

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

- 11586** *Resolución de 19 de septiembre de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2015, para los grupos titularidad del Grupo Endesa.*

I

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, dispone en su artículo 10 que 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 debido a las especificidades que presentan respecto al sistema peninsular, derivadas de su ubicación territorial, sistemas aislados y de su reducido tamaño.

Así, en lo que se refiere a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en estos sistemas, la citada ley 24/2013, de 26 de diciembre establece, entre otras particularidades, la posibilidad de exención del sistema de ofertas hasta que dichos sistemas estén efectivamente integrados con el sistema peninsular, si bien podrán recibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada periodo de programación y la percepción de una eventual retribución adicional o específica, a determinar por el Gobierno, la última aplicable si la actividad se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos.

Adicionalmente, la disposición adicional décima establece que el régimen retributivo para la generación del anteriormente denominado régimen ordinario en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares que se desarrolle en aplicación de lo dispuesto en 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 y el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad (esto es, la revisión del modelo retributivo que modifica el cálculo de los costes fijos y variables), será de aplicación a dichas centrales desde el 1 de enero de 2012.

Por otro lado, y en relación con la financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, la disposición adicional decimoquinta de la meritada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece que, desde el 1 de enero de 2014, los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrollen en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, serán financiados en un 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE). Este crédito presupuestario debe incluir la estimación de los extracostes a financiar del ejercicio, así como, en su caso, el saldo resultante de la liquidación definitiva de la compensación presupuestaria correspondiente a ejercicios anteriores. Para ello en la citada disposición adicional se establece la obligación de que reglamentariamente, con la participación de la Intervención General de la Administración del Estado, se determine un mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas.

El 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, desarrolla este mecanismo.

Las singularidades previstas por la citada Ley del Sector Eléctrico en estos territorios fueron objeto de desarrollo posterior por el 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, que entró en vigor el 1 de septiembre de 2015. Igualmente, este real decreto da cumplimiento al mandato previsto en el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de abril, estableciendo el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas en virtud de lo previsto en el mismo, en el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio y en 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.

En relación al procedimiento de liquidación, éste estaba regulado en el artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares y el capítulo IV de 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 (actualmente sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares), vigente a estos efectos hasta el 1 de septiembre de 2015.

Así, se regulaba un mecanismo de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción en el entonces denominado régimen ordinario (en adelante instalaciones de producción en régimen ordinario) en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, en varias fases. En primer lugar, el operador del sistema procedía a una liquidación de la energía vendida en el despacho económico de cada sistema eléctrico aislado por las instalaciones de producción en régimen ordinario a los precios medios finales peninsulares de cada tipo de sujeto comprador en dicho despacho. Posteriormente, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC) realizaba una liquidación-compensación provisional con carácter mensual de estas instalaciones, que completaba la liquidación anterior a partir de las previsiones de la orden de peajes. Finalmente se procedería a una liquidación definitiva de las instalaciones por años naturales. Para ello los interesados deberían solicitarlo a la Dirección General de Política Energética y Minas, indicando la cuantía que se demanda debidamente acreditada. La Dirección General de Política Energética y Minas, anualmente, previo informe e inspección de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, procedería a aprobar la cuantía definitiva que determinase.

El nuevo procedimiento de liquidación establecido en el artículo 72 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, resulta aplicable desde el 1 de septiembre de 2015. Análogamente al procedimiento anterior, el operador del sistema realiza la liquidación de la energía en cada uno de los despachos de producción de los territorios no peninsulares para las instalaciones generadoras allí ubicadas. Adicionalmente, la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia realiza liquidaciones provisionales con carácter mensual a partir de los cálculos de costes de generación de las instalaciones, de las previsiones de la orden de peajes correspondiente, así como la cuantía consignada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, aprobándose la cuantía definitiva anual por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Asimismo, el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, establece que para proceder a la aprobación de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares se requerirá resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. El procedimiento a seguir para dictar la citada resolución será el siguiente:

a) El operador del sistema llevará a cabo las liquidaciones del despacho de producción con medidas definitivas.

b) El órgano encargado de las liquidaciones elaborará una memoria con la propuesta de liquidación definitiva que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas.

c) La Dirección General de Política Energética y Minas, sobre la base de lo anterior, elaborará una propuesta de resolución y la remitirá junto con el expediente completo a la Oficina Nacional de Auditoría de la Intervención General de la Administración del Estado.

d) Una vez informado de forma favorable por la Intervención General, la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la resolución por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En relación con la determinación de las cuantías a reconocer, el título IV del antedicho Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece la metodología de la retribución por costes fijos y costes variables para las instalaciones que tengan otorgado régimen retributivo adicional.

Por su parte, la disposición transitoria séptima establece el método de determinación de los costes de generación de liquidación en estos territorios, desde el 1 de enero de 2012 y hasta la entrada en vigor del citado real decreto, de las centrales que tenían la condición de régimen ordinario hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Los costes de generación de liquidación reconocidos a los generadores del antiguo régimen ordinario hasta el 1 de septiembre de 2015 están compuestos por las siguientes partidas:

a) La retribución por combustible que está compuesta por la retribución por los costes variables de funcionamiento, retribución por costes de arranque asociados al combustible y la retribución por costes de banda de regulación,

b) La retribución por costes variables no asociados al combustible, que incluye la retribución por costes variables de operación y mantenimiento de funcionamiento, la retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque y otros costes operativos de la central.

c) La retribución por costes de los derechos de emisión.

d) La retribución por costes fijos que incluye tanto la retribución por inversión como por operación y mantenimiento fijo.

A partir del 1 de septiembre de 2015 y de acuerdo al artículo 31 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se añade como concepto retributivo por combustible el coste variable del factor de corrección por factura de combustible.

En la determinación del precio de combustible a efectos de liquidación es de aplicación la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, indicándose en el anexo XIV que la anterior disposición transitoria tercera resulta igualmente aplicable para el año 2015 hasta la entrada en vigor del meritado real decreto, tanto en la determinación del precio del producto, del coste de logística, como en la determinación del precio de combustible gas natural de acuerdo al método establecido en el Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Asimismo, la disposición transitoria tercera establece que, adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

Por otro lado, la disposición transitoria segunda del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio establece que en tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la Dirección General de Política Energética y Minas, el despacho de las instalaciones de producción categoría A, se realizará teniendo en cuenta el combustible principal del grupo, y en la liquidación de estos grupos se reconocerá en la resolución de la Dirección

General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación la mezcla de combustible utilizada, previa inspección.

