

ACUERDO POR EL QUE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE MODIFICAN DISTINTAS DISPOSICIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

Expediente nº: IPN/CNMC/028/17

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D.^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 3 de octubre de 2017

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la propuesta de *'Orden por la que se modifican distintas disposiciones en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares'* (en adelante *'la propuesta'*), la Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2 a), 5.3 y 7, 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:

1. ANTECEDENTES

El 28 de julio de 2017 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) adjuntando para informe la propuesta, acompañada de su correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN). El mismo 28 de julio de 2017, y teniendo en consideración lo previsto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, la propuesta se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte días hábiles a contar desde la recepción de la documentación, esto es, hasta el 28 de agosto de 2017. Las respuestas recibidas se adjuntan como anexo a este informe.

La propuesta tiene por objeto modificar determinadas disposiciones del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (RD 738/2015)¹, en virtud de las habilitaciones previstas a tal efecto para su implementación mediante orden ministerial.

- i) *Redefinir como uno solo los hasta ahora dos sistemas eléctricos aislados que constituyen el territorio no peninsular (TNP) de Illes Balears.*

Se reconoce así su integración total gracias a la puesta en servicio de una nueva conexión submarina interinsular que une los sistemas eléctricos de Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, tal y como fueron establecidos en su día por el artículo 3 ('Definición de los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares') del RD 738/2015.

La habilitación para esta modificación consta en el apartado 3 del propio artículo 3 del RD 738/2015².

- ii) *Establecer una nueva metodología para el cálculo del precio horario de adquisición de la demanda y del precio horario de venta en el despacho.*

La metodología ahora aplicada según el anexo I del RD 738/2015 se basa en un factor de apuntamiento que varía en función de la evolución de los costes variables de generación a lo largo del año móvil precedente, sistema a sistema.

Se considera que dicha metodología no ha servido adecuadamente a su propósito, que es incentivar el desplazamiento de la demanda de las horas punta a las horas valle, por lo que se propone utilizar un nuevo factor de apuntamiento que varía en función de la evolución diaria de la propia

¹ El RD 738/2015 constituye el desarrollo normativo clave de lo previsto en el artículo 10 ('Actividades en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares') de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, según el cual «*Las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares podrán ser objeto de una reglamentación singular que atenderá a las especificidades derivadas de su ubicación territorial y de su carácter aislado, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas.*»

Las sucesivas propuestas normativas que dieron lugar a este real decreto fueron objeto de los informes IPN/DE/0008/14, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 23 de septiembre de 2014 (<https://www.cnmc.es/expedientes/ipnde000814>) y, anteriormente, del Informe 21/2013 de la por entonces Comisión Nacional de Energía (CNE), aprobado por su Consejo con fecha 10 de septiembre de 2013 (<https://www.cnmc.es/expedientes/informe-cne-0212013>).

² El apartado 3 del artículo 3 prevé que «*En aquellos casos en los que se produzca una unión mediante redes eléctricas de dos o más sistemas eléctricos aislados de tal manera que se permita la integración en un único sistema, por Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se procederá a revisar la definición de los sistemas eléctricos aislados.*»

demanda prevista. Se tiene además que la metodología actual devendría en todo caso inaplicable en la práctica, pues no habría ya un histórico disponible para el TNP balear en su nueva configuración), agregando en su caso la demanda de los sistemas que constituyan cada TNP³.

La habilitación para esta modificación está prevista en el apartado 2 de la disposición final segunda ('Desarrollo y aplicación del real decreto') del propio RD 738/2015⁴; ese apartado se refiere a la revisión y actualización de los anexos del real decreto.

- iii) Revisar los factores de emisión de CO₂ para referirlos a la potencia entregada en barras de central (en lugar de a la potencia en barras de alternador)*

El artículo 37 ('Retribución por costes de los derechos de emisión') del repetido RD 738/2015 define dicha retribución, en base horaria, como el producto de: i) la «potencia horaria en MW en barras de central en la hora *h* aportada por el grupo *i* del sistema eléctrico aislado *j* en estado de marcha», ii) el precio en [€/tCO₂] de los derechos de emisión de liquidación, y iii) los «factores de emisión (*fie*) establecidos en el apartado 4.[A.]a del Plan Nacional de Asignación [PNA] de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya».

Pues bien, los factores de emisión por tecnología incluidos en el PNA están referidos a producción de energía eléctrica bruta, en barras de alternador, por lo que se producía una incoherencia al aplicarlos a la potencia neta de pérdidas en auxiliares de generación (es decir, en barras de central) que luego había de ser corregida, cada año, al publicarse la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) por la que se aprueba el reconocimiento de la cuantía definitiva de los costes de generación.

La propuesta plantea una tabla análoga a la del PNA, pero los valores de cuyos factores de emisión por tecnología en [tCO₂/MWh] han sido revisados al alza para compensar la diferencia entre potencia bruta y neta.

- iv) Corregir algunos errores técnicos en los anexos.*

³ Tras la integración de los dos sistemas que hasta ahora constituían el TNP de Illes Balears, ya solo el TNP de Canarias consta de varios sistemas, en número de seis (uno por isla, salvo en el caso de Lanzarote-Fuerteventura, que están conectadas entre sí).

⁴ El apartado 2 de la disposición final segunda establece que «Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo [hoy Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital] se podrán modificar los anexos incluidos en este real decreto.»

El RD 738/2015, que es una norma extensa, contiene un total de dieciséis anexos; debe tenerse presente que reúne en una sola pieza normativa el decreto y las dos órdenes precedentes que expresamente deroga (una orden cubría los costes variables; otra, los fijos), cada una de las cuales contaba a su vez con varios anexos que detallaban pormenorizadamente la parametrización técnico-económica de las instalaciones de generación ubicadas en los TNP acogidas al entonces denominado 'régimen ordinario', por familias tecnológicas, por sistemas aislados y, finalmente, grupo a grupo⁵.

Con el fin de completar, actualizar o rectificar algunas de las tablas que recopilan los parámetros técnicos y económicos considerados en los cálculos retributivos, se propone modificar partes de los anexos números: III ('Revisión de datos técnicos y económicos de despacho y de parámetros técnicos y económicos de liquidación'), XII ('Parámetros técnicos y económicos de retribución para el primer periodo regulatorio'), XIII ('Datos técnicos y económicos de despacho'), XIV ('Parámetros a aplicar para el cálculo de la retribución desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del real decreto'), así como XVI ('Valor de la inversión reconocida de las instalaciones categoría A'⁶).

