y sus correspondientes parámetros tampoco están contemplados en la Propuesta.

4.25 Sobre los Anexos IX y XI. Combustibles utilizados.

(También aplicaría a la Disposición transitoria sexta y al Anexo XIX)

La retribución por costes variables de funcionamiento es función, además de los parámetros técnicos antes referidos, del precio medio de la termia de los combustibles utilizados (artículo 37 de la Propuesta), cuyo cálculo se define en el artículo 44 y en el Anexo IX mediante una relación funcional de: 1) la fracción del total de las termias utilizadas que corresponde a un combustible en concreto; 2) el poder calorífico inferior (PCI) de cada combustible, y 3) su precio reconocido (*prc*). Por otro lado, se determinan los combustibles utilizados en el Anexo XI definiendo los criterios de su actualización anual en la Disposición transitoria sexta y se establecen los precios reconocidos de los mismos para los ejercicios 2012 y 2013 en la Disposición transitoria décima.

Se han detectado incongruencias entre las diversas referencias al combustible Fuel Oil BIA 0,3% utilizado en Canarias y la ausencia de reconocimiento del diésel oil en Ceuta.

Se propone, por tanto, el reconocimiento expreso de estos dos combustibles en los sistemas referidos y en consecuencia incluirlos:

- **En la Disposición transitoria sexta, en relación con las bases para la actualización de sus precios.**

- En la Disposición transitoria décima, en relación con el PCI y el precio del producto (prc) aplicable a cada combustible en los ejercicios 2012 y 2013.
- En el Anexo XI, a efectos de su inclusión entre la lista de combustibles tomados en consideración:

«Anexo XI Combustibles utilizados

(...)

Canarias: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), **Fuel Oil BIA (0,3 por ciento de azufre)**, (...)

Ceuta y Melilla: Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre), **Diésel Oil** y Gasoil.,

(...).»

4.26 Sobre el Anexo XVII. Valores unitarios transitorios de operación y mantenimiento variable de liquidación.

El Anexo XVII recoge los costes de operación y mantenimiento variables a ser utilizados provisionalmente según lo previsto en la Disposición transitoria cuarta a efectos de la liquidación, expresados en [€/MWh], por tecnología y rango de potencia.

Hasta la fecha, estos costes se han venido retribuyendo en [€/hora de funcionamiento]; en efecto, de acuerdo con el artículo 39 de la Propuesta:

«La retribución por costes variables de operación y mantenimiento es la asociada a los costes de materiales y de los trabajos realizados en relación con las revisiones programadas de cada unidad de generación, que se realizan en función de las horas de funcionamiento del grupo, teniendo en cuenta el régimen de funcionamiento y de acuerdo con los planes de mantenimiento de las mismas. (...).»

Pocas líneas más adelante, la propia Propuesta dice también que:

«Los valores unitarios de operación y mantenimiento variable de liquidación, O&M_{VLI} que se expresarán en €/MWh, serán únicos por familia (...).»

(El subrayado es nuestro).

La MAIN no aclara el motivo de este cambio de criterio en cuanto a las unidades en que han de definirse estos parámetros retributivos. La definición utilizada hasta la fecha resulta más fácilmente identificable con la práctica habitual en la suscripción de los contratos de mantenimiento con los fabricantes de turbinas, motores y otro equipamiento de generación eléctrica. En efecto, por lo general las revisiones, la utilización de material fungible y consumibles y, en su caso, la reposición de determinados equipos, está ligada a un determinado número de horas de funcionamiento, con independencia del nivel de carga alcanzado. De hecho, para el grupo suele ser bastante más exigente un funcionamiento continuado a carga parcial que no en régimen nominal, igual o próximo a plena carga, que es el modo de diseño.

Por lo tanto, se recomienda que se retome la definición de los valores unitarios de operación y mantenimiento (aun cuando revistan carácter

transitorio) en unidades de [€/horas de funcionamiento], en lugar de en [€/MWh]. Esto requeriría adaptar en consecuencia el último párrafo del artículo 39 de la Propuesta.

Por otra parte, en la definición de estos costes no se hace distinción alguna atendiendo a la ubicación geográfica de la planta («serán únicos por familia»); otro tanto ocurre con el valor del parámetro de retribución por costes de arranque d , expresado en [€/arranque], recogido en el Anexo VIII. Esto difiere de lo previsto al respecto por la vigente Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, así como de lo contemplado en la Propuesta (Anexo XVI) en relación con los valores unitarios de la anualidad de 2014 por costes de operación y mantenimiento fijos, expresados en [€/MW], y de lo propuesto (Anexo XV) en relación con los valores unitarios máximos de inversión para los años 2012 a 2014, expresados en [€/kW].

Hasta la fecha se han venido reconociendo costes superiores (en torno al 15% más) en el archipiélago Canario, Ceuta y Melilla, respecto a los reconocidos en Baleares, atendiendo entre otras razones a los sobrecostes que representa mantener un adecuado aprovisionamiento y reposición en el almacenamiento de repuestos y otro material fungible en localizaciones de pequeño tamaño, aisladas y muy alejadas de la Península. De la lectura de la Propuesta y la MAIN que la acompaña no cabe colegir por qué este criterio se ha mantenido en los costes de inversión y operación y mantenimiento fijos, pero no en los costes de operación y mantenimiento variables, así como (parcialmente) en los costes por arranque. Se tiene además que en la retribución de otra actividad regulada, como es el transporte, se establecen asimismo valores específicos para las instalaciones de transporte en los SENP que contemplan sobrecostes en Canarias (no hay activos de transporte en Ceuta y Melilla) superiores a los reconocidos en Baleares.

De acuerdo con lo anterior, se propone añadir al final del Anexo XVII:

«(...)

Los valores del cuadro anterior deberán multiplicarse por 1,15 en el caso de Canarias, Ceuta y Melilla.»

Análogamente, se propone añadir al final del Anexo VIII:

«(...)

Los valores del parámetro d del cuadro anterior deberán multiplicarse por 1,15 en el caso de Canarias, Ceuta y Melilla.»

Las modificaciones anteriores requerirían adaptar en consecuencia el último párrafo del artículo 39 de la Propuesta.

4.27 Propuesta de una nueva Disposición adicional sobre reliquidaciones correspondientes a periodos anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio.

La Disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes

de energías renovables, cogeneración y residuos contempla la recuperación de saldos deudores, por parte de los representantes indirectos, por incumplimiento en las obligaciones de ingreso de los productores durante el periodo transitorio¹⁸ que establece la Disposición transitoria tercera.2 del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, si bien no prevé una medida similar aplicable a los productores en casos de impagos con anterioridad a la entrada en vigor del referido RD-ley.

Con objeto de garantizar que el pago se produzca por parte del titular como responsable último de la deuda, esta Comisión considera conveniente extender el procedimiento ya previsto en la Disposición transitoria octava a situaciones de impago correspondientes a periodos anteriores la entrada en vigor del citado RD-ley 9/2013. Se propone la siguiente redacción:

«Disposición adicional XXX. Reliquidaciones correspondientes a periodos anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio a los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.»

Las reliquidaciones, a los titulares de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, correspondientes a periodos anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, que se encuentren impagadas por un sujeto del sistema eléctrico, podrán ser compensadas con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto según el procedimiento y con el alcance establecido en el apartado 3 de la Disposición transitoria octava.»

4.28 Propuesta de una nueva Disposición transitoria, sobre la adaptación de los periodos horarios de los peajes.

Esta Comisión propone establecer un periodo transitorio para adaptar los periodos horarios de los peajes establecidos en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica a los periodos de la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, en tanto no se establezca la metodología de asignación de los cargos.

¹⁸ Desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, hasta la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo (Orden IET/1045/2014, de 16 de junio).

ANEXO I. Resumen de alegaciones recibidas.

En este anexo no se reflejan las recomendaciones o valoraciones de la CNMC, sino las opiniones recabadas a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

El 4 de julio de 2014 la Propuesta fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. A la fecha de redacción de este informe se han recibido alegaciones de:

Listado de alegaciones

1. Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE).
2. Asociación Empresarial Eólica (AEE).
3. Alcoa Inversiones España, S.L.
4. Junta de Andalucía.
5. Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA).
6. Gobierno de Canarias.
7. CIDE
8. ENCE Energía y Celulosa.
9. Endesa.
10. Federación Empresarial de la Industria Química Española (FEIQUE).
11. Generalitat de Catalunya.
12. Gobierno Vasco.
13. Iberdrola.
14. Agrupación de Fabricantes de Cemento de España (OFICEMEN).
15. REE como operador del sistema.
16. REE como Gestor de la Red de Transporte.
17. Sampol.
18. Unión Española Fotovoltaica (UNEF).
19. Unesa (Iberdrola, Gas Natural, EDP).

A continuación se facilita una síntesis del contenido de las alegaciones:

Una asociación de comercializadores critica el mantenimiento de una retribución específica para el SENP Balear argumentando que, en la actualidad, la capacidad del enlace entre este sistema y el mercado peninsular representa aproximadamente un 20% de su capacidad de generación, porcentaje muy superior al observable en la interconexión con Francia respecto a la generación peninsular. Además, considera que no está suficientemente justificada la posibilidad de prorrogar el régimen retributivo adicional de las instalaciones una vez superada su vida útil, y critica que los precios de adquisición aplicables a los consumidores en los territorios no peninsulares incluyan los costes de financiación de la retribución del Operador del Mercado Ibérico de Energía, Polo Español (OMIE), *“cuando dicho organismo no realiza actividades de mercado al efecto”*.