En relación con la retribución por otros costes operativos que incluye los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, los pagos para la financiación del operador del sistema y, en su caso, del mercado y del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio establece que serán reconocidos, a propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, en la resolución del Director General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación.

De conformidad con dichas disposiciones se determina la retribución de las centrales con régimen retributivo adicional para el año 2015.

Por otro lado, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico, en su artículo 7. Garantía del suministro establece 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, de aparatos o instalaciones o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica, las comunidades o ciudades autónomas afectadas podrán adoptar las medidas previstas en la citada ley, 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.

En virtud de lo anterior, el 30 de mayo de 2015 se publicó en el BOE la Orden IET/997/2015, de 27 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de los costes en los que se incurra por el Gobierno Balear por la adopción de las medidas necesarias para garantizar el suministro en la isla de Formentera.

II

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fecha 21 de diciembre de 2016, Endesa, S.A., remitió al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos en el año 2015 por las instalaciones en los territorios no peninsulares titularidad de las empresas Gas y Electricidad Generación, S.A., (GESA), Unión Eléctrica de Canarias, S.A.U. (UNELCO) y Endesa Generación, S.A., todas ellas empresas del grupo Endesa, S.A.

En el citado escrito, Endesa, S.A., en adelante Endesa y en representación de los titulares de los grupos, solicita partidas de coste adicionales a las cuantías reconocidas por el operador del sistema en las liquidaciones del despacho de producción llevadas a cabo en esa fecha. Estas partidas se dividen en costes de generación del operador del sistema ajustados a unos parámetros no disponibles a fecha de emisión del escrito de Endesa, y una serie de costes a añadir a los calculados por el operador del sistema.

Los costes de generación ajustados a los que hace referencia Endesa, son los siguientes:

- Efecto actualización de parámetros pendientes (precios de combustible).
- Costes Guía de Isora.
- Costes por arranques para pruebas.
- Coste de O&M por arranque (parámetro «d») CCGTs.

Por su parte, los costes adicionales a añadir a los calculados por el operador del sistema y solicitados por Endesa son los siguientes:

- Costes fijos de grupos pendientes de la resolución de parámetros.
- Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.

- Coste de medidas extraordinarias.
- Coste neto por derechos de emisión.
- Coste de mezclas de combustibles.
- Coste de peajes de generación.
- Coste de financiación del operador del sistema.
- Coste de nuevas inversiones.
- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.

Además, Endesa señala que, si bien el importe solicitado como costes adicionales ha sido calculado conforme a lo establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se trataría de una estimación, al no haber publicado el operador del sistema, a la fecha de redacción de su solicitud, la liquidación del año 2015 que resultaría de la aplicación del citado real decreto.

Esta solicitud fue remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con fecha 30 de enero de 2017.

Con fecha 24 de marzo de 2017, en cumplimiento de lo previsto en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y teniendo en cuenta lo establecido en la disposición adicional segunda y en la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio de creación de la CNMC, la Comisión emitió órdenes de inspección a GESA, UNELCO y Endesa Generación, S.A. La CNMC ha realizado las inspecciones de los despachos de los sistemas eléctricos aislados gestionados por el operador del sistema para realizar las comprobaciones necesarias a las partidas de coste de la generación en régimen ordinario no recogidas por el operador del sistema en sus liquidaciones y que han sido solicitadas por Endesa para su consideración en las compensaciones definitivas correspondientes al año 2015.

En fechas 30 y 31 de mayo, y 24 de octubre de 2017, el operador del sistema ha realizado, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, las liquidaciones que dan lugar al cierre del año 2015 para las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares.

Con fecha 21 de septiembre de 2018 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha aprobado el «Acuerdo por el que se aprueba el Informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de Endesa, S.A., correspondientes al ejercicio 2015» (INF/DE/026/17), remitiéndolo a la Secretaría de Estado de Energía.

III

Para realizar su propuesta de costes de generación de liquidación reconocidos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha partido de la base de los cálculos realizados por el operador del sistema en estos territorios no peninsulares, en aplicación estricta del funcionamiento de las centrales en 2015 aplicando los parámetros fijados en el citado real decreto 738/2015, de 31 de julio y las actualizaciones correspondientes aprobadas por resolución. El importe total de los costes a reconocer que propone para las centrales titularidad del grupo Endesa asciende a 1.690,914 Millones de euros correspondiente a las liquidaciones del despacho de producción C6 y C7 realizadas por el operador del sistema.

Adicionalmente, en su propuesta, la Comisión realiza una valoración de los costes que solicita Endesa, tanto los costes de generación ajustados en relación con los costes liquidados por el operador del sistema, como otros costes a añadir a los anteriores, a fin de determinar si procede o no su reconocimiento.

La valoración que realiza la Comisión sobre los costes de generación a reconocer a las centrales titularidad del grupo Endesa es la siguiente:

a) Costes de generación ajustados. Precios de combustible y costes de Guía de Isora. Entre las observaciones que recoge el informe de la Comisión se destaca que los

informes de inspección confirman que, como consecuencia de las últimas reliquidaciones del ejercicio 2015 realizadas por el operador del sistema en 2017, no es procedente el reconocimiento de los costes solicitados por Endesa en concepto de actualización de precios de combustible, así como por costes de la instalación Guía de Isora, al estar ambos reconocidos en las liquidaciones de cierre efectuadas por el operador del sistema en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Arranques para pruebas. En relación a la solicitud de Endesa del reconocimiento de costes en concepto de arranques para pruebas, conforme a los artículos 33 y 35 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, los informes de inspección a GESA y UNELCO recogen lo que sobre este particular se menciona en la Resolución de 30 de junio de 2017, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes al ejercicio 2014 para los grupos titularidad del grupo Endesa, en la que se señala que «no deben ser retribuidos aquellos arranques que se han llevado a cabo a solicitud del titular de la instalación de producción para la ejecución de pruebas de diversa índole y, por tanto, ajenos al proceso de optimización de costes de la generación del despacho económico, excluyendo no obstante de entre estas pruebas las que vengan derivadas del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal, esto es, las pruebas de las «100 horas», las pruebas oficiales de rendimiento de grupos, las pruebas ejecutadas como consecuencia de la consideración de un grupo como de «funcionamiento reducido» u otras que pueda establecer explícitamente la normativa estatal».