La habilitación para esta modificación está prevista en el citado apartado 2 de la disposición final segunda del RD 738/2015.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA

La propuesta consta de preámbulo, cuatro artículos, una disposición derogatoria, cuatro finales y un anexo:

⁵ En efecto, el apartado 1 de la disposición derogatoria única de RD 738/2015 establece que «*quedan derogados expresamente:*

a) *El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

b) *La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

c) *La Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.»*

⁶ Según el apartado a) del artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015, «*dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.»*

El preámbulo y el artículo 1 exponen el objeto de la norma, descrito en el apartado anterior 'Antecedentes'. El artículo determina su ámbito de aplicación, que engloba todos los sujetos definidos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), que ejerzan sus actividades en alguno de los sistemas eléctricos aislados de los TNP.

El artículo 3 redefine los sistemas eléctricos aislados del TNP de Illes Balears establecidos en el artículo 3 del RD 738/2015, reconociendo la integración total del sistema eléctrico de Mallorca-Menorca con el de Ibiza-Formentera, gracias a la puesta en servicio y conclusión de las pruebas del segundo circuito que une las islas de Mallorca e Ibiza⁷. (Consecuentemente, la disposición derogatoria única deroga expresamente el artículo 3.2 del propio RD 738/2015, donde se enumeran los sistemas eléctricos aislados por TNP.)

El artículo 4 establece (mediante la remisión a un anexo) los factores de emisión en [tCO₂/MWh] de las instalaciones ubicadas en los TNP, obtenidos a partir del apartado 4.A.a del PNA y referenciados a barras de central, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 37 del RD 738/2015.

El apartado 1 de la disposición final primera modifica el anexo I del RD 738/2015, y establece una nueva metodología para el cálculo tanto del precio horario de adquisición de la demanda como del precio horario de venta en el despacho mediante —entre otros cambios— la redefinición de la fórmula de cálculo del llamado apuntamiento horario. Los apartados 2 al 7 de la misma disposición final primera introducen modificaciones en los anexos III, XII, XIII, XIV y XVI del RD 738/2015, relativos a la parametrización técnico-económica de aplicación para la realización del despacho y el cálculo de la retribución adicional de determinados grupos de generación.

Las disposiciones finales segunda a cuarta establecen, respectivamente: i) el título competencial al amparo del cual se dicta la norma, ii) la habilitación al Secretario de Estado de Energía para dictar cuantas resoluciones sean necesarias para su aplicación, y iii) la fecha entrada en vigor, que se fija en el día siguiente al de su publicación.

⁷ Esta interconexión fue objeto del 'Informe sobre la propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se autoriza a REE la línea subterránea-submarina a 132 kV, doble circuito, entre la subestación de Santa Ponça en Mallorca y la subestación de Torrent en Ibiza, y de la obra civil del tramo terrestre en Ibiza de la línea eléctrica entre la subestación de Torrent en Ibiza y la subestación de Formentera y se declara, en concreto, su utilidad pública', aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de 26 de noviembre de 2013.

3. CONSIDERACIONES

3.1 Sobre el artículo 4 ('Factores de emisión').

El artículo 37 ('Retribución por costes de los derechos de emisión') del RD 738/2015 define «*La retribución por costes de los derechos de emisión de un grupo, expresado en euros, para un periodo determinado, [...] como sumatorio de la retribución por costes de los derechos de emisión horario, C_{CO2Lh} .*»

A su vez, «*La retribución por costes de los derechos de emisión horario en € es:*

$$C_{CO2Lh} = p(i,h,j) * P_{CO2L} * fie$$

Siendo:

$p(i,h,j)$: Potencia horaria en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en estado de marcha.

P_{CO2L} : Precio de los derechos de emisión de liquidación, expresado en €/tCO₂. La Dirección General de Política Energética y Minas aprobará el precio de los derechos de emisión de liquidación, que se calculará anualmente como la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado secundario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año para el que se efectúa la liquidación.⁸

fie : Factores de emisión (fie) establecidos en el apartado 4.[A.]a del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, o norma que lo sustituya.»

⁸ Véanse las Resoluciones de la DGPEM de fechas 5 de febrero de 2016, 18 de abril de 2016 y 7 de marzo de 2017 (publicadas en los «BOE» de 16 de febrero de 2016, 28 de abril de 2016 y 17 de marzo de 2017, respectivamente) por las cuales se aprobaron los precios de los derechos de emisión de liquidación para los años 2012, 2013 y 2014 (la primera de ellas), 2015 (la segunda) y 2016 (la tercera).

A este respecto, debe tenerse presente que aunque la entrada en vigor del RD 738/2015 se fijara en el 1 de septiembre de 2015, en virtud de lo establecido en el apartado 1 del artículo 37 ('Establecimiento de medidas en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares') del Título VII ('Medidas para la supresión de desajustes entre los costes e ingresos en el sector eléctrico') del Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad, «*Los costes fijos y variables de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, resultantes de la aplicación de las revisiones que se establezcan en las disposiciones que desarrollen el 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, serán de aplicación para la retribución de los costes de generación reconocidos a los generadores en régimen ordinario en dichos sistemas desde el 1 de enero de 2012.*».

Se tiene que, de un lado, los factores de emisión (fie) definidos por tecnología incluidos en el PNA están referidos a *producción en barras de alternador* (es decir, generación de energía eléctrica bruta). De otro lado, siempre según el citado artículo 37 del RD 738/2015, la retribución por derechos de emisión se calcula a partir de la potencia horaria (que, al realizarse el sumatorio de todas las horas de producción, equivale a energía generada) *en barras de central* (es decir, neta de pérdidas en auxiliares de generación y posibles transformaciones internas).

De acuerdo con lo anterior, se venía produciendo una incoherencia en el cálculo de los costes retribuidos por derechos de emisión, cual es la aplicación a la potencia en barras de central de unos factores definidos en barras de alternador. Esta discrepancia debía luego ser compensada, en cada ejercicio, al publicarse la correspondiente Resolución de la DGPEM por la que se aprueba el reconocimiento de la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los TNP para cada sujeto productor⁹.