Respecto a la Disposición adicional segunda de la Propuesta, que establece distintos mandatos al OS, solicita que se añada otro mandato que inste al OS a permitir la participación en todos los servicios de ajuste y servicios de restricciones de aquellas unidades que hubieran superado en su día las pruebas de gestionabilidad, pues a su entender el OS estaría condicionando dicha participación a la aprobación de la Resolución prevista en el artículo 10.2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

En lo que se refiere a la Disposición final quinta, que contempla la subdivisión del peaje de acceso 6.1 en dos peajes denominados 6.1A (tensión mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV) y 6.1B (tensión mayor o igual a 30 kV y menor de 36 kV), considera que dicho cambio no está debidamente motivado y que la norma no es la adecuada para realizar esta división, debiendo a su juicio aguardarse a, en su caso, una revisión del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, que tenga en consideración la reciente aprobación de la Circular 3/2014 de la CNMC¹⁹.

Por otra parte, y dado que el legislador aprovecha esta Propuesta para modificar otras normas sectoriales no estrictamente ligadas con la producción en los territorios no peninsulares, esta asociación solicita que se reconsidere la obligación introducida en el artículo 53.1 del citado Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, de exigir una misma modalidad de representación ante el OS y el Operador del Mercado, lo cual supone una rigidez a su juicio innecesaria que va en detrimento del funcionamiento del mercado. En este mismo sentido, solicita que se clarifiquen las consecuencias que tendría el incumplimiento de dicha obligación, respecto a lo dispuesto en la Disposición transitoria decimoquinta de la misma norma.

Una asociación que representa a productores eólicos presenta las siguientes alegaciones:

- Incentivo por reducción de costes de generación: Sugiere que se otorgue dicho incentivo a todas las instalaciones de energías renovables existentes en

¹⁹ Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad (BOE de 19 de julio de 2014).

los territorios no peninsulares durante el resto de su vida útil, no exclusivamente a las nuevas plantas, y que en su cálculo se consideren los costes ahora no reconocidos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (en particular el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica), máxime cuando las instalaciones renovables, a diferencia de las térmicas convencionales, no pueden optar a una prórroga en la percepción de su régimen retributivo regulado.

- Coste variable instrumental de despacho para tecnologías renovables no gestionables (artículo 64.3): Indica que no se justifica adecuadamente el valor de 10 €/MWh. Asimismo, propone que se especifique expresamente la prioridad de despacho de las energías renovables y se asigne posteriormente un coste variable instrumental, cuya metodología de cálculo debería especificarse en un anexo.

Un gran consumidor industrial, en relación con la Disposición final quinta, propone subdividir el peaje de acceso 6.4 en dos peajes 6.4A (tensión mayor o igual a 145 kV y menor de 230 kV) y 6.4.B (tensión mayor o igual a 230 kV), respectivamente, de forma análoga a como la Propuesta plantea la división del 6.1, como sigue:

Nivel de Tensión	Peaje
≤ 1 kV y < 30 kV	6.1A
≥ 30 kV y < 36 kV	6.1B
≥ 36 kV y $< 72,5$ kV	6.2
$\geq 72,5$ kV y < 145 kV	6.3
≤ 145 kV y < 230 kV	6.4A
≥ 230 kV	6.4B
Conexiones Internacionales	6.5

Aduce que *el motivo es la perfecta identificación de los costes asociados a cada una de las redes y la conveniencia de realizarlo simultáneamente al cambio en el nivel de [el peaje] 6.1*.

Una asociación sectorial de grandes consumidores industriales coincide con otras alegaciones presentadas en solicitar una justificación del desglose del actual nivel tarifario 6.1 en los niveles 6.1A y 6.1B y reclama una valoración del impacto económico que puede tener esta medida. Simultáneamente, solicita que la tensión que sirva de referencia para la subdivisión del 6.1 sea 18 kV en lugar de 30 kV, modificando en consecuencia la Disposición final quinta y la Disposición transitoria decimosesta.

Una asociación sectorial de grandes consumidores industriales solicita reducciones en las tarifas de acceso para la industria interrumpible de acuerdo con las existentes en otros países de la UE, donde se tiene en consideración la elasticidad de la demanda al precio de la energía y el carácter electro-intensivo de la industria básica. En particular, propone dar la máxima flexibilidad para poder cambiar la potencia contratada en cada período tarifario, adaptándola así a los pedidos y la carga de trabajo.

Sugiere también que la división en dos niveles de la tarifa de acceso 6.1 se realice tomando como referencia la tensión nominal de la red de 25 kV, en lugar de 30 kV, modificando en consecuencia la Disposición final quinta y la Disposición transitoria decimosexta.

El Gobierno de una Comunidad Autónoma, en lo que se refiere a los peajes de acceso 6.1A y 6.1B, propone que se elimine esta división, salvo que se motive y justifique la misma con criterios técnicos y económicos.

En cuanto a la Disposición adicional novena, relativa a la información que facilitan las distribuidoras a los consumidores que tengan instalados contadores de telegestión, esta misma Comunidad sugiere que todos los datos sobre medidas (horarias) y calidad de suministro que sean recogidas por los referidos contadores sean puestos a disposición de los consumidores, y de no ser esto posible, defiende que no deberían tener un precio de alquiler superior al de los contadores electromecánicos, pues el consumidor no podría beneficiarse de las ventajas que su utilización reporta. Alega además que debería sustituirse la denominación `cliente` por la de `consumidor`, más acorde con la habitualmente empleada en la reglamentación del sector eléctrico, cuya Ley cita a los consumidores como sujetos en relación con el desarrollo de las actividades de suministro.

En relación con Disposición final séptima, que introduce modificaciones en el real decreto por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución, esta misma Comunidad considera que debería fijarse expresamente un período para la vigencia de los derechos de acceso, al igual que se define para los derechos de extensión, tal y como hacía el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, en la redacción posterior al Real Decreto 1545/2005, de 2 de diciembre, y propone modificar la redacción propuesta para el artículo 25.4 (apartado nueve de esta Disposición final séptima) para aclarar desde cuándo se cuentan los plazos referidos y quiénes son los sujetos involucrados:

«4. El solicitante dispondrá de un plazo máximo de seis meses, desde que reciba del distribuidor el pliego de condiciones técnicas y el presupuesto citados en el apartado anterior, para comunicar de manera expresa a la empresa distribuidora si los trabajos de nueva extensión de red los va a ejecutar una empresa instaladora legalmente autorizada o la empresa distribuidora. El vencimiento del plazo de seis meses sin haberse realizado la citada comunicación al distribuidor determinará la caducidad y archivo de la solicitud presentada por el solicitante de nuevo suministro o ampliación de los existentes.»

El Gobierno de una Comunidad Autónoma demanda que la totalidad del sobrecoste extrapeninsular sea asumido urgentemente por los Presupuestos

Generales del Estado (PGE), con un tratamiento análogo al del resto de medidas destinadas a compensar los efectos de la insularidad y extrapeninsularidad ya existentes.

En lo que se refiere al desglose del actual nivel tarifario 6.1, en los niveles 6.1A y 6.1B, esta Comunidad coincide con otras alegaciones en indicar que la norma empleada, ajena a la materia tratada, no es la adecuada para contemplar esta división. Simultáneamente, solicita que la tensión que sirva de referencia para el paso del peaje 6.1 al 6.2 sea 24 kV en lugar de 30 kV, de modo que mayoritariamente su industria pueda acogerse al 6.2. Asimismo, solicita que en la próxima orden ministerial de revisión de peajes eléctricos se aprueben los nuevos precios de los términos de potencia y energía activa a aplicar en cada periodo horario de dichos peajes de acceso 6.1A y 6.1B, con carácter de urgencia.

Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector eléctrico considera que las reglas que deben regir las subastas de combustible deben ser aprobadas por la DGPEM y supervisadas por la CNMC, en lugar de ser las empresas propietarias de las centrales de producción quienes presenten la propuesta de pliego de bases y seleccionen la empresa que realiza la subasta.

Una asociación que representa a productores fotovoltaicos presenta las siguientes alegaciones:

1. La Propuesta debería ser retirada por no contemplar específicamente la progresiva sustitución de los grupos fósiles existentes en los territorios extrapeninsulares por tecnologías renovables hasta alcanzar la máxima penetración renovable técnicamente posible. Considera además insuficientemente justificada la clasificación en dos grupos distintos de las diferentes tecnologías renovables.
2. No parece razonable que el OS valore la eficiencia técnica-económica de cada nueva planta. Además, señala que, en las decisiones sobre la instalación de nuevas centrales deberían valorarse también aquellas consideraciones de carácter medioambiental.
3. Esta asociación considera que las instalaciones de bombeo deben estar al servicio del OS, lo que no implica necesariamente que deban ser de su titularidad.
4. Considera asimismo que la retribución a partir de los valores de inversión reales debidamente auditados para las centrales convencionales resulta discriminatoria respecto a la establecida para las renovables existentes.
5. Indica que resulta innecesario exigir que los agentes comuniquen al OS sus previsiones de demanda para cada período de programación horaria en el horizonte de programación, dado que el OS utiliza sus propias previsiones para el despacho económico.