En este sentido, en las liquidaciones del operador del sistema se han considerado las anteriores pruebas, así como las derivadas del cumplimiento con el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, no procediendo el reconocimiento de costes de arranque de grupos adicionales.

O&M por arranque (parámetro «d») CCGTs. Por otra parte, dentro de los costes de generación ajustados, Endesa solicita en su escrito del 21 de diciembre de 2016, el reconocimiento del coste de operación y mantenimiento asociados al arranque (parámetro «d») de ciclos combinados, debido a que, a su parecer, el operador del sistema no está aplicando los valores establecidos en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, para cada modo de operación.

Sin embargo, el informe de la CNMC señala que en las liquidaciones realizadas por el operador del sistema se han considerado los valores que figuran en el real decreto, por lo que no resultaría procedente el reconocimiento de ninguna cantidad por este concepto.

Otros costes ajustados. Finalmente, cabe destacar que en el proceso de alegaciones a las actas de inspección fueron puestos de manifiesto por Endesa otros costes de generación ajustados que no figuraban en el escrito de solicitud de reconocimiento de costes presentado en fecha 21 de diciembre de 2016, y tampoco se plantearon durante la visita de inspección. De la información adicional solicitada por la Comisión para valorar estos costes en el trámite de alegaciones a las actas de inspección, en el informe se concluye lo siguiente:

– Corrección del cálculo del coste de O&M por arranque de los CCGTs. Error en la rutina de cálculo del coste de O&M por arranque en los modos de estado.

Los informes de inspección indican que el operador del sistema emplea una metodología robusta y que responde a la realidad física de lo que se retribuye en los arranques de los ciclos combinados, empleando los parámetros del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. No procedería, por tanto, el reconocimiento de costes adicionales por este concepto.

– Inclusión del componente fijo del precio de gas natural en las liquidaciones efectuadas por el Operador del Sistema.

En su propuesta, la Comisión reconoce 12.182.882 euros como coste adicional en concepto de componente fijo del precio de gas natural, de acuerdo a lo establecido en la Resolución de 19 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo semestre de 2015 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho período, al confirmar que esta cantidad no ha sido incorporada en las liquidaciones realizadas por el operador del sistema.

– Sobre la aplicación de la formulación contenida en el artículo 22 del RD 738/2015.

La aplicación del artículo 22 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se ha realizado de acuerdo a lo establecido, y no puede ser atendida la solicitud de Endesa de no aplicarlo en estos meses al ser contrario a la normativa vigente.

b) Costes a añadir a los calculados por el operador del sistema. Costes fijos de grupos pendientes de la resolución de parámetros. La Comisión indica que procede el reconocimiento de 1.607.657 euros, frente a los 1.643.081 euros solicitados, en concepto de retribución por costes de inversión de la instalación Ibiza 24, Turbina de gas N.º 6B (RO2-0208). Esta instalación cuenta con todas las autorizaciones pertinentes, ha sido despachada por motivos de seguridad y garantía de suministro por el operador del sistema durante 2015, no habiendo sido liquidados sus costes fijos por dicho operador al estar pendiente la publicación del valor reconocido a la inversión y sus parámetros.

Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad. Endesa solicita el reconocimiento de 19.095.015 euros adicionales en concepto de coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad que han sido despachados por el operador del sistema para cubrir la demanda del sistema durante el ejercicio 2015. En concreto, las instalaciones que se encuentran en esta situación son las turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

La Ley 17/2013, de 29 de octubre establece que las instalaciones que a fecha 1 de marzo de 2013 contaban con autorización administrativa pero no estaban inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo requerirán, para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios no peninsulares de resolución favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas.

De acuerdo a lo establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio las solicitudes de resolución de compatibilidad presentadas al amparo de lo previsto en el apartado anterior serán tramitadas junto con las solicitudes que se presenten a la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares, procedimiento que a fecha de esta resolución no ha sido iniciado. Por ello, estas centrales no pueden tener aún ningún tipo de retribución por las inversiones realizadas.

Los informes de inspección confirman que Endesa presentó las correspondientes solicitudes de compatibilidad para los grupos anteriores en el plazo establecido en la Ley 17/2013, de 29 de octubre, pero no sería procedente el reconocimiento de ningún coste adicional por este concepto en tanto no se obtenga resolución favorable de compatibilidad.

Coste de medidas extraordinarias. De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria séptima.5 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, la CNMC propone aprobar, una vez inspeccionadas las cuantías, la retribución por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro que asciende a 1.478.497 euros por los costes en los que han incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.

Coste neto por derechos de emisión. Endesa solicita el reconocimiento de 5.627.106 euros en concepto de costes por derechos de emisión de CO₂ adicionales a los liquidados por el operador del sistema, ya que conforme al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, los costes de derechos de emisión se obtendrán como producto del precio medio de los derechos por las emisiones, calculadas éstas aplicando a la producción en barras de central (producción neta), y los factores de emisión del Plan Nacional de Asignación (PNA), definidos en base a la producción bruta (en bornes de alternador). Por tanto, ambos factores están referidos a unidades distintas, siendo necesario su referencia a la potencia en barras de central.

A este respecto, los informes de inspección confirman que los costes variables de generación determinados por el operador del sistema ya recogen el valor correspondiente a costes netos por derechos de emisión, en aplicación de la normativa vigente, por lo que no sería procedente el reconocimiento de ningún coste adicional.