La propuesta plantea una tabla análoga a la del PNA, pero los valores de cuyos factores de emisión por tecnología en [tCO₂/MWh] han sido revisados al alza para compensar la diferencia entre potencia bruta y neta. Los coeficientes de corrección empleados oscilan aproximadamente entre 1,03 y 1,10 p.u. en función de la tecnología (es decir, son entre un 3% y un 10% superiores a los que serían de aplicación de referirse la potencia a barras de alternador, en lugar de a barras de central). Estos coeficientes se basan en promedios obtenidos a partir de mediciones auditadas aportadas por los productores y son consistentes con los habitualmente observables en instalaciones de tecnología y tamaño comparables.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la modificación propuesta se considera positiva: adapta la clasificación del PNA de modo que pueda aplicarse

⁹ En particular, en una de dichas resoluciones correspondiente al ejercicio 2014 se admite que:

«Efectivamente, el artículo 37 [...] establece el método de cálculo de la retribución por costes de emisión a partir de la potencia en barras de central y los factores de emisión establecidos en el Plan Nacional de Asignación [...]. En este sentido, la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero establece el procedimiento de asignación individualizada de derechos de emisión, que corresponde al Consejo de Ministros. En la notificación individualizada a los grupos [...] firmada por la Directora General de la Oficina Española de Cambio Climático con fecha [...] de 2013 se explica el procedimiento para la determinación de las emisiones y asignaciones y se indica que para el cálculo de las emisiones previstas se emplean los factores de emisión multiplicados por la energía bruta anual.

A la vista de lo anterior y como el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y los factores de emisión del Plan Nacional de Asignación están referidos a unidades distintas (la primera a la energía en barras de central y la segunda a la energía bruta), se debe de establecer una correlación entre las mismas.»

a la potencia entregada según la definición del RD 738/2015, y evitará en lo sucesivo tener que reconocer la diferencia de forma extraordinaria, mediante un cálculo adicional.

No obstante lo anterior, se recomienda distinguir, en la tabla ahora incluida como anexo I a la propuesta, los factores de emisión de los motores diésel en función de si el combustible empleado es un hidrocarburo líquido (es el caso más habitual) o gas natural (posible, hoy día, en el TNP de Illes Balears). Así se especifica ya en el caso de la tecnología de ciclo combinado, para la cual se contemplan los combustibles gasóleo y gas natural, respectivamente, cada uno con su correspondiente factor de emisión. En efecto, para que la tabla resulte completa debe contemplar tantas combinaciones de tecnología y combustible como se den en la operación y despacho real en los sistemas eléctricos aislados.

Por último, se hace ver que el artículo 37 del RD 738/2015 hace referencia expresa a la tabla que consta en el PNA (aprobado también mediante una norma con rango de real decreto). La propuesta ahora informada proporciona una nueva tabla obtenida a partir de la del PNA a los efectos de la aplicación del citado artículo, pero ni modificaría aquella, ni pasaría a ser incluida dentro de uno de los anexos del RD 738/2015.

Esta última posibilidad debería ser valorada como alternativa a la mera inclusión de los nuevos factores de emisión referidos a barras de central solo en esta propuesta de orden, pues de lo contrario el RD 738/2015 perdería su carácter de norma 'autocontenida' (que es una de sus ventajas respecto al marco normativo precedente), quedando la concreción de estos factores, necesarios para el cálculo de la retribución por derechos de emisión, fuera de su redacción.

3.2 Sobre el apartado 1 de la disposición final primera (Modificación del Anexo I del RD 738/2015).

El objetivo del anexo I del RD 738/2015 era lograr que, aunque en base anual el precio medio aplicado a la demanda de cada sistema aislado fuera el mismo que el precio medio aplicado a la demanda peninsular, la demanda de cada sistema observara una modulación al menos mensual de precios obtenida a partir de la variación de los costes de generación de su propio sistema aislado.

En otras palabras: se pretendía dar una señal de precio a la demanda no peninsular que guardara relación, si no en términos absolutos, sí al menos en términos relativos y de modulación mensual, con los costes de la generación que realmente atiende dicha demanda, cuyo *mix* tecnológico, estacionalidad y volatilidad de precios poco tienen que ver con el de la generación peninsular.

Desde la Comisión se propuso primero y respaldó después, perseguir este objetivo, plasmado en la redacción del citado anexo. Ahora bien, transcurridos ya

dos años desde la entrada en vigor del RD 738/2015, se ha comprobado que el procedimiento adoptado no ha servido adecuadamente a su propósito, que no es otro que minimizar los costes globales de la generación, particularmente elevados en determinados sistemas aislados, aplanando en lo posible la curva de demanda, e incentivar su desplazamiento de las horas punta a las horas valle propias de cada sistema en concreto. A continuación se explica en detalle cómo funciona la metodología actual y por qué no ha resultado como se esperaba.

La metodología aplicada hasta la fecha y desde la entrada en vigor del RD 738/2015, el 1 de septiembre de 2015, para la «*determinación del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción*» está recogida en el anexo I del citado real decreto, que lleva ese título. Dicha metodología gira en torno a un llamado factor de apuntamiento que varía en función de la evolución de los costes variables de generación a lo largo del año móvil precedente, sistema a sistema, como sigue:

«*El precio horario de adquisición aplicable a los comercializadores, los consumidores directos, [...en el sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh] se obtendrá según la expresión siguiente:*

$$P_{\text{demanda}}(j) = P_{\text{anual-móvil-penin}} * Ah(j) / P_{\text{anual-movil-j}}$$

«*Siendo: [...]*

P_{anual-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 doce meses naturales anteriores al de la fecha de suministro, descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los costes por intercambios internacionales no realizadas por sujetos de mercado y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y en su caso, otros que se establezcan.

Ah(j): Apuntamiento en la hora h en el sistema eléctrico aislado j, expresado en €/MWh, calculado según la siguiente expresión:

$$Ah(j) = (CGvAh(j) + SSAAh) / Egh$$

[...]»

La definición detallada de las componentes del apuntamiento horario por sistema, Ah(j), es compleja¹⁰; baste a los efectos de este informe transmitir que

¹⁰ Los costes de generación variables de despacho en la hora h y el subsistema j, CGvAh(j), dependen a su vez de la suma de los costes homónimos (salvo los de arranque), de los grupos sujetos a régimen retributivo regulado, ya sea adicional o específico, y en su caso, de los costes variables de los servicios de ajuste prestados por las instalaciones de bombeo «*que tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de*

refleja cuán por encima (o por debajo) del coste de generación promedio en un sistema aislado está el coste de generación en una hora concreta, lo cual se traducirá en apuntamientos superiores (o inferiores) a la unidad.