Una asociación de productores renovables alega que el plazo para presentar alegaciones es insuficiente y la interlocución con los agentes afectados no es fluida.

Si bien valora positivamente la declaración de intenciones contenida en la exposición de motivos de la Propuesta, considera que su redacción contradice en gran medida dichas intenciones, y propone su reformulación con el objeto de alcanzar la máxima participación de las energías renovables y la sustitución progresiva de los grupos térmicos existentes, por razones no ya sólo ambientales, sino puramente económicas, dada su competitividad en muchos de los sistemas no peninsulares. Esta asociación considera que la Propuesta no proporciona un marco favorable al desarrollo de nuevas inversiones y que no logrará tampoco atraer nuevos entrantes, con lo que se perpetuará el actual *status quo* con un muy reducido nivel de competencia.

Asimismo, demanda que se tengan en cuenta las instalaciones de Investigación; Desarrollo e Innovación en el ámbito de las energías renovables hasta una potencia de 50 MW y que tengan la posibilidad de acceder a un régimen retributivo específico cuando obtengan la autorización administrativa y aprobación del proyecto con anterioridad al 31 de diciembre de 2019. Echa también en falta que se tengan en cuenta las razones de carácter ambiental o de compatibilidad con el aprovechamiento turístico de determinadas áreas a la hora de determinar el reconocimiento del régimen retributivo adicional.

Finalmente, esta asociación considera improcedente que el OS valore la eficiencia técnico-económica de cada instalación y, al igual que otras alegaciones presentadas, que las instalaciones de bombeo sean necesariamente de titularidad del OS.

Un grupo empresarial presente en distintas actividades del sector plantea las siguientes alegaciones:

1. La Propuesta no reconoce a la actividad regulada de generación en los SENP ni el impuesto del 7% sobre el valor de la producción ni el impuesto especial que grava a los combustibles.

En consecuencia, alega que es contraria a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que establece que la retribución de actividades reguladas considerará los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada. Señala también que es discriminatoria ya que sí reconoce estos impuestos a las instalaciones de bombeo que se asignen al OS (como también los reconoce la normativa recientemente aprobada de aplicación a los instalaciones de producción a partir de energías renovables, residuos y cogeneración de alta eficiencia).

2. Las medidas que plantea la Propuesta (tributos no reconocidos, reducciones injustificadas y una tasa de retribución financiera no acorde al nivel de riesgo de esta actividad) imposibilitarían viabilizar instalaciones futuras y recuperar las inversiones realizadas. Estima que supondría una pérdida mínima de 23 millones de euros.
3. La Propuesta contempla la aplicación retroactiva de la práctica totalidad de su contenido desde el 1 de enero de 2012 de los siguientes elementos:

- Modifica las referencias internacionales habituales de combustible (Low FOB en lugar de High CIF), los costes de logística y los combustibles ya comprados y consumidos.
- Modifica las curvas de rendimiento y poder calorífico inferior, que ya fueron empleados para determinar el despacho de los grupos de generación en función de su orden de mérito económico y que han de emplearse igualmente para su retribución.
- Modifica el esquema de retribución de los costes fijos, que incluía hasta ahora un esquema de incentivo/penalización en función de la disponibilidad real de la central respecto a un objetivo de disponibilidad. La Propuesta elimina el posible incentivo positivo.

Por otra parte, la Propuesta elimina también la retribución por O&M fijo para aquellas instalaciones cuya disponibilidad fuera inferior al 70%. A este respecto, indica que esta medida es desproporcionada por lo que propone su eliminación. Indica que, en caso de mantenerse la redacción, tendrían que deducirse las indisponibilidades no gestionables por el productor, las programadas y la tasa estándar de fallo.

- Elimina la retribución por extensión de vida útil de los grupos con más de 25 años.
4. La Propuesta es contraria a las Directivas comunitarias y a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, al contemplar la titularidad por el OS de activos de generación.
 5. La tasa de retribución financiera que fija la Propuesta (Bono a 10 años +2%) no es acorde con el nivel de riesgo de la actividad de generación en los SENP y es discriminatoria con respecto a la que la normativa vigente reconoce a la generación renovable en la Península (Bono +3%). Solicita, por tanto, que la Propuesta contemple una tasa de retribución mínima de Bono +3%.

En relación con la tasa de retribución financiera, el mismo grupo empresarial señala también que el periodo de cálculo para la media de las obligaciones del Estado es discriminatorio respecto al fijado para otras actividades con ingresos regulados (el transporte y la distribución).

6. La Propuesta contempla, en su Disposición adicional décima, la posibilidad de modificar determinados parámetros retributivos en cualquier momento del periodo regulatorio, lo que atenta contra la estabilidad regulatoria.
7. La Propuesta prevé que el suministro de combustible se organice mediante subastas gestionadas y tramitadas por un agente independiente y que tomarán como referencia para el precio de salida ciertos precios subsidiarios. Los aspectos específicos se establecerán mediante orden ministerial. A este respecto, consideran que:

- La subasta se debe realizar sobre referencias objetivas de mercado, creíbles y de uso comúnmente aceptado en este tipo de transacciones, que permitan una adecuada cobertura para el adjudicatario.
 - El precio debe ser flotante y no se debe definir en valor absoluto.
 - La periodicidad debe ser anual (para el gas se podría establecer una periodicidad diferente).
 - El precio del combustible debe incluir todos los elementos de coste de la cadena de aprovisionamiento.
 - El productor no debe asumir riesgos que no le corresponden. El adjudicatario de la misma ha de entregar el combustible al productor en los tanques de su central (para el gas, el punto de entrega debe ser el AOC, almacenamiento para la operación comercial de la red de transporte).
 - La planificación de las cantidades a adquirir debe ser realizada por el OS.
 - Se debe dar acceso a las subastas al máximo número de suministradores, a través de la apertura de instalaciones logísticas, la existencia de una planificación conocida con suficiente antelación y la posibilidad para el ofertante de gestionar el riesgo de la oferta presentada.
 - Se deben establecer mecanismos que permitan la gestión del riesgo de rotura de *stocks* provocados bien por un incumplimiento del suministrador o por una incorrecta planificación de consumos por parte del OS, para evitar, en su caso, una posible interrupción del suministro eléctrico o, en el mejor de los casos, un innecesario encarecimiento del coste de producción.
8. Los valores unitarios de inversión de los grupos de generación que establece el Anexo XV de la Propuesta son inferiores a los auditados, por lo que solicita que se actualicen a fecha 31 de diciembre de 2012 de acuerdo con los costes de inversión auditados.
9. El artículo 49 establece en su apartado 1 que no podrá otorgarse resolución favorable de compatibilidad a las inversiones adicionales si su reconocimiento supone mayores costes para el sistema que los que existirían en el caso de que estas no fueran reconocidas. A este respecto, este grupo empresarial alega que debería contemplarse que lo establecido en este apartado, en cuanto a limitación de costes, no será de aplicación en el supuesto de inversiones que se deriven de la normativa estatal.
10. La Propuesta señala que no se otorgará resolución favorable de compatibilidad a las inversiones adicionales si incrementan los costes del Sistema. Debe contemplarse que se refiere a los costes totales y a un horizonte temporal determinado. Además, deben exceptuarse aquellas inversiones adicionales que deriven de exigencias de la normativa estatal.

11. Este mismo grupo empresarial considera que los costes variables de operación y mantenimiento que figuran en el Anexo XVII deben estar expresados en €/h y no en €/MWh, tal y como se recoge en la Orden ITC/913/2006.
12. Considera asimismo que se deben incrementar los valores de los costes de operación y mantenimiento variables (incluido el parámetro d) correspondientes a Canarias, Ceuta y Melilla en un 15% (diferencial contemplado en los Anexos V y VI) debido a los sobrecostes de estos territorios (impuestos o arbitrios no deducibles, doble insularidad, etc.)
13. Solicita que los costes variables de operación y mantenimiento recojan un término por coste de capital circulante.
14. En relación con los grupos que han superado su vida útil pero siguen funcionando, indica que la propuesta elimina la retribución por extensión de vida útil (50% de la anualidad de inversión del último año de vida), si bien contempla la obligación de realizar inversiones de mejora de eficiencia, que podrán ser reconocidas. No obstante, y adicionalmente, se considera que de forma equivalente al transporte de energía eléctrica, los costes de O&M deben incrementarse en un porcentaje mínimo del 15%.

En lo que se refiere a la prórroga del régimen retributivo, considera que debe contemplarse un régimen transitorio para las instalaciones existentes, manteniendo su retribución actual hasta que la DGPEM resuelva sobre la prórroga. Igualmente, y en caso de resolución desfavorable, debe fijarse un plazo mínimo en el que el grupo continúe percibiendo retribución debido a que existe un período mínimo para que la sociedad pueda adoptar las medidas necesarias de gestión del activo, teniendo en cuenta las implicaciones laborales, sociales, economía de la zona, etc.