Coste de mezclas de combustibles. Endesa solicita el reconocimiento de 8.618.522 euros adicionales en concepto de coste de mezclas de combustible en el funcionamiento y arranque de determinadas instalaciones de generación, en virtud de lo establecido en la disposición transitoria segunda.1 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio:

«En tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la Dirección General de Política Energética y Minas, los costes variables de combustible de despacho y del coste de arranque de despacho de las instalaciones de producción categoría A, se calcularán teniendo en cuenta el combustible principal del grupo, y en la liquidación de estos grupos se reconocerá la mezcla de combustible utilizada, previa inspección.

Estos costes adicionales serán reconocidos en la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional y la cuantía de los costes de generación de las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo específico a la que hace referencia el artículo 72.3.e).»

La CNMC propone que se reconozcan 6.414.486 euros por este concepto, tras calcular durante las inspecciones nuevos costes por mezclas de combustible a partir de las proporciones de consumos habidas en las auditorías presentadas por Endesa, en aquellos casos en los que no eran coherentes con las proporciones solicitadas por el titular.

Asimismo, no se ha reconocido el coste por el consumo de gasoil en lugar de fueloil 0,73% en los grupos de Punta Grande 2, 3 y 7 en tanto no haya normativa vigente que permita el reconocimiento de este combustible.

Coste de peajes de generación. La CNMC propone que se reconozcan 6.202.076 euros por este concepto, cuantía ligeramente inferior a lo solicitado por Endesa.

Coste de financiación del operador del sistema. La CNMC propone que se reconozcan 1.644.544 euros por este concepto, cuantía coincidente con lo solicitado por Endesa.

Coste de nuevas inversiones. Endesa solicita el reconocimiento de 31.012.596 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes.

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, establece en su artículo 2 que para tener derecho al régimen retributivo adicional las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica o renovaciones de las existentes en los citados territorios requerirán, con carácter previo a la autorización administrativa, de resolución favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas. No se podrá otorgar la resolución establecida en este apartado en tanto no exista un marco económico vigente para las nuevas instalaciones o para las renovaciones de las existentes.

El artículo 19 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, basándose en el artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre define las nuevas inversiones como aquellas acometidas «por renovación, modificación o mejora del rendimiento de un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, vaya o no a finalizar su vida útil regulatoria.

Asimismo, en el citado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio se establece el procedimiento de otorgamiento del régimen retributivo adicional para estas nuevas inversiones que, de acuerdo con lo establecido en la Ley 17/2013, requerirán de resolución favorable de compatibilidad dictada con carácter previo al otorgamiento por parte del órgano competente de la autorización administrativa previa de la modificación.

Por otro lado, y en relación con los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio hayan alcanzado la vida útil y hayan continuado en operación, el punto 4 de la disposición transitoria séptima del repetido Real Decreto 738/2015, de 31 de julio establece que la retribución por costes fijos de estos grupos podrá ser incrementada, en su caso, por las nuevas inversiones que se reconozcan en la resolución de la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.

Por lo tanto, de acuerdo con la normativa citada, el reconocimiento de nuevas inversiones sobre grupos existentes, hayan finalizado su vida útil regulatoria o no, está condicionado a percibir previamente la resolución favorable de compatibilidad de la Dirección General de Política Energética y Minas. Teniendo en cuenta que las nuevas inversiones que Endesa solicita sobre grupos existentes no disponen de resolución favorable de compatibilidad, la CNMC indica que a fecha de esta resolución no procede reconocer coste adicional alguno por nuevas inversiones sobre grupos existentes.

Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012. La CNMC propone que se reconozcan 159.574.388 euros por este concepto, cantidad inferior a lo solicitado por Endesa.

El importe propuesto por la Comisión incluye la cantidad de 27.973.059 euros correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles, cantidad coincidente con la solicitada por el titular, encontrándose por tanto las diferencias en la cuantía correspondiente al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, sólo se reconocerá una vez acreditado el pago del mismo mediante la presentación, en el supuesto de domiciliación bancaria, del documento de presentación de la autoliquidación y el justificante de pago bancario, y en el caso de adeudo en cuenta, del NRC facilitado por la entidad bancaria que consta en el documento de autoliquidación.

En este sentido, los informes de inspección señalaron un valor de 131.601.329 euros como importe satisfecho por Endesa por este concepto.

No obstante, es preciso que el importe reconocido en esta resolución de costes definitivos calcule directamente la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y el impuesto total a reconocer. De modo que Endesa pueda proceder a realizar el pago del impuesto y una vez acreditado se pueda proceder a su reconocimiento tal y como expresamente establece el artículo 36 del citado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

A modo de resumen, la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia de costes totales de generación a reconocer a los titulares de las centrales, pertenecientes al grupo Endesa, es la siguiente:

Propuesta de la CNMC	Total (euros)
Costes de generación OS.	1.690.914.462
Actualización de los precios de combustible.	0
Costes de Guía de Isora.	0
Costes arranques pruebas.	0
Costes O&M por arranque (parámetro «d») CCGTs.	0
Coste O&M por arranque de los CCGTs. Error cálculo del cambio de modo.	0

Propuesta de la CNMC	Total (euros)
Coste por componente fijo gas natural.	12.182.882
Aplicación formulación art. 22 del RD 738/2015.	0
Costes de generación OS ajustados.	1.703.097.344
Costes fijos de grupos pendientes reconocimiento parámetros.	1.607.657
Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19).	0
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler).	1.478.497
Coste por derechos de emisión.	0
Coste por mezclas de combustibles.	6.414.486
Coste por peajes de generación.	6.202.076
Coste por financiación del OS.	1.644.544
Coste por nuevas inversiones.	0
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.	159.574.388
Impuestos especiales combustible.	27.973.059
Impuesto sobre el valor de la producción.	131.601.329
Costes adicionales al cálculo del OS.	176.921.648
Costes totales a reconocer.	1.880.018.992

IV

Posteriormente a la aprobación y notificación del informe INF/DE/026/17 con la propuesta de la CNMC de costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de Endesa, el operador del sistema ha remitido un escrito al Ministerio para la Transición Ecológica en el que se incluye el impacto económico ocasionado por la liquidación excepcional por otros motivos (C7) realizada en los territorios no peninsulares para los meses de septiembre a diciembre del ejercicio 2015.