Así, para obtener el precio horario de adquisición de la demanda, el producto del precio medio final peninsular del año móvil por el apuntamiento es luego dividido por el precio medio de los costes variables de cada sistema eléctrico aislado j , también del año móvil (obtenido a partir de la media ponderada de los apuntamientos mensuales en dicho sistema, inferido a partir de los apuntamientos horarios, siempre a lo largo de los últimos 12 meses naturales).

Finalmente, restaría obtener el precio horario de venta de la energía en el despacho de producción en cada subsistema j , si bien este sería el recíproco, por así decir, del ya expuesto precio de adquisición de la demanda, y se apoyaría en el mismo apuntamiento $Ah(j)$, en cuyo cálculo radica la dificultad de la metodología.

En adelante se enumeran, a título ilustrativo, algunas de las razones por las que los resultados obtenidos no han sido los esperados:

En primer lugar, incluso los más grandes de entre los sistemas aislados son lo bastante pequeños como para que las indisponibilidades de determinados grupos puedan alterar significativamente los precios de despacho observados, sin que medie intervención por parte de la demanda.

Considérese el caso de actual sistema Mallorca-Menorca, que concentra la mayor parte de la demanda del TNP balear. Con precios de los derechos de emisión como los observados en los últimos años, y demandas medias o altas, lo habitual es que la central de carbón de importación de Alcúdia, única de dicha tecnología en los TNP, funcione prácticamente en base, entrando directamente a continuación de la importación de energía realizada a través de la interconexión con la Península. Es por lo tanto lógico que, de ser necesario llevar a cabo un gran mantenimiento en Alcúdia que pueda llevarla a estar parcialmente indisponible durante meses, por razones técnicas y económicas, este se lleve a cabo durante periodos de baja demanda, alejados de las puntas estacionales de verano e invierno y, preferentemente, durante las noches.

Ahora bien, de seguir este razonamiento, es posible que, especialmente en sistemas aislados con escasa demanda industrial en carga base, declarar

energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.»

En el caso de las instalaciones con régimen retributivo específico, para calcular su coste variable debe multiplicarse la energía generada por la suma de la «*media ponderada del precio marginal horario del mercado diario y de los precios marginales horarios de cada una de las sesiones del mercado intradiario*» más, en su caso, la retribución a la operación y el incentivo a la inversión por reducción del coste de generación que correspondan a cada grupo en cuestión.

indisponible la central más barata en las horas de menor demanda lleve a que, puntualmente y de forma un tanto anti intuitiva, esas horas pasen a ser las de coste variable más alto; algo explicable, pero difícil de anticipar por la demanda o los comercializadores que la suministran, y que contradice los mensajes habituales que incentivan la racionalización de la demanda por parte del usuario final.

En segundo lugar, la metodología no considera los costes totales de generación: se centra en los costes variables, lo cual en principio parece lógico, pues los fijos se mantienen estables durante largos períodos de tiempo y no inducen el tipo de modulación horaria y mensual que se pretende capturar. Ahora bien, en aquellos sistemas de más reducido tamaño, y con la creciente incorporación de tecnologías renovables, pueden producirse situaciones de variaciones de precio que no obedezcan a variación alguna en la demanda:

Considérese por ejemplo el caso del menor de los sistemas, la isla canaria El Hierro, tradicionalmente abastecida por la central térmica convencional de Los Llanos y que cuenta ahora además con la central hidro-eólica de Gorona del Viento, que ha sido ya capaz, durante períodos de baja demanda de hasta aproximadamente dos días consecutivos de duración, de abastecer a la totalidad de la isla.

Gorona del Viento es considerada una instalación 'categoría A' dentro de la clasificación introducida por el artículo 2 del RD 738/2015, y retribuida por lo tanto de forma análoga a las instalaciones del antiguo 'régimen ordinario', como lo es Los Llanos, pero en el caso de la primera, el coste variable es muy bajo, y el fijo muy elevado (aunque constante), en tanto que en el de la segunda, el coste más relevante (y además volátil) con diferencia es el variable, derivado del aprovisionamiento de combustible fósil.

Si en un mes Gorona logra un grado de utilización elevado, el coste variable de generación en El Hierro es sumamente bajo (aunque el coste total varíe relativamente poco); si al mes siguiente la utilización de Gorona cayera fuertemente (por una situación de calmas o, al contrario, por una tormenta tropical), los costes variables ascenderían muy bruscamente, aunque la demanda no hubiera variado en absoluto su comportamiento, con lo que la señal de precio perseguida se diluye.

En tercer lugar, el precio horario en cada sistema se ve ahora afectado no solo por los grupos sujetos a retribución adicional, que se corresponden muy aproximadamente con los englobados en el anteriormente denominado 'régimen ordinario', sino también por aquellos sujetos a retribución específica, es decir, los del anteriormente denominado 'régimen especial'. (Es más, en un futuro, de mantenerse la metodología actual, habría que añadir también el coste de los servicios de ajuste proporcionados por las futuras instalaciones de bombeo.)

La inclusión de grupos de tecnologías no convencionales, más pequeños pero mucho más numerosos, introduce una casuística diversa, sujeta en gran parte de los casos a fuentes de energía no gestionables para las que es más difícil construir modelos predictivos. Esto último no afecta en sí a la metodología vigente, que se basa en históricos acumulados durante el último año móvil disponible, pero complica la elaboración de proyecciones por parte de los comercializadores y los consumidores directos, a quienes se les repercuten luego las oscilaciones observadas.

Se tiene además que con la unificación de los dos sistemas baleares en uno solo (y este es el primero de los objetivos de la propuesta, ya comentado) la metodología actual devendría en todo caso inaplicable salvo adaptación, pues no habría ya un histórico disponible para el TNP balear, en su nueva configuración.

Por otro lado, la nueva fórmula planteada ahora es:

$$Ph_{demanda}(j) = PpeninD * Ah(j)$$

«Siendo: [...]»

PpeninD: precio medio final diario del mercado peninsular, en €/MWh, de los comercializadores y consumidores directos que adquieren su energía en el mercado de producción peninsular, publicado por el Operador del Sistema, descontados los costes de los mecanismos de capacidad, los costes de desvíos, los costes por intercambios internacionales no realizadas por sujetos de mercado y los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y en su caso, otros que se establezcan.