15. Incide en que debe simplificarse el proceso de reconocimiento de mezclas de combustibles, al entender que se dispone de información histórica suficiente para su estandarización, revisable cada periodo.
16. En cuanto al procedimiento correspondiente a la resolución de compatibilidad, considera que los plazos son muy largos; según la redacción actual, el plazo para que DGPEM resuelve sería aproximadamente un año. Por ello, solicita se ajusten los mismos para reducir el tiempo de emisión de dicha resolución.
17. Considera que la fecha de presentación de las auditorias anuales (31 de marzo) es incompatible con la propia normativa mercantil y discriminatoria respecto a otras actividades reguladas tal como las centrales de carbón nacional, para las que se fija como fecha de entrega de las auditorias anuales el 15 de julio. Por todo ello, solicita la modificación de dicha fecha y se fije el 31 de julio de cada año, en relación con la información del año inmediatamente anterior.
18. Solicita que el reparto de los ingresos del despacho del OS entre los productores ha de ser proporcional al coste total y no a la energía; lo contrario sería a su juicio discriminatorio.

19. Señala que el sistema de incentivos al OS planteado presenta deficiencias al estar basado únicamente en objetivos de reducción de consumos específicos e ignorar el resto de costes; por ello, este grupo empresarial solicita que se tengan en cuenta todos los costes del Sistema, incluyendo los costes asociados a los niveles de reserva que se programen y su adecuada optimización y gestión.
20. La Propuesta contempla el establecimiento de una señal de precio para la compra de energía en los SENP. Es preciso garantizar que el precio al que el comercializador de referencia (COR) compre en el despacho de los SENP sea el mismo coste de la energía que se incorpora en el cálculo del precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC) específico de los SENP, de modo que se evite cualquier perjuicio a dicho COR.
21. La propuesta divide el actual peaje 6.1 en dos, hasta 30 kV y entre 30 y 36 kV. Es necesario remarcar que conforme a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) cualquier medida que afecte a los peajes de acceso debe garantizar la suficiencia tarifaria.

Un Gobierno de una Comunidad Autónoma considera positiva la revisión de la actual regulación de la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en estos territorios no peninsulares, de modo que contribuya no solo a reducir el actual coste que supone la compensación extrapeninsular para el conjunto del sistema, sino que también promueva la mejora en la eficiencia de las centrales, la eficiencia en la gestión técnica de estos sistemas, la introducción de competencia en el sector de generación y la mayor participación de las energías renovables en la producción eléctrica. No obstante, echa en falta un análisis pormenorizado del impacto tanto económico como presupuestario que se pretende conseguir con esta Propuesta.

Además, esta misma Comunidad realiza las siguientes observaciones particulares:

1. En cuanto a la equiparación del régimen retributivo de las instalaciones de cogeneración y aquellas que utilicen como energía primaria biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales al de las centrales térmicas convencionales, alega que la Propuesta debería recoger esta especificidad retributiva no sólo en la exposición de motivos, sino también en el articulado.
2. Sugiere la inclusión en el artículo 1.1.a) de las instalaciones de producción con energías renovables asociadas a equipos de almacenamiento de energía que permitan verter a la red una producción gestionable.
3. En lo que se refiere al procedimiento de despacho y liquidación de la generación, considera necesario que se incluya en el articulado una referencia expresa a la prioridad de despacho de la energía eléctrica procedente de instalaciones que utilicen fuentes de energía renovables, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.
4. En cuanto al informe de cobertura de la demanda a largo plazo (artículo 10), esta Comunidad incide en lo siguiente:

- Echa en falta que el antedicho informe no tome como base el parque generador y la red de transporte existentes para realizar la valoración técnica de necesidades de nuevas instalaciones de generación.
 - Considera conveniente que se especifiquen los plazos en los que el MINETUR solicitará informe a la CNMC y ésta evacuará el mismo.
 - Sugiere que la Comunidad o Ciudad Autónoma afectada deberá informar sobre el grado de compatibilidad de los diferentes escenarios que contemple su informe con los objetivos contemplados en la planificación desarrollada en el ámbito autonómico,
5. Considera que, para mayor claridad, el término «*bombeos*» debería únicamente reservarse a los bombeos susceptibles de ser asignados al OS por garantía de suministro, seguridad del sistema e integración de energías renovables. En consecuencia, propone que sea sustituido el referido concepto por «*instalaciones hidroeléctricas no fluyentes*» en los artículos 11 y 21 de la Propuesta.
 6. En relación con el artículo 15 «*Determinación de la potencia prevista necesaria*», propone ampliar el plazo (de 15 días a 1 mes) del que dispondrían las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas para poder evacuar su informe correspondiente. Además, incide en la necesidad de que se especifique el plazo máximo para que la DGPEM dicte resolución.
 7. Solicita que las resoluciones de modificación de los parámetros económicos y técnicos sean comunicadas a las Comunidades Autónomas al igual que ocurre con las resoluciones de aprobación de los mismos
 8. Sobre la tramitación de las solicitudes en el procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad (artículo 48), considera que entre las cuestiones a informar por las Comunidades o Ciudades Autónomas afectadas se debe incluir si las instalaciones son compatibles con los objetivos contemplados en la planificación desarrollada por la Comunidad o Ciudad Autónoma correspondiente. Asimismo, solicita que se especifique el plazo para que la DGPEM solicite informe a la CNMC.
 9. El artículo 49 «*Resolución del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad*» no contempla la posibilidad de que no se presente ninguna solicitud de compatibilidad, o en su caso, cómo se procedería con respecto a la potencia adicional necesaria no cubierta con las solicitudes presentadas. Esta misma Comunidad considera conveniente que se aclare si es posible la apertura de un nuevo plazo para la presentación de nuevas solicitudes de compatibilidad para cubrir la totalidad de la potencia adicional necesaria, o si por el contrario, se procedería a convocar concursos de nueva capacidad para cubrir estas necesidades.
 10. En relación con el artículo 77 «*Procedimiento de asignación de la titularidad*», sugiere que en aquellos casos en los que la previsión de costes de generación con retribución regulada del sistema, aprobada por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, contemple la necesidad de instalar

bombes en un sistema aislado por garantía de suministro, seguridad del sistema e integración de energías renovables no gestionables, el OS presentará una propuesta concreta de central o centrales no sólo al MINETUR sino también a la Comunidad o Ciudad Autónoma afectada.

Una empresa dedicada al diseño, construcción y operación de centrales de energía de alta eficiencia ha remitido escrito en el que expone que a su entender la Propuesta no proporciona la seguridad necesaria para afrontar inversiones en generación a largo plazo; en particular, presenta las siguientes alegaciones:

1. Los valores unitarios máximos de inversión que establece el Anexo XV de la Propuesta —en particular para el caso de una central de motores diésel de cuatro tiempos— están a su juicio muy alejados de los valores de mercado para este tipo de instalaciones, pues a duras penas cubrirían siquiera el coste exclusivamente del motogenerador, sin considerar toda la aparamenta y demás instalaciones auxiliares imprescindibles para su operación. Estos valores deberían incluir los costes realistas de *toda* la inversión que supone la realización de una central.
2. En cuanto a la definición del valor auditado de la inversión de la instalación que establece el artículo 32, indica que no debería fijarse un límite máximo para el mismo.
3. Por último, solicita que se considere la tecnología de motores diésel con la adición de una turbina de vapor en ciclo de cola como un tipo más con objeto de poder tener derecho a percibir el régimen retributivo adicional que regula la Propuesta.

Una asociación sectorial de compañías eléctricas ruega que se tomen en consideración las siguientes alegaciones:

1. En relación con la Disposición final sexta de la Propuesta, que establece el procedimiento para el cálculo del coste de producción de la energía a considerar en la fijación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor (PVPC) en los territorios no peninsulares, esta asociación reclama que dicho procedimiento tenga en cuenta el coste que recientemente se ha imputado a los comercializadores de referencia (COREs) en relación con la dotación del nuevo Fondo Nacional de Eficiencia Energética previsto en el Real Decreto-ley 8/2014, del 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

A este respecto, indica que, en el segundo semestre del año 2014, se exigirán al conjunto de los comercializadores de energía 103 millones de euros, de los cuales 5,7 millones de euros corresponden a los COREs, de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo XII del referido Real Decreto-ley, lo cual según las estimaciones incluidas en esta alegación podría traducirse en un sobrecoste medio de 0,3 €/MWh aplicable a la energía comercializada en dicho período.

Por otra parte, subrayan que en el supuesto de que este coste no se considerase en la metodología de cálculo del PVPC se estaría obligando a los COREs a vender por debajo de su coste de suministro, comprometiendo la viabilidad económica de estas empresas, lo que, además de suponer un

obstáculo a la liberalización, podría ser entendido como un acto de competencia desleal sancionable por las autoridades de defensa de la competencia.

2. Esta asociación propone asimismo aprovechar la Propuesta para modificar el artículo 4.3 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, de modo que se aplique la separación contable no sólo de la actividad de suministro a los consumidores acogidos a PVPC, sino también del suministro a clientes acogidos a la TUR para consumidores vulnerables.
3. La asociación no comparte, al igual que otras alegaciones presentadas, el otorgamiento de la titularidad de determinadas instalaciones de bombeo al OS. Insiste en que es incompatible con la separación de actividades establecida en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, que refuerza las exigencias de separación entre los gestores de la red de transporte y la actividad de generación.
4. En cuanto a la Disposición final séptima, que modifica el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, sobre metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución, advierte que, a su juicio, aun tras las correcciones planteadas en la Propuesta quedarían algunos errores pendientes de rectificación. A este respecto, detalla diversas observaciones en relación con los artículos 10.1, 11.3, 12.3.a), 12.4, 12.5, 14.2, 14.3 b), 16.4, 20.1, 21.1.b), 25.3, 25.4, 25.6, 26, 28.2, 38 y Disposición derogatoria única. Asimismo, propone diferentes mejoras de redacción en relación con la potencia y tensión de suministro, los factores de eficiencia por aumento de la productividad, la extensión natural de red y el producto interior bruto previsto.