Como resultado de esta liquidación excepcional, los costes de generación definidos en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, así como los ingresos provenientes del despacho de producción para algunas instalaciones de empresas titularidad de Endesa varían en relación con los valores con los que se elaboró la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Por otra parte, la propuesta de resolución fue remitida a Endesa con fecha 1 de agosto de 2019, misma fecha en la que fue puesta a disposición de los interesados en la sección de participación pública de la web del Ministerio para la Transición Ecológica, (<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/Index.aspx>) dando cumplimiento al trámite de audiencia previsto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

De acuerdo a lo anterior, los costes de generación para aquellas instalaciones titularidad de Endesa con régimen retributivo adicional calculados por el operador del sistema tras la liquidación excepcional, teniendo en consideración las modificaciones propuestas y nueva información aportada por el operador del sistema en el trámite de audiencia, ascenderían a 1.680.483.330,56 euros.

Adicionalmente a lo anterior, se analizan a continuación una serie de costes para los que se toma un valor diferente al referido por dicha Comisión en su propuesta:

a) Costes fijos de grupos pendientes de la resolución de parámetros. Se ha aprobado mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de

fecha 5 de junio de 2019, los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2014 al 2019 de la instalación Ibiza 24, Turbina de gas N.º 6B (RO2-0208).

Asimismo, la resolución del 30 de junio de 2017 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2014 para los grupos titularidad del grupo Endesa, establecía en su apartado sexto que:

«...la retribución por costes de inversión correspondientes al año 2014 del grupo Ibiza 24 Turbina de gas N.º 6B (RO2-0208), serán introducidas como costes de generación en las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación de los territorios no peninsulares que se aprueben en los años sucesivos».

En virtud de lo anterior, se ha solicitado al operador del sistema el cálculo de las cuantías por costes de inversión pendientes de retribución para Ibiza 24 (RO2-0208) durante los años 2014 y 2015. De acuerdo a la información aportada por ese operador, se reconocen 3.505.875,59 euros, como coste por este concepto en la presente resolución.

b) Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad. Endesa solicita el reconocimiento de 19.095.015 euros adicionales en concepto de coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad despachados por el operador del sistema durante 2015 para cubrir la demanda del sistema, en concreto, coste asociado a la operación de las turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19.

La Ley 17/2013, de 29 de octubre establece que las instalaciones que a fecha 1 de marzo de 2013 contaban con autorización administrativa pero no estaban inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del Ministerio de Industria, Energía y Turismo requerirán, para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios no peninsulares de resolución favorable de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Asimismo, la disposición transitoria primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que las solicitudes de resolución de compatibilidad presentadas al amparo de lo previsto en el apartado anterior serán tramitadas junto con las solicitudes que se presenten a la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares, procedimiento que a fecha de esta resolución no ha sido iniciado.

Por otro lado, la disposición transitoria séptima.5 contempla que la retribución por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro, consistirá, para el periodo definido desde el 1 de enero de 2012 hasta el 31 de agosto de 2015, en el reconocimiento de los costes en que hayan incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.

Con fecha 14 de octubre de 2016, Endesa ha aportado documentación que considera adecuada para acreditar que estos grupos eran necesarios por seguridad de suministro y que este hecho había sido reconocido tanto por los correspondientes gobiernos autonómicos como por el operador del sistema, por lo que procede reconocer los costes de las turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

Con fecha 18 de octubre de 2016 el citado operador ha presentado sendos informes para justificar la necesidad de los citados grupos para garantizar la seguridad de suministro en los sistemas eléctricos aislados donde se han instalado. En dichos informes se concluye que sin la puesta en servicio de Ibiza Turbina de Gas n.º 7A y de Ibiza Turbina de Gas n.º 7B del sistema de Ibiza-Formentera y de Punta Grande 19 (Diésel 11) del sistema de Lanzarote, el índice de cobertura hubiera estado muy por debajo del fijado durante el periodo 1 de enero de 2012 a 31 de agosto de 2015.

Añadiendo que, en ninguno de estos años se hubiera cumplido con la reserva necesaria para seguridad de la cobertura establecida en los procedimientos de operación de los territorios no peninsulares, comprometiendo con ello la capacidad del sistema para hacer frente a la cobertura de la demanda.

En virtud de lo anterior, procede el reconocimiento de los costes operativos en los que han incurrido estas centrales en el periodo del año 2015 hasta la entrada en vigor del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, periodo en el que sería de aplicación la disposición transitoria séptima.5.

Con el fin de poder determinar esta cuantía se ha solicitado al operador del sistema mediante oficio de 22 de noviembre de 2018 que calcule las cuantías de aquellos costes operativos que no habían podido ser incluidos en la liquidación de estos grupos, siendo contestada esta solicitud con fecha 19 de diciembre de 2018.

Los costes por operación de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 entre el 1 de enero y el 31 de agosto del año 2015 han sido valorados por el operador del sistema en 16.560.437,21 euros, siendo 11.529.643,97 euros correspondientes a los grupos Ibiza 25, Ibiza 26, y 5.030.793,24 euros al grupo Punta Grande 19.

c) Corrección del cálculo del coste de O&M por arranque de los CCGTs. Los informes de inspección indican que el operador del sistema emplea una metodología robusta y que responde a la realidad física de lo que se retribuye en los arranques de los ciclos combinados, empleando los parámetros del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

No obstante lo anterior, de la revisión de las actas de inspección recogidas en el Anexo I del citado Acuerdo INF/DE/026/17, se ha detectado una situación particular que podría suponer una sobre corrección de este coste no justificada, no mermando, en todo caso y de forma general, la robustez de la metodología empleada.

Se trata de la secuencia en la que un ciclo combinado parte del modo estable 2x1, cambia a modo 1x1+1, y nuevamente se programa en el modo de funcionamiento 2x1. En virtud de los valores del parámetro «d» recogidos en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y el concepto de coste adicional debido al arranque, estas transiciones no supondrían ningún coste adicional por arranque a reconocer, sin embargo, se produce una corrección (coste negativo) equivalente al parámetro «d» asociado al arranque de una turbina de gas.