Ah(j): Apuntamiento en la hora h en el sistema eléctrico aislado j calculado según la siguiente expresión:

$$Ah(j) = Dhz / DDz$$

[....]»

En este apuntamiento interviene por lo tanto únicamente la demanda; ya no aparecen los costes de generación, sino que varía en función de la evolución horaria de la demanda respecto al promedio de la propia demanda en base diaria¹¹.

¹¹ Tal y como se expone en la MAIN, «En relación al apuntamiento se han barajado dos alternativas:

- i) Desplazamiento de la punta de demanda a horas valle dando una señal diaria, vs.
- ii) Desplazamiento de la punta de demanda a otros días de la semana a partir de un apuntamiento semanal.

Analizando la variación de la demanda semanal se ha visto que resulta preferible el aplanamiento de la demanda diaria al de la demanda semanal dado que hay mucha mayor variación entre horas dentro de un día, que entre los días de una semana.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la modificación propuesta se considera positiva, pues:

- Simplifica notablemente el cálculo utilizado al basarse, día a día, en el precio medio final diario peninsular (en lugar de apoyarse en promedios anuales, por años móviles);
- Emplea previsiones de demanda, en lugar de históricos, que no serían significativos cada vez que, como ocurre ahora, se considerara que ha variado la configuración de los sistemas por razón de la puesta en servicio de una nueva interconexión;
- Calcula el factor de apuntamiento por TNP y no sistema a sistema, lo cual restará volatilidad a su variación en el caso de los sistemas canarios, especialmente para los más pequeños.

No obstante lo anterior, se considera oportuno realizar las siguientes precisiones:

- Se ha mantenido el subíndice *j*, que indica sistema, en la definición del apuntamiento A_h ; en rigor, debería ahora indicarse un subíndice *z*, que indica TNP, pues el nuevo apuntamiento se obtiene como cociente de demandas (horaria sobre diaria) obtenidas como la suma de las demandas de cada uno de los sistemas que componen cada TNP.

Es decir, conforme a la definición ahora propuesta, para cada día y hora, todos los $A_h(j)$ de cada territorio *z* son iguales, para cualquier *h* de 0 a 23 (24 en el día del cambio de horario de verano a invierno), luego debería mejor indicarse como $A_h(z)$.

- Debe aclararse que el término 'DDz', que constituye el denominador del nuevo apuntamiento ahora definido, es una demanda *horaria*.

La definición propuesta comienza diciendo «*DDz: demanda diaria media prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z [...]*», lo cual podría entenderse como una agregación de todas las demandas horarias del día en cuestión, si bien más adelante se especifica

En conclusión, se propone una fórmula de cálculo del precio horario de la demanda por territorio no peninsular a partir del precio final diario del mercado peninsular perfilándolo en función de la demanda horaria de un día.»

Esta apreciación se corresponde con carácter general con las series históricas disponibles para los TNP, y es coherente con el comportamiento esperable en sistemas con reducida demanda industrial y predominio en cambio del sector servicios y doméstico / residencial.

oportunamente que se obtiene como media de las demandas horarias previstas para cada día en cada territorio peninsular z.

Se hace ver también que en la definición del término 'DDz' persiste el inciso «*del año móvil*», que no tendría ya razón de ser.

3.3 Sobre la liquidación del coste de los desvíos (propuesta de modificación del Anexo XI del RD 738/2015).

Se recomienda la inclusión de un nuevo apartado en la disposición final primera de la propuesta que modifique el Anexo XI ('Liquidación de la energía en el despacho de producción') del repetido RD 738/2015, de modo que los sujetos de liquidación de demanda, así como los sujetos de liquidación de instalaciones de producción de categoría B¹² (con independencia de que perciban o no régimen retributivo específico), puedan consolidar desvíos en cada sistema aislado de manera análoga a como lo hacen en el sistema peninsular.

En efecto, en el sistema peninsular, los sujetos de liquidación de demanda consolidan los desvíos de todas sus unidades de adquisición, lo cual permite minimizar su impacto económico gracias al consiguiente efecto cartera. En cambio, en la redacción ahora vigente del citado Anexo XI se define la obligación de pago por coste de desvíos de forma individual para cada empresa comercializadora (o consumidor directo) de cada sistema eléctrico aislado j en cada hora h, con independencia de que varias comercializadoras (o consumidores directos) puedan actuar mediante un mismo sujeto de liquidación.

Las comercializadoras presentes en los TNP con cuotas de mercado pequeñas (en sistemas que ya de por sí son de reducido tamaño) han venido solicitando desde hace años (ya que la actual situación descrita es previa a la entrada en vigor del RD 738/2015) que se facilite alguna forma de consolidación de desvíos similar a la permitida en la Península. Esto les permitiría ganar competitividad frente a comercializadoras con cuotas bien establecidas sin un mayor coste para la operación del conjunto del sistema, lo cual en última instancia podría redundar en ofertas de suministro a precios un poco más bajos para los consumidores finales en el mercado libre.

De acuerdo con lo anterior, se propone modificar el apartado 2 del repetido anexo XI del RD 738/2015, de modo que se permita la consolidación de desvíos por sujeto de liquidación de demanda. En este sentido, se considera válida la redacción alternativa sugerida por el operador del sistema en sus alegaciones a

¹² Según lo previsto en el apartado b) del artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del propio RD 738/2015, dentro de la categoría B «*se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior [las de la categoría A, que con carácter general agrupa la térmica convencional y la renovable gestionable] que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.*»

la propuesta, la cual plantea afectar el coste de desvíos calculado para cada comercializadora (o consumidor directo) por un factor de corrección calculado de forma agregada por sujeto de liquidación a partir de la energía adquirida en barras de central desviada respecto a la correspondiente previsión de compras.

Por otra parte, los apartados 4 y 5 del mismo anexo XI establecen de forma distinta el cálculo del coste de los desvíos aplicable a, respectivamente, «*las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo específico*», de un lado, y «*las instalaciones de tecnología renovable no gestionable sin derecho a régimen retributivo específico*», de otro.