Varios grupos empresariales con presencia en distintas actividades del sector, que comparten la totalidad de las alegaciones inmediatamente anteriores, presentan las siguientes observaciones particulares adicionales:

1. Demandan que los desvíos de las comercializadoras en los territorios no peninsulares se calculen al menos por sistema o agrupados por la totalidad de la demanda de dichos territorios, no por subsistema como ocurre en la actualidad, pues el pequeño tamaño de los mismos conlleva desvíos siempre superiores en promedio a los registrados en el mercado peninsular, lo cual supondría una discriminación para los comercializadores activos en dichos territorios que se trasladaría como un sobrecoste a sus clientes. Adicionalmente, consideran necesaria la creación de Sujetos de Liquidación únicos en los sistemas no peninsulares o incluso Sujetos de Liquidación únicos junto con las unidades de la Península.
2. Respecto a la división de la actual tarifa de acceso 6.1 en dos tarifas diferenciadas en función del nivel de tensión (entre 1 kV y 30 kV y entre 30 y 36 kV) que establece la Disposición final quinta, estos grupos empresariales consideran que no se ha justificado en la Memoria Económica de la Propuesta.

Señalan además que esta división puede contravenir la Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, la cual no contempla esta escisión tarifaria. Finalmente, manifiestan que, en el supuesto de mantenerse la Propuesta, deberá existir un plazo suficiente desde su publicación hasta su aplicación efectiva en la medida que supone cambios en los procesos de facturación y gestión de clientes.

3. En cuanto a la Disposición final sexta, solicitan que se elimine cualquier referencia que pudiera dar lugar a la existencia de múltiples precios voluntarios para el pequeño consumidor, diferentes en cada territorio no peninsular y diferentes, a su vez, del peninsular, lo que contravendría lo establecido en el artículo 17.1 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
4. En relación con el punto anterior, y por lo que se refiere al artículo 73 sobre el cálculo del precio de adquisición de la demanda, rechazan el hecho de que en cada territorio no peninsular los comercializadores abonen un precio diferente por la adquisición de energía eléctrica. Advierten que, en esta situación, los comercializadores ofrecerían precios diferentes a los consumidores dependiendo del territorio en que se encontraran, lo que supondría una grave discriminación entre los consumidores de los diferentes territorios no peninsulares y una barrera de entrada a los comercializadores que quieran captar mercado en los mismos. Por ello, proponen que el precio de la energía eléctrica a adquirir por los comercializadores que actúen en territorios no peninsulares coincida como hasta ahora con el precio peninsular.

El OS valora muy positivamente la introducción de medidas que incentivan la máxima disponibilidad efectiva del parque generador, así como una mayor eficiencia económica del despacho, tanto en lo que se refiere a las condiciones de incorporación de nueva generación como a los incentivos implícitos que aparecen para lograr unos menores costes variables dentro de un entorno cada vez más competitivo.

Manifiesta que resulta igualmente positiva la incorporación del tratamiento del bombeo, herramienta fundamental en la integración de renovables en los sistemas aislados y que posibilitará, en el contexto de estos sistemas, una reducción de los costes globales de la generación.

Por otra parte, indica que la Propuesta incorpora sustanciales mejoras respecto a la regulación de estos activos recogida en la versión informada por la CNMC en julio de 2013. Estas mejoras son, entre otras, las siguientes:

- Los grupos de bombeos asignados al OSa son caracterizados regulatoriamente como activos pertenecientes a la actividad de operación del sistema.
- La Propuesta define para estos activos una regulación específica e independiente de la actividad de generación

No obstante lo anterior, este sujeto presenta entre otras, las siguientes alegaciones;

- Diferenciar los costes de los grupos de bombeo asignados al OS de los costes de generación en las previsiones de costes regulados (artículo 11)
- Mejorar la definición de. i) la retribución por operación y mantenimiento fijo (artículo 34.5) y ii) los parámetros técnicos a efectos de despacho (artículo 38, 40, 66 y 68).
- Mejora de los incentivos en la retribución del OS en relación con el despacho.
- Aclaración y actualización de la información a facilitar al OS.
- Exención del pago de impuestos a la actividad de generación a las instalaciones de bombeo asignados al OS.
- Adaptar periodos de prueba a las necesidades de los sistemas eléctricos.
- Modificación de la redacción de los artículos 12.5, 19, 37, 47.3, 48.2, 63.3, 70.d), 72.3c), 77.1, 79, 80.1, 80.3, 81, Disposición adicional segunda, Disposición transitoria duodécima, Disposición transitoria decimotercera, Disposición transitoria decimocuarta, Disposición Final primera, Anexo I, Anexo III.

Una empresa que desarrolla y opera instalaciones de generación a partir de biomasa presenta las siguientes observaciones:

1. La ausencia en la Disposición final primera de la Propuesta de toda *familia* que utilice como fuente de energía la biomasa impide *de facto* que dichas instalaciones puedan acceder al régimen retributivo adicional; propone por lo tanto la inclusión expresa de una familia tecnológica de “turbinas de vapor de biomasa”, que a su vez podría subdividirse en tres grupos en función de la potencia instalada (por ejemplo hasta 25 MW, de entre 25 y 50 MW, y de potencia igual o superior a 50 MW, respectivamente).
2. Como consecuencia de lo expuesto en el punto anterior, la Propuesta no establece tampoco los parámetros técnicos y económicos aplicables a instalaciones de biomasa, tales que permitan calcular la retribución por costes de inversión así como por costes fijos y variables de operación y mantenimiento.
3. La Propuesta reconoce la gestionabilidad de plantas como las de biomasa, que son además renovables, y asimila su esquema retributivo al de los grupos convencionales a partir de combustibles fósiles, pero no clarifica suficientemente la prioridad de despacho de las tecnologías renovables —ya sean gestionables o no— respecto a las fósiles. Esta empresa propone una redacción alternativa que establezca un claro orden de precedencia en el despacho: renovables no gestionables primero, renovables gestionables después y por último térmicas fósiles.
4. Con el fin de mejorar el grado de transparencia del sistema, solicita que el resultado de los despachos horarios sea hecho público (primer, segundo y

tercer despacho, así como resolución de desvíos generación-demanda y la programación final así obtenida).

5. Solicita asimismo la supresión del artículo 56, pues considera discriminatorio que se impida la percepción del régimen retributivo adicional a aquellas plantas de bombeo no derivadas de un procedimiento de concurrencia competitiva ni asignadas al OS.

Una asociación de distribuidores de energía eléctrica solicita, en relación con la Disposición final séptima, que se permita a los distribuidores de menos de 100.000 clientes presentar sus planes de inversión anualmente (como es el caso con los grandes distribuidores), en lugar de hacerlo de forma trienal, sin posibilidad luego de modificarlos dentro de dicho periodo. Esta rigidez hace muy difícil su estricto cumplimiento, lo que tiene consecuencias negativas para la retribución de los distribuidores.

El Gobierno de una Comunidad Autónoma y el Gestor de la Red de Transporte no tienen comentarios a la Propuesta.

ANEXO II. Descripción detallada de la evolución del marco normativo de los SENP.

Singularidad de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares

Ya la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico –al igual que la vigente Ley 24/2013, de 26 de diciembre– dispuso que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollaran en los SENP podrían ser objeto de una reglamentación singular, debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial, su reducido tamaño y su carácter aislado.

Actualmente existen 10 subsistemas no peninsulares, ya que están conectadas mediante cables submarinos las islas de Mallorca y Menorca, Ibiza y Formentera (2 x 30 kV) y Lanzarote y Fuerteventura (130 kV + 66 kV). Además, a partir de agosto de 2012 comenzó a operar la Interconexión Península – Mallorca, IPM (2 x 250 kV, corriente continua), con una capacidad de 2 x 200 MW. Recientemente se ha aprobado una orden²⁰ ministerial que modifica parcialmente la planificación de la red de transporte para el período 2008-2016; contempla cuantiosas inversiones en nuevos enlaces interinsulares y con la Península que alcanzarían un total de 471,6 millones de euros. En concreto, las nuevas interconexiones previstas serían: 1) nuevo enlace submarino entre Tenerife y La Gomera; 2) refuerzo de la interconexión existente entre Lanzarote y Fuerteventura mediante nuevo enlace submarino de 132 kV; 3) refuerzo de la conexión Ibiza – Formentera mediante nuevo cable submarino de 132 kV, y 4) integración de Ceuta en el sistema peninsular mediante dos cables submarinos, también de 132 kV.

Las peculiares características físicas y geográficas de los SENP exigen, desde el punto de vista de la planificación y la adecuación de la generación, el mantenimiento de unos índices de cobertura²¹ superiores a los aplicados en la Península, y desde el punto de vista de la operación dinámica del sistema, una mayor capacidad de reserva rodante que compense parcialmente la reducida inercia de estos sistemas eléctricos²².