Tras la revisión de la documentación aportada por Endesa en el trámite de audiencia, la valoración de este aumento de costes de operación y mantenimiento asociados al arranque de los ciclos combinados durante el año 2015 por la anterior corrección es de 454.244,29 euros adicionales para los ciclos de Baleares y 25.688,11 euros para los ciclos de Canarias, con el siguiente desglose:

Denominación del Ciclo Combinado	Corrección (€)
Son Reus CCGT2.	357.397
Son Reus CCGT1.	21.036
Cas Tresorer CCGT1.	21.660
Cas Tresorer CCGT2.	54.151
Total Baleares.	454.244,29
Barranco Tirajana CCGT 1.	0
Barranco Tirajana CCGT 2.	0
Granadilla CCGT 1.	12.844
Granadilla CCGT 2.	12.844
Total Canarias.	25.688,11

Cabe destacar que se ha analizado principalmente la secuencia anteriormente descrita, en la que el ciclo combinado parte de un modo de funcionamiento estable 2x1,

y en la que los cambios de modo posteriores no venían precedidos de un desacoplamiento debido a averías de los grupos, de acuerdo a lo establecido en 35.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

d) Retribución por operación y mantenimiento a grupos con alta indisponibilidad. El artículo 29.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, establece que la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de los grupos que presenten indisponibilidades totales, tanto programadas como fortuitas, en un año superiores al 30 por ciento de las horas será nula para ese año, resolviendo la nulidad de esta retribución el Director General de Política Energética y Minas, previo trámite de audiencia, en la resolución por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional.

De acuerdo a lo dispuesto en el anterior artículo, el operador del sistema envió en fecha 26 de enero de 2016 el listado de los grupos que presentaron indisponibilidades totales superiores al 30% en 2015.

De los grupos incluidos en el anterior listado, el grupo Jinamar 4, diésel 3 (RO2-0083) percibió retribución por operación y mantenimiento fijo dentro de las liquidaciones realizadas por el operador del sistema.

Con el fin de poder determinar la nulidad de la anterior retribución desde la entrada en vigor del meritado real decreto, se solicitó al operador del sistema en oficio de fecha 5 de marzo de 2019 la indisponibilidad total, tanto programada como fortuita, del grupo Jinamar 4, diésel 3 (RO2-0083), entre los meses de septiembre a diciembre de 2015. De acuerdo a la respuesta de dicho operador del sistema de fecha 5 de marzo de 2019, la indisponibilidad del grupo Jinamar 4, diésel 3 (RO2-0083) entre el 1 de septiembre y el 31 de diciembre de 2015 fue del 28%. En tanto no se rebasa el umbral de indisponibilidad establecido en el periodo en el que tuvo efectos el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, no procede declarar la nulidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo del grupo Jinamar 4, diésel 3 (RO2-0083).

e) Aplicación del factor de corrección por factura de combustible. El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio establece en el artículo 31.2 que dentro de la retribución por combustible como parte de la retribución por costes variables para las instalaciones categoría A, se debe considerar un factor de corrección por factura de combustible.

Este factor de corrección por factura de combustible será nulo si la retribución por combustible del grupo es inferior al coste adquisición de combustible de dicho grupo, y será la semidiferencia entre el coste de adquisición de combustible de dicho grupo y la retribución por combustible del grupo obtenida en el resto de supuestos.

Asimismo, en su artículo 72.3 dispone que esta corrección por factura de combustible se aplicará en la propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia previa a las resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas por las que se aprueban la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional, aplicándose esta corrección a partir del ejercicio 2015, año en el que entra en vigor el citado real decreto.

En el documento INF/DE/026/17 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia «Acuerdo por el que se aprueba el Informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de Endesa, S.A., correspondientes al ejercicio 2015», no se incluye propuesta de corrección por este concepto, no existiendo en la fecha de elaboración del anterior informe metodología para asignación de los aprovisionamientos de combustible a cada grupo para la determinación de este factor.

Con fecha 17 de julio de 2019 se ha aprobado, a propuesta de la CNMC, resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el método de asignación de los aprovisionamientos de combustible a cada uno de los grupos de generación de los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible de acuerdo al artículo 31 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

De la aplicación de la anterior metodología, considerando las alegaciones y la nueva información aportada por Endesa en el trámite de audiencia, resulta un factor de corrección a aplicar de 1.516.776,42 euros en los grupos de Baleares, 3.533.131,63 euros en los grupos de Canarias, y 1.078.162,80 euros en los grupos de Ceuta y Melilla.

Finalmente, cabe destacar que en las alegaciones presentadas en el trámite de audiencia Endesa reitera las solicitudes de reconocimiento de costes ya referidas en el informe INF/DE/026/17 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia sobre los siguientes conceptos:

– Aplicación de la formulación contenida en el artículo 22 del RD 738/2015. Se reitera que la aplicación del artículo 22 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se ha realizado de acuerdo a lo establecido, y no puede ser atendida la solicitud de Endesa de no aplicarlo en estos meses al ser contrario a la normativa vigente.

– Mix de combustible en Punta Grande 2, 3 y 7 (diésel 1, 2 y 3): Los grupos Punta Grande 2, 3 y 7 tienen como combustible autorizado fueloil 0,73%. El consumo de gasoil en lugar de fueloil 0,73% supone un cambio en el combustible autorizado que debe ser reconocido por la Dirección General. En tanto no exista esta autorización, no procede el reconocimiento de costes adicionales.

– Costes asociados a pruebas de cumplimiento de normativa estatal: Endesa aporta información solicitando el reconocimiento de costes asociados a pruebas de cumplimiento de normativa estatal, en concreto por medidas de emisiones que no han sido reconocidas por el operador del sistema.

Se ha realizado consulta al operador del sistema sobre la anterior información, respondiendo ese operador que 5 de los 7 acoplamientos reclamados ya habían sido retribuidos, no disponiéndose de información adicional sobre el resto de arranques y funcionamientos ajenos a despacho que permita el reconocimiento de costes adicionales asociados.

De acuerdo con lo anterior, no procede el reconocimiento de costes adicionales por este concepto.

Con el cambio en los conceptos de costes de generación reconocidos se ha de recalcular la cuantía del impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, cuya cuantía es el siete por ciento de los citados costes de generación de liquidación, ascendiendo a 131.780.423,03 euros.