A diferencia de lo arriba explicado respecto a las unidades de adquisición, esta distinción no estaba presente en la normativa previa al RD 738/2015, cuando se asumía que, con carácter general, todas las instalaciones de producción ubicadas en los TNP percibían algún tipo de retribución regulada, bien en forma de compensación extrapeninsular (para las del antiguo 'régimen ordinario'), bien como prima equivalente (para las del antiguo 'régimen especial'). La diferencia surge a raíz de lo previsto en sendos segundos apartados de los artículos 7 ('Régimen económico de las instalaciones categoría B con derecho a percibir el régimen retributivo específico') y 8 ('Régimen económico de las instalaciones sin derecho a la percepción de régimen retributivo adicional o específico') del propio RD 738/2015.

La redacción de los dos apartados citados es coincidente, salvo por la referencia a la participación en los servicios de ajuste, que en los TNP no se contempla aún en el caso de las instalaciones categoría B (no gestionables): «*Los derechos de cobro de las instalaciones de producción obtenidos según lo indicado en este artículo se verán afectados por [solo en el caso del artículo 8: las contraprestaciones que se establezcan por su participación en los servicios de ajuste,] los costes de desvíos en los que incurran dichas instalaciones, así como por aquellos que pudieran establecerse, en los términos que se determinen por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo [hoy Ministro de Energía, Turismo y Agenda Digital].*»

Con independencia de los costes *que pudieran establecerse* en un futuro mediante norma con rango de orden ministerial, y dado que la definición de los mismos no es objeto de la propuesta, se propone modificar el apartado 4 y suprimir el apartado 5 del anexo XI del RD 738/2015, de modo que nuevamente se permita consolidar los desvíos de las instalaciones de producción de la categoría B, tanto si tienen derecho a percibir régimen retributivo específico como si no.

En este sentido, se considera válida la redacción alternativa sugerida por el operador del sistema en sus alegaciones a la propuesta, con la salvedad de que parece preferible referirse a 'instalaciones categoría B' en lugar de a 'instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovables,

cogeneración y residuos', en coherencia con la clasificación introducida en su día por el mismo RD 738/2015. De forma parecida a lo explicado antes respecto a las unidades de adquisición, tampoco esta modificación supondría un mayor coste para la operación del conjunto del sistema, y en cambio permitiría reducir el coste de desvíos soportado por los productores de instalaciones con una presencia progresivamente mayor en el mix de generación no peninsular, lo cual podría a su vez redundar en un descenso del coste del suministro.

3.4 Sobre el apartado 5 de la disposición final primera (Modificación del Anexo XIII del RD 738/2015).

El anexo XIII del RD 738/2015 consiste en una serie de tablas que recopilan exhaustivamente los 'Datos técnicos y económicos de despacho', por territorios y de forma detallada, grupo a grupo.

Se echa en falta el mínimo técnico del grupo 'El Palmar 21 Diésel Móvil 3' (con código de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción RO2-0211) que, según las alegaciones presentadas por el operador del sistema, ascendería a 0,390 MW.

En la tabla del TNP balear, para los grupos 'IBIZA 16 Diésel MAN 1' e 'IBIZA 17 Diésel MAN 2', debe sustituirse el combustible 'Fuel Oil BIA¹³ 1%' por 'gas natural'.

También en este anexo, se recomienda seguir la sugerencia planteada por el operador del sistema en sus alegaciones en el sentido de incluir, para los ciclos combinados, la potencia neta propia de cada uno de sus posibles modos de funcionamiento¹⁴. El anexo ya incluye los mínimos técnicos y los restantes datos necesarios para el despacho en cada modo, pero no las potencias netas del ciclo en su conjunto; si bien estas podrían inferirse a partir de las potencias individuales de cada una de las turbinas activas en los distintos modos de funcionamiento, dada la relevancia de este parámetro, mejor sería explicitarlo.

¹³ Fuelóleo de Bajo Índice de Azufre, con un contenido del mismo del 1% o inferior; es utilizado principalmente como *búnker* o combustible naval y, en pequeños sistemas aislados, también para la generación de energía eléctrica.

¹⁴ Típicamente, los modos de funcionamiento de una central de ciclo combinado pueden ser, en función de su configuración: 1 TG (turbina de gas en ciclo abierto; no se trataría propiamente de un ciclo combinado, en este modo); 1 TG + 1 TV (una turbina de gas y la turbina de vapor); 2 TG + 1 TV (dos turbinas de gas y la de vapor), etc.

3.5 Sobre el apartado 6 de la disposición final primera (Modificación del Anexo XIV del RD 738/2015).

El anexo XIV del RD 738/2015 consiste en una serie de tablas que proporcionan los 'Parámetros a aplicar para el cálculo de la retribución desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del real decreto [1 de septiembre de 2015]', por territorios y de forma detallada, grupo a grupo.

Se echa en falta el parámetro Cl_n (es decir, la anualidad de la retribución por inversión, según la definición incluida en el artículo 24, 'Anualidad de la retribución fija', del propio RD 738/2015) para el año 2015 del grupo 'IBIZA 24 Turbina de gas nº 6B' (con código de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción RO2-0208), que consta en la propuesta como pendiente ('PDTE').

3.5 Sobre la disposición final tercera ('Aplicación').

Esta disposición prevé la entrada en vigor de la propuesta «*el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado» (BOE)*». Dado que buena parte de las modificaciones planteadas en la propuesta tienen impacto directo en la liquidación, se recomienda que la entrada en vigor se fije en el día 1 del mes siguiente al de su publicación en el BOE, tal y como se contempló, por ejemplo, en la disposición final séptima del propio RD 738/2015.

ANEXO: SÍNTESIS DE LAS ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Asociaciones:

- ASEME (Asociación de Empresas Eléctricas)

Otras alegaciones:

- ENDESA, S.A.
- ENGIE, S.A.
- IBERDROLA ESPAÑA, S.A.U.
- Red Eléctrica de España, en su calidad de Operador del Sistema.
- UNESA (ENDESA, S.A. y GAS NATURAL FENOSA S.A.)

Asimismo, Red Eléctrica de España, en su calidad de transportista único, la Agencia Española de Consumo, Seguridad Alimentaria y Nutrición (AECOSAN) y el Consejo de Consumidores y Usuarios (HISPACOOOP) han remitido informe de 'no alegaciones'.

En anexo se incluyen los comentarios recibidos del Consejo Consultivo de Electricidad. Se recoge a continuación una síntesis de los aspectos considerados más relevantes de estos comentarios:

Sobre los factores de emisión (artículo 4)

Una de las alegaciones incide en la necesidad de diferenciar los factores de emisión de los motores diésel en función del combustible que empleen, argumentando que en el TNP balear existen motores diésel cuyo combustible es gas natural.