²⁰ Orden IET/1132/2014, de 24 de junio, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 6 de junio de 2014, por el que se modifican aspectos puntuales del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Electricidad incluido en la planificación de sectores de electricidad y gas 2008-2016.

²¹ Se entiende por índice de cobertura (IC) la ratio que relaciona la potencia de generación disponible con la carga máxima esperable en el sistema, para un determinado horizonte temporal. En la Península se toma como referencia un IC igual a 1,1; es decir, un 10% de margen de cobertura. En los SENP, el IC de referencia oscila entre 1,4 – 1,5 para las *islas mayores* (Mallorca, Gran Canaria, Tenerife) y 1,8 – 1,9 para las islas más pequeñas y para Melilla y Ceuta. A diferencia de la Península, donde el IC es un mero indicador, en el caso de los SENP determina el límite máximo de potencia sujeta a retribución por garantía de potencia.

²² La planificación establece (art. 2 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre) para cada SENP un requerimiento de reserva de potencia rodante específico superior al de la Península, definido de manera que la probabilidad de pérdida de carga (*Loss Of Load Expectation*, LOLE) sea inferior a 1 día cada 10 años. En el cálculo de los índices de cobertura, el valor de referencia a utilizar es de LOLE =0,2 horas/mes (equivalente a 2,4 horas/año). Esto implica que la potencia horaria disponible en cada sistema aislado sea igual o superior a: la suma de la demanda horaria prevista, *más* el 50% de la reserva de regulación primaria, *más* el 50 % de la reserva de regulación secundaria, *más* el 100 % de la reserva de regulación terciaria. Es decir, la potencia horaria

Esto implica restricciones técnicas y costes adicionales para gestionar la frecuencia y la tensión de la red de modo que se cumplan los criterios de calidad de suministro, que son los mismos que en la Península. Además, la relativamente reducida magnitud de la demanda no permite alcanzar las economías de escala características de sistemas como el peninsular. Estos factores, unidos al hecho de que la insularidad (o la llamada *doble insularidad*²³) incrementa las inversiones unitarias y los costes de operación y mantenimiento de los grupos de generación, conducen a que el coste de la actividad de producción sea superior en los SENP al observado en la Península.

Marco regulatorio y estructura de mercado

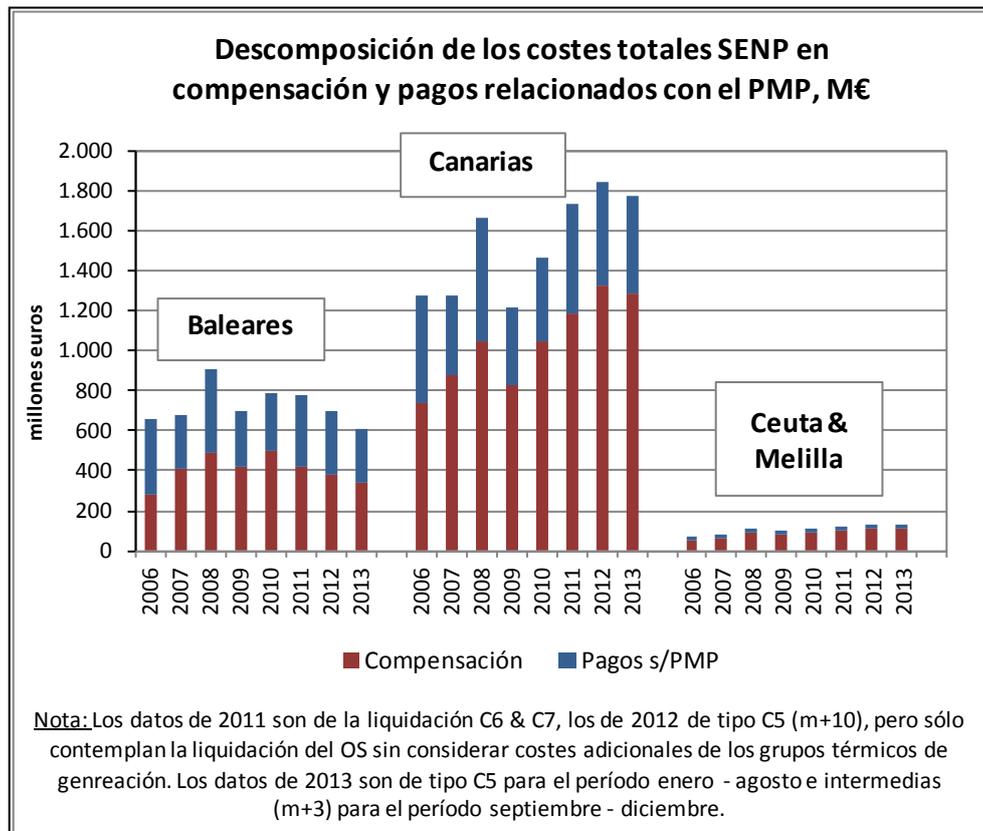
La diferencia fundamental de la regulación aplicable en los SENP respecto a la peninsular se refiere a la exclusión del sistema de ofertas de la actividad de producción de energía eléctrica acogida al anteriormente denominado régimen ordinario –por oposición al anteriormente denominado régimen especial, que comprendía las instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración y residuos–. Para dichas instalaciones de generación convencionales (casi exclusivamente centrales térmicas a partir de combustibles fósiles, pues en los SENP no hay nucleares ni apenas hidráulicas) se establecía un régimen regulado de costes reconocidos.

Como se ha visto, dichos costes son estructuralmente más elevados en los sistemas aislados que los resultantes del mercado peninsular, de modo que se dispuso que al importe de la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado peninsular (en un principio nacional, luego ibérico y en la actualidad acoplado con otros muchos sistemas europeos) se le pudiera añadir una compensación adicional que cubriera la diferencia necesaria para considerar todos los costes específicos de estos sistemas.

Con el fin de compatibilizar el reconocimiento de dicho *extracoste* (o diferencia sobre el coste registrado en el sistema de ofertas) con la aplicación en el conjunto del territorio nacional de precios únicos para un mismo tipo de suministro, se previó un sistema de reparto entre todos los consumidores eléctricos de los costes de producción de energía eléctrica que no pudieran ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en el ámbito territorial de los sistemas aislados.

disponible en cada sistema debe ser igual o superior a la suma de la demanda horaria *más dos veces* la potencia disponible del mayor grupo del sistema.

²³ Por *doble insularidad* se entiende la dificultad logística añadida que representa el desplazamiento a las *islas menores* de aprovisionamientos y medios humanos y materiales; habitualmente es necesario un segundo traslado desde la *isla mayor* más próxima.



Los principios anteriormente expuestos recogidos en la ley fueron objeto de desarrollo principalmente por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (RD 1747/2003), y sendas órdenes ministeriales que detallan el cálculo y la forma de retribución de los costes de generación variables y fijos, respectivamente: la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, respectivamente.

Hasta la publicación del citado RD 1747/2003, el principio de separación de actividades propugnado por la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico no había sido puesto en práctica en los SENP, donde existía un monopolio vertical y horizontalmente integrado en el que las distintas actividades eran desempeñadas por distintas filiales integradas en o mayoritariamente participadas por el Grupo Endesa (con la excepción de la distribución en la ciudades autónomas de Melilla y Ceuta). No fue hasta 2010 que se culminó el traspaso al Gestor de la Red de Transporte (REE en su calidad de transportista único) de los activos de transporte (líneas, subestaciones, trafos), que en los SENP, en atención a su reducido tamaño, son aquellos de tensión igual o superior

a 66 kV (en la Península la tensión tomada como referencia es 220 kV). Diferentes sociedades del Grupo Endesa siguen gestionando la mayor parte de las redes a un nivel de tensión inferior a 66 kV; también está integrado en dicho grupo el Comercializador de Referencia en Canarias y Baleares, así como el comercializador con una mayor cuota del mercado libre en los SENP. En generación, tradicionalmente todos los grupos en el antiguo régimen ordinario pertenecían a Endesa, con participación de inversores de diverso tamaño – Endesa incluida– en el antiguo régimen especial²⁴.

De acuerdo con la normativa anteriormente citada, el OS realiza en los SENP el despacho de las unidades de producción²⁵ por orden de mérito económico de acuerdo con sus costes variables²⁶, de forma análoga a como se hacía en todo el sistema nacional en la época del marco legal y estable que precedió a la liberalización del sector. Los costes variables se deben fundamentalmente al aprovisionamiento de combustible (sólo en Baleares hay suministro de gas natural, así como una central de carbón de importación; el *mix* de producción de los restantes SENP se basa fundamentalmente en distintos tipos de hidrocarburos líquidos); existen otros conceptos retributivos variables como el coste de arranque, el coste de reserva caliente, el coste variable de operación y mantenimiento y el coste de banda de regulación.

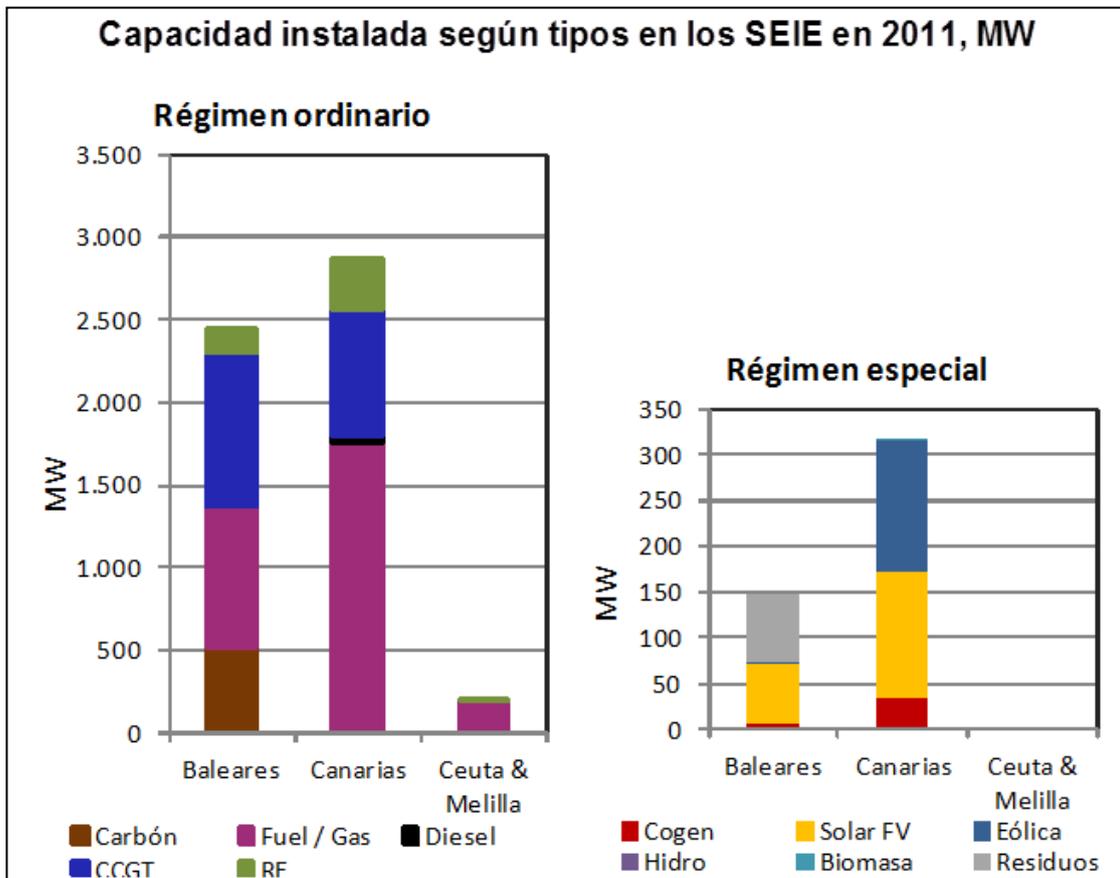
²⁴ En junio de 2011, la cogeneración de 37 MW de la refinería de CEPSA en Tenerife (COTESA), al cumplir sus primeros 15 años de operación, pasó del régimen especial al régimen ordinario, siendo el único grupo generador en dicho régimen no integrado en el Grupo Endesa.

²⁵ En el período comprendido entre la entrada en vigor del RD 1747/2003 y la aplicación de la Orden ITC/913/2006, el despacho fue realizado por el Operador del Mercado.

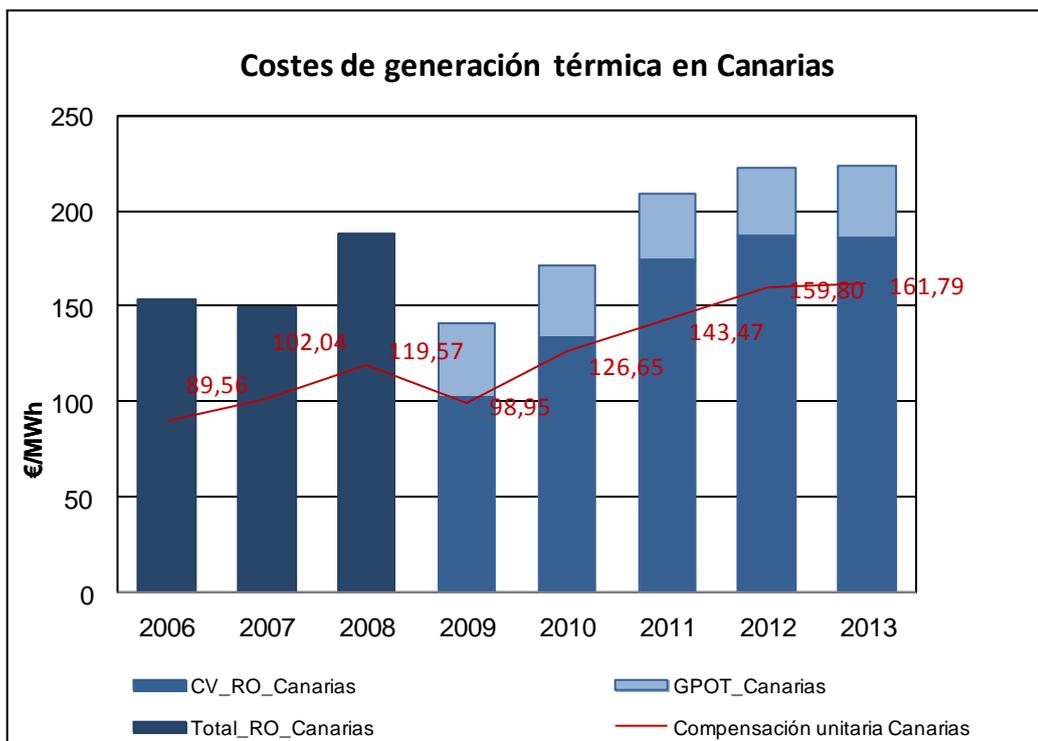
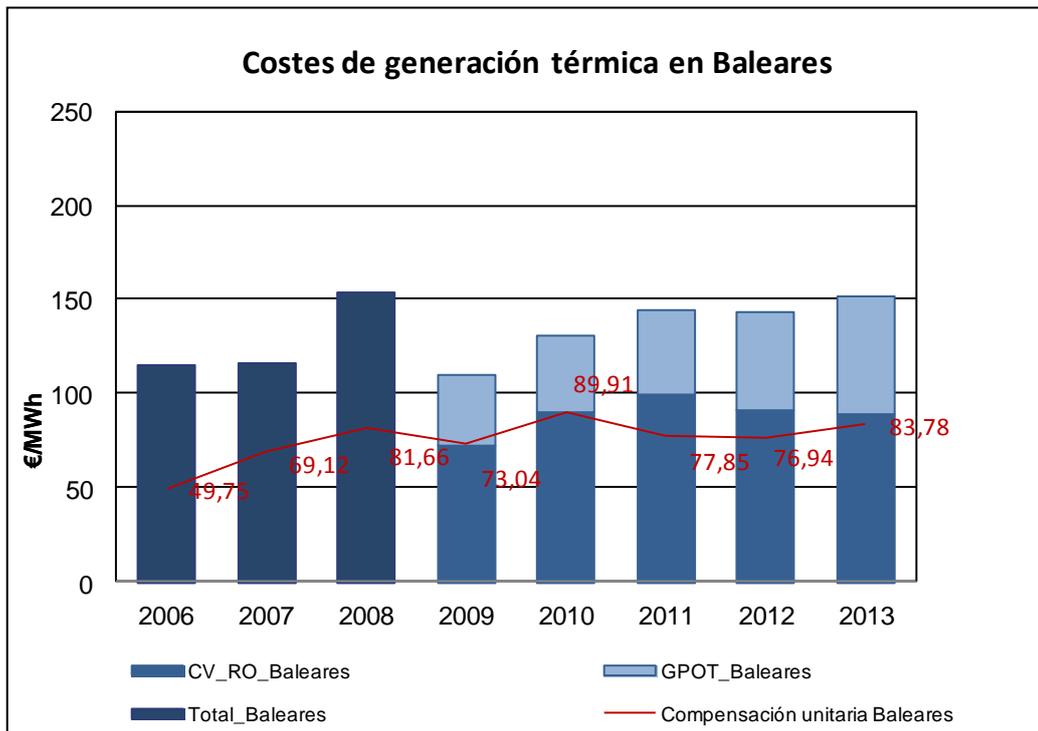
²⁶ El despacho económico en los SENP se realiza por costes variables crecientes, en el que participan las instalaciones de generación en régimen ordinario hasta cubrir la demanda en cada sistema. La generación en régimen especial, al igual que en la Península, tiene preferencia en el orden de mérito, siempre y cuando técnicamente sea viable su entrada.

Teniendo en cuenta el cumplimiento de las restricciones técnicas y ambientales, el despacho se realiza en dos etapas:

- 1) Despacho inicial con criterio exclusivamente económico: en esta primera etapa se procede a programar la generación y reserva rodante de cada grupo, para cada una de las horas, considerando un sistema de nudo único. Para ello se minimizan los costes variables teniendo en cuenta las características de cada grupo.
- 2) En una segunda etapa se analizan las posibles restricciones impuestas por la red de transporte, por violación de los límites establecidos a las variables de control del sistema en estado normal de funcionamiento, y ante las contingencias establecidas en los Procedimientos de Operación (P.O. –SEIE) de aplicación.



Se previó también una retribución por otros conceptos de naturaleza fija, llamados en su día garantía de potencia, que buscaba mantener un adecuado nivel de reserva o adecuación de la generación respecto a la demanda (más exigente en estos sistemas por razón de su aislamiento) mediante la retribución de la inversión en los activos de producción –teniendo en cuenta el sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas– y los costes de operación y mantenimiento fijos.



Con objeto de poder evaluar regularmente la idoneidad de aquellos parámetros cuyo valor pueda verse afectado por el modo de funcionamiento y el régimen de explotación de las centrales sujetas a la normativa descrita, se aprobó la

Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. No obstante, no ha sido con carácter general hasta la primera mitad de 2014 que se ha tenido acceso a la información contenida en dichas auditorías, referida a los datos de producción del ejercicio 2011.

En este mismo sentido, la *Resolución de 3 de agosto de 2012 de la DGPEM, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares* establece el proceso a seguir para calcular los repetidos parámetros. No obstante, esta resolución no establece una metodología para la estandarización de los resultados obtenidos, tal que permita hacerlos extensivos a las diferentes *familias* (clasificadas por tecnología, combustible y tamaño) de grupos de generación.

Por otra parte, la llamada *compensación extrapeninsular* no ha resultado ajena a la creciente disparidad entre ingresos y costes de las actividades con retribución regulada que ha generado el *déficit de tarifa* que arrastra el sistema eléctrico. En el extenso Informe sobre el Sector Energético Español de 7 de marzo de 2012, que la extinta CNE elaboró a petición de la SEE, se enumeran una serie de propuestas orientadas a mejorar la eficiencia de la actividad de producción en los SENP, reforzando el objetivo de garantizar un suministro eléctrico de calidad al menor coste posible. Desde entonces se han sucedido varias normas que han modificado diversos aspectos de la regulación, normas que culminan ahora con esta Propuesta, que refunde el real decreto precedente de 2003 y las órdenes ministeriales de 2006:

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo²⁷, establece los criterios a tener en cuenta a la hora de determinar la retribución de la generación del anteriormente denominado régimen ordinario en los SENP, así como un mandato al Gobierno para revisar de acuerdo con dichos criterios el modelo retributivo de costes fijos y variables de estas centrales de generación. Suprime asimismo la retribución en concepto de garantía de potencia para los grupos cuya vida útil haya finalizado²⁸.

²⁷ 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.

²⁸ La disposición final cuarta del RD-ley 13/2012 suprime el último párrafo del artículo 6.4 del RD 1747/2003, que rezaba como sigue:

“Cuando finalice la vida útil de las instalaciones, la retribución de la garantía de potencia de los grupos se reducirá a los costes auditados de operación y mantenimiento y los de extensión de la vida útil que serán el 50 por ciento de los cobrados en el último ejercicio.”

El Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio²⁹, estableció el 1 de enero de 2012 como fecha a partir de la cual serían de aplicación las revisiones del modelo retributivo, incorporando ya las siguientes: supresión de la retribución de los gastos de naturaleza recurrente (re inversiones parciales en los activos de generación); reducción en un 10% de la retribución por costes fijos de operación y mantenimiento, y reducción de la tasa de retribución financiera (el diferencial con respecto a la deuda pública se reduce de 300 a 200 pp.bb.).

La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, establece dos tipos de impuestos con impacto directo sobre los costes variables: un impuesto del 7% aplicable a todos los ingresos por venta de energía, y el llamado *céntimo verde* que recae sobre el consumo de combustibles fósiles (carbón, gas, fuel y gasoil).

El Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, establece que con efectos 1 de enero de 2013, en todas las metodologías de actualización de retribuciones, tarifas y primas aplicables a las diferentes actividades reguladas del sector eléctrico –incluida la generación en régimen ordinario en los SENP–, se reemplacen las referencias al Índice de Precios de Consumo (IPC) por el índice de precios de consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos (*inflación subyacente*).

La Ley 17/2013, de 29 de octubre para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, tiene por objeto introducir un mayor grado de competencia y un nuevo régimen retributivo en los SENP con el fin de proporcionar señales económicas más eficientes. Así, se restringe el acceso al régimen retributivo adicional a grupos empresariales que no alcancen una cuota del 40% en potencia instalada de generación³⁰, y se introduce un mecanismo de concurrencia para el aprovisionamiento de combustibles³¹, el cual concreta precisamente la Propuesta ahora informada. Para la consecución de estos objetivos refuerza en gran medida el papel del OS en cuanto a la planificación de infraestructuras, así como en relación con la evolución del *mix* energético, favoreciendo la integración de un aporte creciente de renovables no gestionables. Con este fin establece el traspaso de la titularidad de las instalaciones de bombeo al OS, al entender que las mismas “*tendrán como finalidad garantizar la adecuada gestión de estos sistemas*”³² (también se refuerza

²⁹ Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

³⁰ Esto implica que potenciales nuevas instalaciones del Grupo Endesa no tendrían acceso a retribución adicional.

³¹ Se requiere además a Endesa a entregar los contratos de aprovisionamiento de combustibles en el período 2009-2012.

³² Está directamente relacionada con esta Ley la Orden IET/728/2014, de 28 de abril, por la que se resuelve aceptar la renuncia presentada por UNELCO a la ejecución de la Central Hidráulica Reversible de 200 MW de Chira-Soria en Gran Canaria e imponerle la obligación de transmitir al operador del sistema el proyecto, y en su caso, las instalaciones de la referida central.

en paralelo el papel desempeñado por el gestor técnico del sector gasista adjudicándole la titularidad de las futuras instalaciones de regasificación en Canarias).

Por fin, las bases del régimen retributivo adicional se especifican en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico³³ (en adelante LSE). Su artículo 14.5 dispone que los conceptos incorporados en la retribución de la actividad de producción incluirán el precio resultante de los mercados diario e intradiario, los servicios de ajuste así como, en su caso, la retribución adicional (aplicable si la actividad se desarrolla en los SENP) o la retribución específica (aplicable si se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos).

La retribución adicional tiene por objeto cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación en que incurre el productor en los SENP y los ingresos obtenidos a partir de los restantes conceptos retributivos, de acuerdo con los siguientes principios:

- 1) Únicamente se tendrán en cuenta *extracostes* específicamente ligados a la ubicación territorial de los SENP.
- 2) Los costes de inversión y explotación se fijarán tomando como referencia determinadas *instalaciones tipo* operadas por una empresa *eficiente y bien gestionada*.
- 3) La tasa de retribución financiera queda ligada al interés de las Obligaciones del Estado a diez años más un diferencial que se entiende adecuado al desempeño de una actividad de bajo riesgo.

Cabe destacar otra normativa recientemente aprobada de aplicación a la producción de energía eléctrica en los SENP, a saber:

- 1) Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares³⁴.

Esta norma desarrolla lo previsto en la Disposición adicional quinta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio³⁵, y establece un régimen retributivo específico para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las instalaciones existentes que se ubiquen en los SENP, y prevé que la asignación de dicho régimen retributivo

³³ El artículo 12.2 de la anterior Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, ya contemplaba un régimen retributivo adicional aplicable a la producción en los entonces denominados sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

³⁴ La propuesta que ha dado lugar a esta orden ha sido informada por la CNMC con fecha 12 de junio de 2014.

³⁵ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos; la propuesta que ha dado lugar a este real decreto fue informada por la CNMC con fecha 17 de diciembre de 2013.

y el valor estándar de la inversión se determinarán mediante un procedimiento de concurrencia competitiva, salvo en aquellos supuestos previstos en la Disposición transitoria duodécima de la LSE³⁶. La orden concreta además la cuantía del *incentivo a la inversión* por reducción del coste de generación previsto en el artículo 18 del antedicho real decreto.

- 2) Resolución de 31 de julio de 2014, de la DGPEM por la que se definen los criterios por los que se considera que una instalación de producción en los SENP tiene un índice de funcionamiento reducido³⁷.

Esta norma desarrolla lo previsto en la Disposición adicional primera (*Órdenes de arranque a las instalaciones de producción en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*) de la antes citada Ley 17/2013, de 29 de octubre. El incumplimiento de dichas instrucciones de arranque bajo determinadas circunstancias conllevaría la pérdida de la retribución por garantía de potencia.

- 3) Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE)³⁸.

Esta norma desarrolla lo previsto en la Disposición adicional decimoquinta (*Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares*) de la LSE, la cual prevé que desde el 1 de enero de 2014 dicho extracoste sea financiado en un 50 por ciento con cargo a los PGE, y desarrolla un mecanismo de control y reconocimiento de dichas compensaciones presupuestarias, así como su procedimiento de liquidación provisional y definitiva.

³⁶ Esta disposición transitoria exceptúa, con carácter extraordinario y hasta el 31 de diciembre de 2014, la aplicación del referido procedimiento de concurrencia para determinadas tecnologías de generación renovables cuando su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación del sistema eléctrico y siempre que su puesta en servicio se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2016.

³⁷ Informada por la CNMC con fecha 12 de junio de 2014.

³⁸ Informado por la CNMC con fecha 10 de julio de 2014.