V

La liquidación-compensación definitiva se calcula para el año 2015 como diferencia entre los costes de generación reconocidos a los generadores afectados en territorios no peninsulares conforme a la normativa y los ingresos obtenidos provisionalmente.

Los ingresos netos obtenidos provisionalmente por estos generadores provienen de:

a) Las liquidaciones definitivas del despacho de producción realizadas por el operador del sistema a partir de los ingresos obtenidos en el despacho de producción procedentes de la demanda. Conforme a la información remitida por el operador del sistema, el importe final de este concepto según la liquidación definitiva, la liquidación extraordinaria para los meses de septiembre a diciembre (C6 y C7), y la información aportada en el trámite de audiencia, resulta ser de 802.802.463,50 euros.

b) La compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas determinadas conforme, con lo dispuesto en el régimen anterior al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. La CNMC, como órgano encargado de la liquidación, reconoció 888.459.804 euros, de extracoste por este concepto al grupo Endesa.

c) La compensación extrapeninsular a cargo de Presupuestos Generales del Estado (PGE). Endesa ha percibido 550.006.723 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2015 por su producción en los territorios no peninsulares en dicho ejercicio.

En virtud de lo anterior, los ingresos netos totales recibidos por las instalaciones titularidad del grupo Endesa en los territorios no peninsulares en el año 2015 alcanzan un total de 2.241.268.990,50 euros, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por el operador del sistema y la que obra en poder de la CNMC.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, tal y como se ha indicado anteriormente, para proceder a la aprobación de la liquidación definitiva del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares se requerirá resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. El procedimiento a seguir para dictar la citada resolución será el siguiente:

a) Una vez obtenidas las medidas definitivas correspondientes a cada una de las liquidaciones horarias del despacho que a estos efectos lleva a cabo el operador del sistema, el órgano encargado de las liquidaciones elaborará una memoria con la propuesta de liquidación definitiva de conformidad con lo previsto en el artículo 3.2 b) del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, que será remitida a la Dirección General de Política Energética y Minas. La misma contemplará la determinación de la cuantía de la liquidación definitiva, ya sean a favor de los sujetos o de la Administración General del Estado.

A estos efectos, el órgano encargado de las liquidaciones podrá recabar tanto del operador del sistema como del resto de sujetos cuanta información sea precisa para la correcta verificación de los datos aportados.

b) La Dirección General de Política Energética y Minas, sobre la base de la memoria y propuesta de liquidación definitiva enviada por el órgano encargado de las liquidaciones, elaborará una propuesta de resolución y la remitirá junto con el expediente completo a la Oficina Nacional de Auditoría de la Intervención General de la Administración del Estado con la finalidad de que la liquidación definitiva sea objeto de auditoría pública, con el alcance que se determine en el correspondiente Plan de Auditorías.

c) Una vez informado de forma favorable por la Intervención General en los términos indicados en el apartado anterior la Dirección General de Política Energética y Minas dictará la resolución por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a que se refiere el artículo 3.2.b) del citado real decreto.

Con fecha 14 de noviembre de 2019 se remiten a la Oficina Nacional de Auditoría las propuestas de resolución anteriores a fin de realizar la auditoría pública establecida en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, habiéndose emitido informe definitivo en fecha 7 de abril de 2020.

En su virtud, esta Dirección General de Política Energética y Minas, resuelve:

Primero.

Aprobar a los grupos titularidad de Endesa las siguientes cuantías adicionales a las incluidas en las liquidaciones del operador del sistema para el año 2015:

a) De conformidad con lo establecido en la Resolución de 19 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo semestre de 2015 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho período, se reconoce la cantidad de 12.182.881,90 euros en concepto de componente fijo del precio de gas natural correspondiente a los meses septiembre a diciembre de 2015.

b) De conformidad con lo establecido en la Orden IET/997/2015, de 27 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de los costes en los que se incurra por el

Gobierno Balear por la adopción de las medidas necesarias para garantizar el suministro en la isla de Formentera, se reconocen 1.478.497,00 euros por la instalación de grupos de emergencia en dicha comunidad.

c) De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria segunda del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se aprueba la cuantía de 6.414.486,00 euros en concepto de costes debidos a mezclas de combustibles.

d) En virtud a lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en relación con la retribución por otros costes operativos se aprueba la cuantía de 6.202.076,00 euros por la retribución por costes debidos a peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. euros.

e) En virtud a lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en relación con la retribución por otros costes operativos se aprueba la retribución por costes debidos a los pagos efectuados para la financiación del operador del sistema 1.644.544,00 euros.

f) En virtud a lo establecido en el artículo 36 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en relación con la retribución por otros costes operativos se aprueba la retribución por costes debidos al Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad que asciende a 131.780.423,03 euros. Esta cuantía queda condicionada a la justificación previa de realización de pago en la Agencia Tributaria.

g) De conformidad con lo dispuesto en la disposición transitoria tercera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, que establece que, adicionalmente, el precio del combustible incluirá, en su caso, los costes derivados de la aplicación del impuesto especial sobre el carbón y del impuesto sobre hidrocarburos definidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales, se aprueba la cantidad de 27.973.059,00 euros correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles.

h) De acuerdo a la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de fecha 5 de junio de 2019, por la que se aprueban entre otros, los valores de la anualidad de la retribución por inversión para los años del 2014 al 2019 del grupo generador Ibiza 2014 (RO2-208), se reconocen los costes por este concepto para los años 2014 y 2015, que ascienden 3.505.875,59 euros.

i) De conformidad con lo establecido en la disposición transitoria séptima.5 se reconoce la retribución por la instalación de potencia como consecuencia de la necesidad de adoptar medidas de carácter temporal y extraordinario, aconsejadas por razones de seguridad de suministro para el año 2015, hasta el 31 de agosto, que asciende a 16.560.437,21 euros por los costes en que han incurrido los titulares de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 durante su explotación.

j) De conformidad con lo establecido en el artículo 31.2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, así como lo establecido en la resolución de fecha 17 de julio de 2019 de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establece el método de asignación de los aprovisionamientos de combustible a cada uno de los grupos de generación de los territorios no peninsulares para definir el factor de corrección por factura de combustible de acuerdo al artículo 31 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, se reconoce la aplicación del factor de corrección por factura de combustible durante los meses de septiembre a diciembre de 2015, por una cantidad que asciende a -6.128.070,85 euros.

k) De acuerdo con los valores establecidos en el Anexo XII del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, y la metodología empleada por el operador del sistema para el cálculo de los valores de retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al cambio de modo de los ciclos combinados, se reconoce un coste adicional por este concepto de 479.932,40 euros.

Segundo.

Aprobar la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación del año 2015 para las centrales que tienen reconocido un régimen retributivo adicional de los grupos titularidad de Endesa que asciende a:

Euros	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	Total
	GESA	UNELCO	Endesa	Grupo Endesa
Los costes de generación de liquidación Operador del Sistema.	503.946.595,37	1.092.312.782,85	84.223.952,34	1.680.483.330,56
Coste por componente fijo gas natural.	12.182.881,90	0,00	0,00	12.182.881,90
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler).	1.478.497,00	0,00	0,00	1.478.497,00
Coste por mezclas de combustibles.	5.251.149,00	1.000.807,00	162.530,00	6.414.486,00
Coste por peajes de generación.	2.009.769,00	3.987.943,00	204.364,00	6.202.076,00
Coste por financiación del OS.	735.440,00	854.862,00	54.242,00	1.644.544,00
Impuesto sobre el valor de la producción (*).	42.718.845,71	82.771.593,68	6.289.983,64	131.780.423,03
Impuestos especiales combustible.	27.973.059,00	0,00	0,00	27.973.059,00
Coste de medidas extraordinarias (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19).	11.529.643,97	5.030.793,24	0,00	16.560.437,21
OyM por arranques de ciclos combinados.	454.244,29	25.688,11		479.932,40
OyM grupos con alta indisponibilidad.	0,00	0,00	0,00	0,00
Factor de corrección por factura de combustible.	-1.516.776,42	-3.533.131,63	-1.078.162,80	-6.128.070,85
Ibiza 24.	3.505.875,59	0,00	0,00	3.505.875,59
Total importes a añadir al cálculo del O.S.	106.322.629,04	90.138.555,40	5.632.956,85	202.094.141,29
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa.	610.269.224,41	1.182.451.338,25	89.856.909,19	1.882.577.471,85

(*). El reconocimiento de esta cuantía queda condicionado a la previa acreditación del pago del impuesto mediante la presentación, en el supuesto de domiciliación bancaria, del documento de presentación de la autoliquidación y el justificante de pago bancario, y en el caso de adeudo en cuenta, del NRC facilitado por la entidad bancaria que consta en el documento de autoliquidación.

Tercero.

Aprobar la siguiente cuantía del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2015 de los grupos titularidad de Endesa, obtenida como diferencia entre los costes de generación de liquidación indicados en el apartado anterior y los importes liquidados por el operador del sistema en el despacho de energía de estos sistemas:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla Endesa	Total Grupo Endesa
Costes de generación definitivos a reconocer Endesa.	610.269.224,41	1.182.451.338,25	89.856.909,19	1.882.577.471,85
Ingresos por ventas de energía del despacho de generación.	279.100.831,97	498.289.604,84	25.412.026,69	802.802.463,50
Extracoste Endesa.	331.168.392,44	684.161.733,41	64.444.882,50	1.079.775.008,35
Extracoste Endesa con cargo al sistema eléctrico.	165.584.196,22	342.080.866,71	32.222.441,25	539.887.504,17
Extracoste Endesa con cargo a PGE.	165.584.196,22	342.080.866,71	32.222.441,25	539.887.504,17

Cuarto.

Aprobar la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo al sistema eléctrico correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa para el año 2015, que son los que figuran en el siguiente cuadro:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla Endesa	Total Grupo Endesa
Extracoste con cargo al sistema eléctrico.	165.584.196,22	342.080.866,71	32.222.441,25	539.887.504,17
Liquidaciones de actividades reguladas realizadas.	222.156.319,00	609.989.043,00	56.314.442,00	888.459.804,00
Cuantía pendiente cobro sistema eléctrico.	-56.572.122,78	-267.908.176,29	-24.092.000,75	-348.572.299,83

Quinto.

Aprobar la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo a la cuenta diferenciada donde se ingresan los importes con cargo a Presupuestos Generales del Estado correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa para el año 2015, desagregadas de acuerdo con el cuadro siguiente:

Euros	Baleares GESA	Canarias UNELCO	Ceuta y Melilla Endesa	Total Grupo Endesa
Extracoste con cargo a PGE.	165.584.196,22	342.080.866,71	32.222.441,25	539.887.504,17
Liquidaciones con cargo PGE 2015 realizadas a Endesa.	139.100.294,00	375.345.063,00	35.561.366,00	550.006.723,00
Cuantía pendiente cobro con cargo PGE.	26.483.902,22	-33.264.196,29	-3.338.924,75	-10.119.218,83

Sexto.

Las cuantías por retribución por costes de inversión, tanto de grupos nuevos como de grupos existentes, que eventualmente pudieran reconocerse en la resolución de la primera convocatoria del procedimiento de otorgamiento de la resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares regulada en la disposición transitoria primera del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio serán introducidas como costes de generación en las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación de los territorios no peninsulares que se aprueben en los años sucesivos.

Séptimo.

La liquidación de la cuantía de la retribución pendiente de cobro con cargo al sistema eléctrico correspondiente a la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa, S.A., para el año 2015, aprobada en el apartado cuarto, se realizará en la Liquidación Definitiva de las Actividades Reguladas del Sector Eléctrico correspondiente al ejercicio 2019.

Contra la presente resolución que no pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, podrá interponerse recurso de alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la notificación de la presente resolución.

Transcurrido dicho plazo sin haberse interpuesto el recurso, la resolución será firme a todos los efectos. Para el cómputo de los plazos por meses habrá de estarse a lo dispuesto en el artículo 30 de la citada Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Madrid, 19 de septiembre de 2020.–El Director General de Política Energética y Minas, Manuel García Hernández.