Sobre la modificación del Anexo I. (Disposición final primera. Apartado 1)

Varios miembros del Consejo Consultivo consideran positivo el cambio en la metodología de cálculo de los precios horarios de adquisición y venta de energía en el despacho de producción, y en particular la modificación del coeficiente de apuntamiento horario en cada sistema eléctrico aislado, con el objeto de que las empresas comercializadoras puedan conocer el coste de la energía con carácter previo a su aplicación, al igual que en el sistema peninsular.

Por otra parte, uno los comentarios solicita la aplicación de esta nueva metodología a partir del 1 de enero del año próximo y no desde el día siguiente de la publicación de la orden en el Boletín Oficial del Estado.

Determinación del precio de adquisición de la demanda en el despacho de producción.

En relación con el precio medio final diario peninsular (PpeninD) empleado en el cálculo del precio horario de adquisición de la demanda en el sistema eléctrico aislado (Ph_{demanda}), uno de los agentes indica que entiende que éste se debería corresponder con el precio medio aritmético y no con el precio medio ponderado, ya que si no, el precio medio de adquisición sería superior al precio de la energía en la Península.

Redefinición del coeficiente de apuntamiento.

Varios de los escritos recibidos valoran positivamente la modificación del cálculo del apuntamiento horario, de forma que no dependa del coste de generación en los sistemas no peninsulares, sino de la demanda horaria prevista el día anterior al suministro. De esta forma será posible por parte de las comercializadoras conocer el coste de la energía con carácter previo a su aplicación, al igual que en el sistema peninsular. Adicionalmente, la nueva metodología originará señales de precio más eficientes, incentivando el aplanamiento de la curva de demanda en los sistemas no peninsulares.

En relación con la demanda horaria prevista por el Operador del Sistema (Dhz), uno de los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad solicita la publicación: i) con periodicidad mensual, de la previsión de dicha demanda para los 12 meses siguiente, y ii) con periodicidad anual, de la demanda real del año anterior.

Sobre este mismo asunto, otra de las alegaciones señala la necesidad a su juicio de disponer de previsiones del Operador del Sistema en horizontes temporales más amplios, que puedan permitir a las comercializadoras de los TNP realizar estimaciones del apuntamiento de los costes.

En lo que se refiere a la demanda diaria media prevista por el Operador del Sistema (DDz), buena parte de los comentarios proponen las siguientes correcciones en la definición de la fórmula:

*«DDz: demanda diaria media prevista por el operador del sistema en el territorio no peninsular z, expresada en MWh. Dicha demanda se obtendrá como la **media medida** de las demandas horarias de ese día D previstas por el operador del sistema para llevar a cabo el segundo despacho de la programación diaria de acuerdo a lo establecido en el anexo X ~~del año móvil~~ en **cada uno de** los sistemas eléctricos aislados j, en MWh, que constituyen el territorio no peninsular z.»*

En relación con este particular, otro agente añade que la DDz debería corresponderse con la mejor estimación de la demanda horaria para el día siguiente a aquel en que se hace la predicción, en lugar de referenciarse a un perfilado diario del año móvil. A este respecto, advierte que, en el supuesto de

que se mantenga la medida del año móvil en lugar de la diaria, se producirían distorsiones en el precio: si la demanda del territorio eléctrico aislado aumentara, la demanda del año móvil sería inferior a la actual y el apuntamiento sería mayor a la unidad. En caso contrario, es decir, si la demanda disminuyera, el apuntamiento será inferior a la unidad.

Adicionalmente, esta misma alegación solicita se aclare si el día D, es un tipo de día (por ejemplo: 'lunes laborable en temporada de invierno'), y si hay un tratamiento diferente en los festivos, etc.

Finalmente, otro de los comentarios recibidos incide en la necesidad de precisar el método de cálculo del apuntamiento durante el plazo establecido en el apartado 3 de la disposición adicional séptima del RD 738/2015, esto es, en el periodo comprendido entre el 1 de septiembre de 2015 y el 17 de marzo de 2017, plazo necesario para adoptar los sistemas de información del operador del sistema y de los sujetos para recoger en el despacho de producción las modificaciones introducidas por el RD 738/2015.

Determinación del precio de venta de la energía en el despacho de producción.

Uno de las alegaciones recibidas propone añadir los párrafos siguientes en el apartado 2 del Anexo I, a los efectos de lo previsto en el apartado 6 del artículo 31 ('Retribución por costes variables de generación') del RD 738/2015.

«2. [...]

Los periodos de aplicación del precio PHventa(j) establecidos en el artículo 31.6 serán los periodos horarios completos en los que el único funcionamiento que haya habido sea por circunstancias ajenas al resultado del despacho económico y que no vengan derivadas del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal.

Tales obligaciones establecidas en la normativa estatal serán objeto de identificación y justificación de detalle con carácter previo por parte del titular de los grupos y requerirán la aprobación por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas antes de que puedan considerarse como tal a los efectos de los artículos 31 y 33 y aplicarse en la liquidación a efectuar por el operador del sistema.»

Sobre la asunción de los costes de desvío por parte de las comercializadoras de referencia

Uno de los agentes solicita que los comercializadores de referencia (COR) en los TNP no asuman los costes desvíos de la programación de la demanda, tal y como sucedía en la normativa anterior al RD 738/2015, dado que esta actividad debería carecer de riesgos. Además, indica que estos desvíos se incrementan en el caso de empresas con volúmenes de negocio reducidos, al ser más difícil afinar los márgenes de error en las previsiones de demanda

Por otra parte, plantea la posibilidad de permitir una programación de energía conjunta por parte de las comercializadoras de un mismo grupo, por cada TNP.

Sobre la modificación del Anexo XII (Disposición final primera. Apartado 4)

Uno de los comentarios considera que no debe eliminarse al grupo Palmar 12 del Anexo XII.1 y del Anexo XIV.4, ya que este figuraba en las órdenes ministeriales ITC/913/2006 e ITC/914/2006 y en las resoluciones de 1997. A mayor abundamiento, incide en que éste grupo debería incluirse en resto de los anexos del RD 738/2015.

Por otra parte, uno de los miembros del Consejo Consultivo plantea que se modifique el parámetro “d” que figura en el Anexo XII.7 para el cálculo de la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de algunos modos de funcionamiento, en línea con la modificación del parámetro “D” de los ciclos combinados del Anexo XIII que establece el apartado 5 de la disposición final primera de la propuesta. Incide en la necesidad de esta modificación para que los datos del despacho sean coherentes con los utilizados para la liquidación, ya que en caso contrario podría ocurrir que el despacho económico pudiera no siempre ser realizado con criterios de mínimo coste para el sistema.

Este mismo agente considera necesario precisar el método para aplicar los parámetros a, b y c en el cálculo de la retribución por costes variables de funcionamiento.

Sobre la modificación del Anexo XIII (Disposición final primera. Apartado 5)

Varios de los comentarios reclaman que se equiparen los parámetros técnicos y económicos de retribución para todos aquellos grupos que son técnicamente iguales, no exclusivamente para determinados ciclos combinados, tal y como plantea la propuesta. Argumentan que esta modificación no tiene ningún impacto en la liquidación y, en cambio, permitirá repartir de forma homogénea las horas de funcionamiento de grupos que son técnicamente iguales (de lo contrario, unos serán despachados siempre antes que otros y concentrarán un nivel de utilización y desgaste mucho mayor, aunque sea por diferencias de apenas decimales en sus costes variables que no se corresponden con una diferencia significativa real).

Por otra parte, otro agente solicita incluir en este anexo XIII: i) el valor de mínimo técnico del grupo El Palmar 21 Diésel móvil 3 (RO2-0211) establecido en 0,39 MW, publicado con posterioridad a la aprobación del RD 738/2015 y ii) la potencia neta de cada uno de los modos de funcionamiento de los ciclos combinados, la cual adjunta, con objeto de completar la información técnica de cada modo dando mayor seguridad jurídica al despacho de generación.

Varias alegaciones proponen precisar el método de cálculo de la retribución y los costes de despacho de arranques y cambios de modo de ciclos combinados. Argumentan que la falta de definición actual ha llevado a distintas interpretaciones, dificultando el proceso de despacho y liquidación de estas unidades.

Un miembro del Consejo Consultivo de Electricidad plantea modificar la potencia de los grupos que componen el CCGT Son Reus 1 contemplada en el RD 738/2015 por la potencia reconocida en la Orden ITC/914/2006.

Finalmente, uno de los escritos recibidos añade que debería sustituirse el combustible “Fuel Oil BIA 1%” por “Gas Natural” para las unidades IBIZA 16, DIESEL MAN 1 e IBIZA 17, DIESEL MAN 2 en la tabla `SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR´ del Anexo XIII, dado que es el combustible utilizado por estos grupos

Sobre la modificación del Anexo XIV. (Disposición final primera. Apartado 6)

Un comentario plantea completar los datos del apartado 4 del Anexo XIV, con el parámetro Cin del año 2015 para la unidad de producción IBIZA 24, TURBINA DE GAS Nº 6B.

Sobre otros asuntos no incluidos en la propuesta

En lo que se refiere al Anexo VIII del RD 738/2015, uno de los comentarios solicita que especifique el reconocimiento transitorio de los costes operativos de los grupos Ibiza 25 y 26 y Punta Grande 19 despachados actualmente por el operador del sistema para la cobertura de la demanda de estos sistemas pese a no contar los mismos con las correspondientes resoluciones de compatibilidad, las cuales, según indican, fueron solicitadas con fecha 29 de noviembre de 2013.

En relación con el Anexo XI, uno de los agentes plantea las siguientes propuestas:

1. Modificar: i) el apartado 2 para que los sujetos de liquidación de demanda puedan consolidar desvíos en cada sistema aislado de manera análoga a lo establecido en el sistema peninsular y ii) los apartados 4 y 5 para que los sujetos de liquidación de instalaciones renovables consoliden sus desvíos con independencia de que tengan o no régimen retributivo específico de forma análoga a lo establecido en el sistema peninsular.
2. Incorporar dos nuevos puntos: i) Sobre el tratamiento del cierre de la energía. En particular, propone que los ingresos obtenidos en el despacho de producción procedentes de la demanda y derivados del excedente del cierre de energía se destinen a minorar el extracoste de cada sistema aislado. A tal

efecto, se propone que el cierre de energía se valore a precio cero y que se incluya este tratamiento en la propuesta, y ii) Sobre el tratamiento de los ingresos por costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En lo que se refiere a aspectos generales del RD 738/2015, otro de los escritos ha presentado las siguientes alegaciones:

- Sobre la convocatoria urgente del procedimiento de concurrencia.

Solicita que se convoque a la mayor brevedad posible el procedimiento de concurrencia competitiva para el otorgamiento del régimen retributivo adicional para la cobertura de las nuevas necesidades de potencia en los TNP.

- Sobre las inversiones ambientales derivadas de la obligación de cumplimiento de la Directiva de Emisiones Industriales (Directiva 2010/75/UE¹⁵).

La Directiva 201/75/UE, incorporada en el ordenamiento jurídico español a través de la Ley 5/2013 y el Real Decreto 815/2013, establece nuevos requerimientos a las instalaciones de generación en cuanto a los valores límites de emisión a cumplir a partir de 1 de enero de 2020, aplicables, por tanto, también a las centrales ubicadas en los TNP. A este respecto, esta alegación solicita que se establezca un mecanismo específico de autorización para estas inversiones a través del desarrollo de una norma propia distinta al RD 738/2015. En el supuesto de que se considere que estas actuaciones están dentro del RD 738/2015, el escrito plantea que debería establecerse un procedimiento simplificado de autorización para dichas inversiones ambientales.

- Sobre las liquidaciones de costes en los TNP:

Considera necesario modificar la fórmula que establece el artículo 72.4 del RD 738/2014 para calcular el importe a abonar a los titulares de las instalaciones de generación en los TNP por el extracoste con cargo al sistema eléctrico; ésta debería basar su formulación en costes acreditados y no en previsiones de los mismos. Solicita asimismo que las liquidaciones provisionales del extracoste incorporen partidas de costes actualmente no abonados hasta la liquidaciones definitiva pero cuyos valores son conocidos de forma muy ajustada (tributos de la Ley 15/2002, peajes de generación, costes por financiación del Operador del Sistema, etc.), de modo que las liquidaciones provisionales presenten menores diferencias respecto a las cuantías que se aprueben con carácter definitivo.

¹⁵ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación).