

**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 2014.**

**Expediente nº: INF/DE/151/15**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Eduardo García Matilla

D.<sup>a</sup> Clotilde de la Higuera González

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D.<sup>a</sup> Idoia Zenarrutzabeitia Beldarrain

**Secretario de la Sala**

D. Tomás Suárez-Inclán González, Secretario del Consejo

En Madrid, a 22 de septiembre de 2016

La Sala de Supervisión Regulatoria, según lo previsto en el artículo 72.3 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, y en el artículo 5 del 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, en el ejercicio de la funciones que le atribuye el artículo 5.2 y 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia, y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico, acuerda emitir el siguiente informe:

## 1. OBJETO Y ANTECEDENTES

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio remitido por la Secretaría de Estado de Energía (SEE) de la Dirección General de Política Energética (DGPEM) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, (MINETUR) con entrada en el registro general de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con fecha 18 de diciembre de 2015, por el que solicita la emisión de informe sobre reconocimiento de la cuantía definitiva de los costes de generación de las centrales titularidad del grupo ENDESA, S.A., (ENDESA) en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares —o territorios no peninsulares (TNP), denominación adoptada tras la Ley 24/2013, de 26 de diciembre<sup>1</sup> (LSE)— para los años 2012, 2013 y 2014, todo ello de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio<sup>2</sup> (RD 738/2015). Este escrito se acompaña de la documentación aportada por ENDESA a la DGPEM en el marco de este expediente: las auditorías de costes correspondientes a los tres ejercicios realizadas conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010<sup>3</sup>.

En particular, el alcance de este informe se circunscribe a determinar la liquidación para el ejercicio 2014 de las antedichas plantas, las cuales se corresponden —en su totalidad— con grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles y, por tanto, se encuentran enmarcadas en la categoría A<sup>4</sup>, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del citado RD 738/2015.

La LSE —que deroga Ley 54/1997, de 27 de noviembre<sup>5</sup>—, en su artículo 10, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se

---

<sup>1</sup> Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

<sup>2</sup> 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. Este real decreto deroga el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, así como, las órdenes ITC/913/2006 e ITC/914/2006, ambas de 30 de marzo, por las que se aprueban los métodos de cálculo en dichos sistemas de: i) el coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía, y ii) la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario.

<sup>3</sup> Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de las auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

<sup>4</sup> 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.

<sup>5</sup> Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

desarrollen en los sistemas eléctricos de los TNP 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 establece, entre otras particularidades, la posibilidad de: i) exención del sistema de ofertas hasta que dichos sistemas estén efectivamente integrados con el sistema peninsular<sup>6</sup>, si bien podrán recibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada periodo de programación (artículo 25) y ii) percibir 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 (artículo 14.5). Para el cálculo del régimen retributivo adicional se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad de una empresa eficiente y bien gestionada, mediante la aplicación de criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios no peninsulares.

Por tanto, la LSE establece que la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica cuando se desarrolle en los TNP incluirá el precio resultante de los mercados diario e intradiario y los servicios de ajuste así como la retribución adicional o, en su caso, la retribución específica (aplicable si se desarrolla a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia o residuos).

Además, la Disposición adicional décima de la LSE establece que el régimen retributivo para la generación del anteriormente denominado régimen ordinario en los TNP que se desarrolle en aplicación de lo dispuesto en los Reales Decretos-ley 13/2012, de 30 de marzo<sup>7</sup> y 20/2012, de 13 de julio<sup>8</sup> (esto es, la

---

<sup>6</sup> Esta integración se constatará por orden ministerial y se producirá cuando la capacidad de conexión con la península sea tal que permita su incorporación en el mercado de producción peninsular y existan los mecanismos de mercado que permitan integrar su energía.

<sup>7</sup> 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. El artículo 7 especificaba los criterios a tener en cuenta a la hora de determinar la retribución regulada reconocida a las instalaciones de producción del entonces denominado régimen ordinario en los TNP, así como un mandato al Gobierno para revisar de acuerdo con dichos criterios su modelo retributivo de costes fijos y variables. Suprimía asimismo la retribución en concepto de garantía de potencia para los grupos cuya vida útil haya finalizado y vinculaba el pago por garantía de potencia a la disponibilidad real de las plantas.

<sup>8</sup> Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. El artículo 37 estableció el 1 de enero de 2012 como fecha a partir de la cual serían de aplicación las revisiones del modelo retributivo, incorporando desde su entrada en vigor las siguientes modificaciones: supresión de la retribución

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 en los TNP, la Disposición adicional decimoquinta de la repetida LSE 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 TNP, 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<sup>9</sup>, desarrolla este mecanismo.

Las singularidades previstas por la citada LSE en estos territorios —algunas de ellas expuestas en los párrafos anteriores— fueron objeto de desarrollo posterior por el RD 738/2015. 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<sup>10</sup>.

Así, el artículo 72 del citado RD 738/2015 determina el procedimiento de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción de energía en los sistemas eléctricos de los TNP. Para las instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo adicional (en particular, para las pertenecientes a la categoría A de acuerdo con la clasificación establecida por su artículo 2, entre las que se incluyen instalaciones acogidas al antiguo

---

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

<sup>10</sup> La Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, tiene por objeto introducir un mayor grado de competencia y un nuevo régimen retributivo en los SENP con el fin de proporcionar señales económicas más eficientes. Así, se restringe el acceso al régimen retributivo adicional a grupos empresariales que superen una cuota del 40% en potencia instalada de generación, y se introduce un mecanismo de concurrencia para el aprovisionamiento de combustibles.

denominado régimen ordinario como las que son objeto de este informe), la liquidación se establece como la suma de los siguientes elementos:

- a) La liquidación a precio medio peninsular (PMP) de la energía en el despacho económico en cada TNP, a realizar por el operador del sistema (OS).
- b) La liquidación del extracoste de producción, a realizar por el organismo encargado de la liquidación del sector eléctrico (transitoriamente, la CNMC).

Con carácter mensual, la CNMC realiza liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva sobre la base de las liquidaciones mensuales del despacho de producción que realiza el OS a cada instalación de producción. Adicionalmente, con periodicidad anual y a solicitud del interesado, previo informe e inspección de la CNMC, la DGPEM aprueba la cuantía definitiva de los costes de producción.

Por su parte, y en relación con la liquidación de los ejercicios del 2012 al 2014, la Disposición adicional quinta del antedicho RD 738/2015 establece que el OS calculará los costes de generación para cada uno de los grupos en cada TNP y para dichos años aplicando la metodología y parámetros establecidos en la Disposición transitoria séptima<sup>11</sup> de la misma norma y los comunicará a la CNMC.

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fechas 10 y 30 de noviembre de 2015, ENDESA remitió al MINETUR escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2012 y 2013, de un lado, y en 2014, de otro. Junto a dicho escrito se adjuntaban las auditorías de costes correspondientes a los tres ejercicios, realizadas conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la DGPEM.

En dicho escrito, en lo que se refiere al año 2014 objeto de este informe, ENDESA solicita se reconozcan unos costes totales de generación para sus centrales en los TNP de 2.421,004 M€. Esta cantidad sería la suma de i) por un lado, los costes de generación, ajustados, siempre según ENDESA, conforme a aquellos aspectos dispuestos en el RD 738/2015 que, a fecha de su solicitud, eran conocidos por estar sus valores expresamente recogidos en el texto del citado real decreto (2.055,042 M€) y ii) por otro lado, los conceptos de costes adicionales que se muestran a continuación, cuyos valores no están expresamente recogidos en el RD 738/2015 (365,962 M€):

---

<sup>11</sup> La Disposición transitoria séptima del RD 738/2015 establece la metodología y los parámetros para determinar la retribución de los costes de generación fijos y variables de las centrales de generación que tenían la condición de régimen ordinario hasta la entrada en vigor de la LSE, desde el 1 de enero y hasta la entrada en vigor de dicho real decreto.

- Costes fijos de grupos pendientes de inscripción y/o de la resolución de parámetros.
- Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.
- Coste de medidas extraordinarias (p.ej. alquiler de grupos electrógenos).
- Coste neto por derechos de emisión.
- Coste de mezclas de combustibles.
- Coste de peajes de generación.
- Coste de financiación del OS.
- Coste de nuevas inversiones.
- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012.

Además, ENDESA señala que, si bien el antedicho importe ha sido calculado conforme a lo establecido en el RD 738/2015 y, en concreto, en su Disposición transitoria séptima y anexos XIII y XIV, se trataría de una estimación, al no haber publicado el OS —a la fecha de redacción de su solicitud— la liquidación del año 2014 que resultaría de la aplicación del citado real decreto. Considera por otra parte que esa cantidad debería incrementarse en los costes financieros que correspondan desde la fecha de solicitud hasta el momento en que se salde la totalidad del importe pendiente.

Por otro lado, ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 2.195,888 M€ —ingresos del despacho de generación del OS más ingresos derivados de las liquidaciones de las actividades reguladas y de las liquidaciones a cargo de PGE 2014—, lo que daría origen, siempre a su juicio, un importe pendiente de liquidación para el ejercicio 2014 de 225,116 M€ a cobrar por ENDESA.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, el MINETUR remitió a la CNMC la referida solicitud de ENDESA, junto con la documentación aportada para la elaboración de la propuesta de reconocimiento de costes definitivos para los años 2012 al 2014.

Con fecha 15 y 21 de julio de 2016 tuvieron entrada en el registro telemático de esta Comisión los recálculos, realizados por el OS de acuerdo con lo dispuesto en el RD 738/2015<sup>12</sup>, de las liquidaciones que dan lugar al cierre del años 2012, 2013 y 2014 para las instalaciones de generación en los TNP, entre ellas las de ENDESA.

Con fecha 18 de febrero de 2016, en cumplimiento de lo previsto en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector

---

<sup>12</sup> A este respecto, cabe recordar que las liquidaciones y reliquidaciones realizadas en los meses `m+1` y `m+3` y `m+10` —siendo `m` el mes de producción— de las instalaciones de generación titularidad de ENDESA en el año 2014 se calcularon en su día de acuerdo con el régimen retributivo establecido en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre y en las órdenes ministeriales ITC/913/2006, de 30 de marzo e ITC/914/2006, de 30 de marzo; normativa actualmente derogada por la Disposición derogatoria única del RD 738/2015.

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. En el Anexo I se adjuntan las actas de inspección correspondientes al año 2014 levantadas a estas empresas, así como los informes de inspección a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas actas.

Finalmente, se hace notar que, durante las actuaciones de inspección, ENDESA manifestó que, como consecuencia de las últimas reliquidaciones realizadas por el OS en 2016, en aplicación de lo dispuesto en el RD 738/2015, existen nuevas discrepancias con las cantidades liquidadas. Estas nuevas diferencias no estaban contempladas en la solicitud que ENDESA realizó a la DGPEM el pasado 10 de noviembre de 2015. En este respecto, se indica que estas consideraciones no han sido tenidas en cuenta en el cálculo de la cuantía definitiva de los costes de generación de las centrales titularidad de ENDESA en los TNP para el año 2014, por no haber sido presentadas de acuerdo con el procedimiento dispuesto en la normativa de aplicación, si bien se anexan, para los efectos que se estime oportunos, en las referidas actas.

## **2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.**

### **2.1.- De los costes de generación calculados por el OS.**

Los costes de generación reconocidos a las instalaciones encuadradas en la categoría A en los TNP —categoría en la que se encontrarían incluidas todas las centrales titularidad de ENDESA objeto de este informe— se definen, conforme a lo dispuesto en la normativa de aplicación, como la suma de los siguientes dos términos/costes:

1. Costes fijos (denominados costes por `garantía de potencia´ en el marco normativo vigente con anterioridad a la entrada en vigor del RD 738/2015): contemplan los costes de inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento, los cuales comprenden a su vez los costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.
2. Costes variables: contemplan los costes de combustible (costes variables de funcionamiento, costes de arranque asociados al combustible, costes de banda de regulación), y otros costes variables de operación y mantenimiento, los cuales comprenden a su vez los debidos al arranque y otros costes operativos de la central, así como el coste de los derechos de emisión.

El coste reconocido de los combustibles constituye la mayor parte de los costes variables de generación; sus valores son fijados mediante Resolución

de la DGPEM. La Resolución de 9 de febrero de 2015<sup>13</sup> aprobó los precios de los combustibles distintos del gas natural aplicables para los años 2012, 2013 y 2014 y, provisionalmente, para el primer semestre de 2015, los cuales fueron modificados posteriormente por el Anexo XIV del RD 738/2015, según lo previsto en la Disposición transitoria séptima.2.b.3º de dicho real decreto. Por su parte, la Resolución de 2<sup>14</sup> diciembre de 2015 establece el precio reconocido para el gas natural en el segundo semestre de 2013 y primer y segundo semestre de 2014.

Los costes de generación determinados por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP correspondientes al ejercicio 2014 —remitidos por registro telemático a esta CNMC con fechas 15 y 21 de julio de 2016— ascienden a un total de 2.115,971 M€. El siguiente cuadro recoge los antedichos costes para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, desglosados en costes fijos y costes variables, así como la producción medida en GWh.

**Cuadro 1. Costes de generación de las instalaciones de ENDESA en los TNP contemplados por el OS en 2014**

TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Importe coste variable (euros)	Importe coste fijo (euros)	Importe total (euros)	Coste unitario (euros/MWh)
Baleares	GESA	3.892,84	343.897.998,49	206.201.179,14	550.099.177,63	141,31
Canarias	UNELCO	7.871,92	1.185.988.050,09	270.633.323,47	1.456.621.373,56	185,04
Ceuta	ENDESA	212,25	33.202.083,69	22.596.806,83	55.798.890,52	262,90
Melilla	ENDESA	201,02	34.459.578,51	18.991.527,20	53.451.105,71	265,90
<b>Total TNP</b>		<b>12.178,03</b>	<b>1.597.547.710,78</b>	<b>518.422.836,64</b>	<b>2.115.970.547,42</b>	<b>173,75</b>

A este respecto, ENDESA estimó a la fecha de redacción de su solicitud —30 de noviembre de 2015— que los referidos costes en 2014 ascenderían a 2.055,042 M€, esto es, 60,929 M€ menos respecto a la cuantía reflejada por este concepto en el Cuadro 1. Debe tenerse presente que este importe habría sido calculado con los valores de los distintos conceptos retributivos introducidos por el RD 738/2015, pero a partir de las liquidaciones provisionales del ejercicio 2014 realizadas por el OS con anterioridad a la publicación de dicho real decreto.

Por otro lado, en el escrito que acompaña el oficio de la SEE de fecha 18 de diciembre de 2015 que da lugar a este informe, ENDESA solicita también la

<sup>13</sup> Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

<sup>14</sup> Resolución de 2 de diciembre de 2015, 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 2013 y primer semestre de 2014 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.



compensación de determinadas partidas adicionales de costes, expuestas a continuación, que no han sido recogidas en la liquidación de costes de generación realizada por el OS, bien por precisar de la aprobación previa del MINETUR, bien por derivarse de situaciones previas al RD 738/2015.

## **2.2.- De los costes fijos de instalaciones de generación pendientes de inscripción y/o de reconocimiento de parámetros.**

ENDESA solicita el reconocimiento de 43,450 M€ adicionales en concepto de costes fijos de instalaciones de generación categoría A que han sido despachadas por el OS por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico durante el ejercicio 2014, pese a estar pendientes de ser inscritas con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o carecer de parámetros retributivos publicados —contando ya con el resto de autorizaciones pertinentes—, motivos por los cuales sus costes fijos no han sido liquidados por el OS. En concreto, las instalaciones que se encuentran en esta situación son la turbina de Gas Ibiza 24, el Ciclo Combinado II de Granadilla y el grupo Guía de Isora Gas 1 (estas últimas en Tenerife), para los que ENDESA solicita por este concepto 2,536 M€, 36,387 M€ y 4,527 M€, respectivamente.

En los informes de inspección a GESA y a UNELCO (Anexo I), se detallan los importes a reconocer propuestos por este concepto, junto a los solicitados por ENDESA:

**Cuadro 2. Costes fijos de grupos pendientes de inscripción y/o reconocimiento de parámetros en 2014**

<b>COSTES FIJOS DE GRUPOS PENDIENTES DE INSCRIPCIÓN Y/O RECONOCIMIENTO DE PARÁMETROS, 2014</b>				
<b>TNP</b>	<b>Sujeto liquidación</b>	<b>Valoración CNMC (€)</b>	<b>Valoración Endesa (€)</b>	<b>ENDESA - CNMC (€)</b>
BALEARES	GESA	1.957.894,00	2.536.250,00	578.356,00
CANARIAS	UNELCO	4.797.700,00	40.914.172,00	36.116.472,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
<b>TOTAL</b>		<b>6.755.594,00</b>	<b>43.450.422,00</b>	<b>36.694.828,00</b>

En lo que se refiere a los costes fijos de la planta Ibiza 24, el informe de inspección a GESA indica que procedería reconocer el coste adicional de 1,958 M€ a ENDESA por este concepto.

En lo que se refiere a los costes fijos del grupo de generación Guía de Isora Gas 1, se indica que la Resolución de 21 de noviembre de 2014 de la DGPEM<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Resolución de 21 de noviembre de 2014 de la DGPEM por la que se determina la revisión definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y

establece que las retribuciones por «*garantía de potencia del grupo Guía de Isora que eventualmente pudieran reconocerse con posterioridad a esta Resolución serán introducidas como costes de generación en las cuantías definitivas de los costes destinados a la compensación de los territorios no peninsulares de las empresas generadoras de Endesa, S.A. que se aprueben en los años sucesivos.*».

Con fecha 6 de mayo de 2016 tuvo entrada en el registro de esta Comisión oficio del MINETUR en el que adjuntaba Resolución de la DGPEM, de 6 de mayo de 2016<sup>16</sup>, que establece para la central Guía de Isora Gas 1 y por este orden: i) el valor reconocido de la inversión, la vida útil regulatoria y el valor unitario de garantía de potencia anual (CITin) de los años 2006 al 2011 y ii) la anualidad de la retribución por inversión en los años 2012, 2013, 2014 y 2015. Adicionalmente, el escrito del MINETUR señala que el OS deberá incluir la información de la antedicha resolución en la determinación de los importes que correspondan a Guía de Isora Gas 1 en concepto de retribución por costes fijos, los cuales deberá remitir a esta Comisión a los efectos de las liquidaciones que deban llevarse a cabo.

El informe de inspección a UNELCO confirma que la reliquidación efectuada por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 para la central Guía de Isora Gas 1 no recoge el valor de la retribución por costes fijos y en consecuencia, procedería reconocer el coste adicional de 4,798 M€ a ENDESA por este concepto.

En lo que se refiere al Ciclo Combinado II de Granadilla, el antedicho informe de inspección confirma que la reliquidación efectuada por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 para esta planta recoge el valor de su retribución por costes fijos y, en consecuencia, no procedería reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.

### **2.3.- De los costes de grupos pendientes de resolución de compatibilidad.**

ENDESA solicita el reconocimiento de 21,147 M€ adicionales en concepto de coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad que han sido despachados por el OS para cubrir la demanda del sistema durante el ejercicio 2014. En concreto, las instalaciones que se encuentran en esta situación son las

---

extrapeninsulares correspondientes al ejercicio 2011 de las empresas generadoras de Endesa, S.A.

<sup>16</sup> Resolución de la DGPEM por la que se establece el valor reconocido de inversión, la vida útil regulatoria, el valor unitario de garantía de potencia anual de los años 2006 al 2011, los valores de la anualidad de la retribución por la inversión para los años 2012, 2013, 2014 y 2015 del grupo de generación Guía de Isora Gas 1 pertenecientes al sistema eléctrico no peninsular de Canarias.

turbinas de Gas Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19, pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias, respectivamente.

El artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre,<sup>17</sup> en su punto 1, establece que *«para tener derecho al régimen retributivo adicional destinado a la actividad de producción en los territorios insulares y extrapeninsulares, 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 DGPEM. [...]»*. Adicionalmente, el apartado 2 dispone que *«aquellas instalaciones que obtengan una autorización administrativa sin la resolución favorable prevista en el apartado anterior, no tendrán derecho a retribución adicional ni a régimen económico primado, percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.»*

Por su parte, la Disposición transitoria primera ('Resolución de compatibilidad de las instalaciones de producción de energía eléctrica en los territorios insulares y extrapeninsulares que cuenten con inscripción en el Registro de preasignación de retribución o con autorización administrativa') de la citada Ley 17/2013 dispone que, en función del estado de tramitación de las instalaciones de generación en los TNP a 1 de marzo del 2013, estas plantas precisarían o no de la resolución de compatibilidad para acceder al régimen de retribución adicional o primado y, en caso de que no fuera favorable, podrían obtener una indemnización por la inversión realizada.

Así, en lo que se refiere a las plantas pertenecientes al antiguo *régimen ordinario* —hoy incluidas en la categoría A de acuerdo con la clasificación del artículo 2 del RD 738/2015— la antedicha disposición establece que requerirán resolución favorable de compatibilidad para tener derecho a la retribución adicional en los dos siguientes supuestos: i) si 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 MINETUR y ii) si hubieran obtenido autorización administrativa en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2013 y la entrada en vigor de la Ley 17/2013 y no estuvieran inscritas en el referido Registro administrativo. Por tanto, estas plantas no tendrán derecho a percibir el régimen retributivo adicional hasta que no dispongan de la referida resolución, percibiendo exclusivamente el precio del mercado. Por el contrario, quedan exceptuadas de esta obligación, las instalaciones en los TNP que a 1 de marzo de 2013 constaran inscritas en el citado registro administrativo y las que a dicha fecha dispusieran de autorización de explotación (estas últimas debían no obstante presentar una solicitud de exención).

---

<sup>17</sup> Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

ENDESA especifica que, en cumplimiento de lo dispuesto en la citada Disposición transitoria primera, presentó en su día solicitudes de compatibilidad ante la DGPEM para las citadas centrales, si bien las mismas se encuentran pendientes de resolver desde entonces. Asimismo, señala que algunos de estos grupos ya se encuentran inscritos y han venido siendo despachados por el OS.

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que, si bien ENDESA presentó las correspondientes solicitudes de compatibilidad en plazo para las instalaciones objeto de este apartado, la resolución de las mismas continúa pendiente; en consecuencia, de acuerdo con la normativa de aplicación, no procedería reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto, hasta tanto se produzca la correspondiente resolución.

El cuadro siguiente detalla los importes solicitados por ENDESA por este concepto, cuyo reconocimiento, como se ha expuesto, no se considera posible a la fecha de redacción de este informe.

**Cuadro 3. Costes de los grupos pendientes de resolución de compatibilidad, 2014.**

<b>COSTE DE GRUPOS PENDIENTES DE RESOLUCIÓN DE COMPATIBILIDAD, 2014</b>				
<b>TNP</b>	<b>Sujeto liquidación</b>	<b>Valoración CNMC (€)</b>	<b>Valoración Endesa (€)</b>	<b>ENDESA - CNMC (€)</b>
BALEARES	GESA	0,00	18.619.654,00	18.619.654,00
CANARIAS	UNELCO	0,00	2.526.584,00	2.526.584,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
<b>TOTAL</b>		<b>0,00</b>	<b>21.146.238,00</b>	<b>21.146.238,00</b>

#### **2.4.- De los costes de medidas de carácter temporal y extraordinario.**

ENDESA solicita el reconocimiento de 1,719 M€ adicionales en concepto de coste de alquiler y combustibles de grupos de generación en régimen de alquiler en Baleares, que transitoriamente ha sido necesario instalar por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico puestos de manifiesto por el OS, entre otros, para garantizar la cobertura de las puntas de demanda.

En los informes de inspección a GESA (Anexo I), se señala que se solicitaron a estas empresas las autorizaciones de funcionamiento de los grupos emitidas por el órgano competente del Gobierno de Baleares, los contratos de alquiler de los mismos y el desglose de los combustibles consumidos, lo que ha sido convenientemente aportado. Asimismo, se indica que se verificaron las facturas presentadas por GESA en concepto de alquiler de grupos electrógenos y se comprobaron que las cantidades de consumo de combustible declarado por dicha empresa respecto a la producción obtenida corresponden con rendimientos estándar en este tipo de generadores. Por último, se valoró el coste

de los combustibles consumidos a los precios publicados en el anexo XIV del RD 738/2015.

El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por este concepto, junto a los solicitados por ENDESA. Las diferencias se deben a los precios de los combustibles (producto y logística) empleados en el cálculo de la partida coste de combustible de los equipos de alquiler.

**Cuadro 4. Costes por alquiler de grupos de generación en 2014**

COSTE DE MEDIDAS EXTRAORDINARIAS, 2014				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	1.597.053,00	1.718.906,00	121.853,00
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
<b>TOTAL</b>		<b>1.597.053,00</b>	<b>1.718.906,00</b>	<b>121.853,00</b>

## 2.5.- De los costes netos por derechos de emisión.

ENDESA solicita el reconocimiento de 54,901 M€ adicionales en concepto de coste por de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para el año 2014 —aplicando un precio de 5,949 €/tCO<sub>2</sub>—, los cuales se desglosan por sistemas en 20,487 M€ correspondientes a Baleares, 32,727 M€ a Canarias y 1,687 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Según la propia compañía, este coste se obtiene de valorar la diferencia entre las emisiones reales y los derechos asignados de forma gratuita en el Plan Nacional de Asignación (PNA), de acuerdo con la información que figura en el Registro Nacional de Derechos de Emisión de Gases Efecto Invernadero (RENADE) del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA), al precio medio del mercado secundario de la plataforma común europea, que corresponde al mercado EEX.

El apartado 2 de la Disposición transitoria séptima del RD 738/2015 establece que la retribución por costes de los derechos de emisión de las centrales de generación en los TNP que tenían la condición de régimen ordinario hasta la entrada en vigor de la LSE —entre las que se encontrarían las centrales titularidad de ENDESA objeto de este informe— se calculará, —desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del citado real decreto,— de acuerdo con lo establecido en su artículo 37<sup>18</sup>; esta disposición dispone también que el precio de los derechos de emisión de liquidación utilizado para calcular la retribución por este concepto para los grupos de generación en TNP se obtenga

<sup>18</sup> El artículo 37 del RD 738/2015 establece, en su apartado 1, que la retribución por costes de los derechos de emisión de un grupo, expresado en euros, para un periodo determinado, se calculará como el sumatorio de la retribución por costes de los derechos de emisión horarios.

—tal y como cita ENDESA en su escrito— anualmente como la media del precio diario de las subastas de derechos de emisión del mercado secundario en la plataforma común y, transitoriamente, hasta tanto se designe dicha plataforma, y salvo especificación particular en contra, en el *European Energy Exchange* (EEX)<sup>19</sup>. Dicho precio será aprobado por resolución de la DGPEM.

La Resolución de 5 de febrero de 2016, de la DGPEM<sup>20</sup> aprueba el precio de los derechos de emisión de liquidación en euros/tonelada para los años 2012 al 2014 en los sistemas eléctricos no peninsulares. En concreto, fija un precio de 5,949 €/tCO<sub>2</sub> para el año 2014 de acuerdo con la definición que establece el artículo 37 del citado real decreto, mismo precio que, de acuerdo con la documentación facilitada, aplica ENDESA en sus cálculos.

Ahora bien, es de notar que el artículo 31 ('Retribución por costes variables de generación') del RD 738/2015, en su apartado 1.c) incorpora estos costes como una partida más dentro de los costes variables de generación reconocidos. A este respecto, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que los costes variables de generación determinados por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 recogen el valor de 54,901 M€ correspondiente a costes netos por derechos de emisión; por tanto, el cálculo realizado por el OS ya se corresponde con el resultado de la aplicación de la normativa actualmente vigente y, en consecuencia, no procedería reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.

## **2.6.- De los costes debidos a mezclas de combustibles.**

ENDESA solicita el reconocimiento de 13,323 M€ adicionales en concepto de coste por mezclas de combustibles en el funcionamiento y arranque de las instalaciones de generación, dado que el OS únicamente determina el coste variable asumiendo la utilización del combustible principal atribuido a cada grupo. En 2014, dicha solicitud refleja tales costes adicionales sólo para los grupos de Alcudia, sitios en Mallorca.

El apartado 1 de la Disposición transitoria segunda del RD 738/2015 establece que: «1. En tanto no se autoricen las mezclas de combustible habitual por la

---

<sup>19</sup> El artículo 26 del Reglamento (UE) N° 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, establece un modelo de subasta de derechos de emisión basado en una plataforma común para todos los Estados miembros que decidan formar parte de la acción conjunta. A este respecto, el 8 de septiembre de 2012 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el anuncio de adjudicación del contrato a la entidad EEX (*European Energy Exchange*), con sede en Leipzig, para su designación como plataforma común transitoria.

<sup>20</sup> Resolución de 5 de febrero de 2016, de la Dirección General de política Energética y Minas, por la que se aprueba el precio de derechos de emisión de liquidación para los años 2012, 2013 y 2014 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

*DGPEM, 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 DGPEM 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).»*

Por su parte, el apartado 2 indica que « No obstante lo anterior, a efectos de lo establecido en los artículos 12 y 40, en el plazo de un mes desde la entrada en vigor de este real decreto los titulares de las instalaciones de producción categoría A que vayan a percibir el régimen retributivo adicional deberán remitir a la Dirección de Política Energética y Minas la mezcla de combustible habitual utilizada en cada uno de sus grupos, tanto en estado de marcha normal como en los arranques. En el caso de que no se presentara la citada información en el plazo establecido, el combustible a utilizar a efectos de despacho y de liquidación será el combustible principal indicado en el anexo XIII.»

En el informe de inspección a GESA (Anexo I), se señala que se comprobó que GESA presentó ante la DGPEM la información respecto a la mezcla de combustibles de acuerdo con lo establecido en la antedicha Disposición transitoria segunda.

En el cuadro siguiente se refleja que el importe solicitado por ENDESA es coincidente con el propuesto para este concepto.

**Cuadro 5. Costes por mezclas de combustibles 2014**

COSTE POR MEZCLA DE COMBUSTIBLES, 2014				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	13.322.966,00	13.322.966,00	0,00
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
<b>TOTAL</b>		<b>13.322.966,00</b>	<b>13.322.966,00</b>	<b>0,00</b>

## 2.7.- De los costes debidos a peajes de generación.

ENDESA solicita el reconocimiento de 6,158 M€ adicionales en concepto de coste por el pago del peaje de acceso a las redes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica desde el 1 de enero de 2011, en aplicación de

lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre<sup>21</sup>. El reparto de dicho coste entre los distintos sistemas es: 1,965 M€ Baleares, 3,973 M€ Canarias y 0,220 M€ a las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

La Disposición adicional tercera del citado RD 1544/2011, de 31 de octubre, establece que « los ingresos reconocidos a las instalaciones de régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares se incrementarán en el importe equivalente a la aplicación de los peajes de acceso establecidos en el presente Real Decreto.»

El referido peaje tiene un valor fijo de 0,5 € por megavatio hora producido, valor máximo aplicable según la normativa europea.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN (Anexo I) determinan un valor de 6,158 M€ para el antedicho coste en 2014, todo ello de acuerdo con la medida de producción que figura en el cuadro 1 de este informe; en consecuencia, este importe es coincidente con el solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro 6. Costes por peajes de generación en 2014**

COSTE POR PEAJE DE GENERACIÓN, 2014				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	1.965.427,00	1.965.427,00	0,00
CANARIAS	UNELCO	3.973.223,00	3.973.223,00	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	220.178,00	220.178,00	0,00
<b>TOTAL</b>		<b>6.158.828,00</b>	<b>6.158.828,00</b>	<b>0,00</b>

Por otro lado, cabe indicar —tal y como señala la propia ENDESA en su escrito— que los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por peajes de generación dentro de los costes variables de generación, en particular, dentro de la partida «Otros costes operativos de la central»<sup>22</sup>; esto es, el importe de estos costes se integrarían ya como una parte más de los costes variables antes considerados.

<sup>21</sup> Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

<sup>22</sup> Según el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos'), «La retribución por otros costes operativos 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.»



No obstante lo anterior, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA confirman que los costes variables de generación determinados por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 no recogen el valor de 6,158 M€ correspondiente a los costes por peajes de generación satisfechos por sus centrales y, en consecuencia, procedería reconocer el coste adicional por este concepto a ENDESA.

## 2.8.- De los costes debidos a la financiación del OS

ENDESA solicita el reconocimiento de 1,592 M€ adicionales en concepto de coste por los importes que deben satisfacer los sujetos del sistema para la financiación del OS en aplicación de lo dispuesto en en el artículo 7<sup>23</sup> de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero (de aplicación hasta el 31 de enero de 2014) y la Disposición transitoria tercera<sup>24</sup> de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero (de aplicación a partir del 1 de febrero de 2014). El reparto de dicho coste entre los distintos sistemas es: 0,714 M€ Baleares, 0,825 M€ Canarias y 0,053 M€ a las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN (Anexo I) determinan un valor de 1,590 M€ para dichos costes; por consiguiente, este importe es ligeramente inferior al solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

---

<sup>23</sup> El artículo 7 ('Financiación del operador del sistema') de la Orden IET/221/2013, de 14 de febrero, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones en régimen especial, dispone, en su apartado 3, que «A partir de 1 de marzo de 2013, los generadores del mercado, tanto del régimen ordinario como del régimen especial, situados en el territorio nacional, pagarán al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta, o instalada por CIL en el caso del régimen especial, superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 25,28 euros/MW de potencia disponible.»

<sup>24</sup> La Disposición transitoria tercera ('Retribución y financiación del operador del sistema') de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014, dispone, en su apartado 3, que «A partir de la entrada en vigor de la presente orden [1 de febrero de 2014], los generadores del mercado [...] pagarán al operador del sistema por cada una de las instalaciones de potencia neta [...] superior a 1 MW una cantidad mensual fija de 38,43 euros/MW de potencia disponible.»

**Cuadro 7. Costes financiación del operador del sistema en 2014**

COSTE POR FINANCIACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA, 2014				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	714.005,00	714.005,00	0,00
CANARIAS	UNELCO	823.031,00	824.522,00	1.491,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	52.697,00	52.697,00	0,00
<b>TOTAL</b>		<b>1.589.733,00</b>	<b>1.591.224,00</b>	<b>1.491,00</b>

Por otro lado, cabe indicar —tal y como señala la propia Endesa en su escrito—, que los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por financiación del OS dentro de los costes variables de generación, en particular, dentro de la partida «*Otros costes operativos de la central*»; esto es, el importe de estos costes se integran ya como una parte más de los costes variables antes considerados.

No obstante lo anterior, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que los costes variables de generación determinados por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 no recogen el importe de 1,590 M€ correspondiente a costes por financiación del OS y, en consecuencia, procedería reconocer el coste adicional por este concepto a ENDESA.

## 2.9.- De los costes debidos a nuevas inversiones

ENDESA solicita el reconocimiento de 27,281 M€ adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se desglosan por sistemas en 10,658 M€ correspondientes a Baleares, 12,718 M€ a Canarias y 3,905 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

En relación con nuevas inversiones sobre grupos existentes pertenecientes a la categoría A, el artículo 18.4 del RD 738/2015 establece que «*Se podrá otorgar un régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones realizadas en un grupo inscrito en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, vaya o no a finalizar su vida útil regulatoria. Este régimen retributivo será el definido en el artículo 19.*»

El citado artículo 19, en su apartado 1, 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. En ningún caso tendrán la consideración de nuevas inversiones aquellas asociadas a modificaciones que no precisen de la autorización administrativa previa establecida en el artículo 53 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, ni aquellas*

*cuya cuantía sea inferior al 5 por ciento del valor de la inversión reconocida al grupo sobre el que se realiza la nueva inversión. Asimismo, tendrán la consideración de nuevas inversiones las inversiones en sistemas automáticos de control de generación necesarios para ofrecer el servicio de banda de regulación.»*

En relación con el otorgamiento del régimen retributivo adicional para estas nuevas inversiones, el antedicho artículo establece que el procedimiento será el establecido en el artículo 53; este artículo dispone, en su apartado 1, que «*Las nuevas inversiones sobre grupos inscritos en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, para tener derecho a la percepción de régimen retributivo adicional en los términos previstos en el artículo 19, 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. En los casos en los que se vayan a realizar inversiones en un grupo que vaya a finalizar su vida útil regulatoria, la solicitud se realizará, además, antes de la finalización de dicha vida útil regulatoria.*»

Por tanto, de conformidad con la normativa anteriormente expuesta, el derecho a percibir un régimen retributivo adicional por las nuevas inversiones realizadas en una central de categoría A existente está condicionado —entre otros aspectos— al otorgamiento, por parte de la Administración competente, y por este orden, de i) resolución favorable de compatibilidad —regulada en la sección 2ª del Capítulo IV, Título IV del RD 738/2015— y ii) autorización administrativa previa, a la que se refiere el artículo 53 de la LSE. Por tanto, las nuevas inversiones que no dispusieran de resolución favorable de compatibilidad con carácter previo a la autorización administrativa no tendrán derecho a retribución adicional, percibiendo, exclusivamente, el precio del mercado.

Por otro lado, y en relación con los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor del RD 738/2015 hayan alcanzado la vida útil establecida en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, y hayan continuado en operación, el punto 4 de la Disposición transitoria séptima del repetido RD 738/2015 establece que percibirán durante el año que nos ocupa «[...] *la retribución por costes variables definida en el apartado 2 y su retribución por costes fijos consistirá en la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo, OMF*n*(i)<sup>25</sup>, de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.c.*

---

<sup>25</sup> El Artículo 29.1 del RD 738/2015 establece que «*La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de un grupo, OMF*n*(i), retribuirá los siguientes conceptos de costes operativos de la central que son independientes de la producción, soportados por una empresa eficiente y bien gestionada: los costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, costes de seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación*».

A este respecto, cabe indicar que los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que las liquidaciones realizadas por el OS a todos los grupos, hayan terminado su vida útil regulatoria o no, incorporan la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo (OMFn(i)), por lo que se considera que no es posible reconocer nuevamente esta partida de coste.

Asimismo, el mencionado punto 4 de la disposición transitoria 7 del RD 738/2015 dispone para las mismas plantas que «Su retribución por costes fijos podrá ser incrementada, en su caso, por las nuevas inversiones que se reconozcan de acuerdo a lo establecido en la disposición adicional octava.»

Dicha Disposición adicional octava establece que *«Los titulares de instalaciones de producción que habiendo finalizado su vida útil regulatoria a la entrada en vigor de este real decreto, según su definición dada en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, continúen en explotación, deberán solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que se les otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional en el plazo de dos meses desde la publicación de la primera resolución del Secretario de Estado de Energía por la que se efectúe la convocatoria para el otorgamiento de resolución favorable de compatibilidad y establezca la potencia necesaria a que se refiere la disposición transitoria primera.2. Aquellas instalaciones que no soliciten que se les otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional en el plazo establecido perderán, desde dicho momento, el derecho al régimen retributivo adicional, percibiendo por su energía generada el régimen económico establecido en el artículo 8. El procedimiento para el otorgamiento, en su caso, de la resolución favorable de compatibilidad será el establecido en la citada disposición transitoria primera, con las particularidades previstas en los artículos 53 y 54 para las instalaciones que realizan nuevas inversiones y que finalizan su vida útil respectivamente»*

En su punto 2 la misma Disposición adicional octava añade *«los titulares de las instalaciones de producción que hayan finalizado su vida útil deberán remitir junto con la solicitud, las nuevas inversiones que, en su caso, hayan realizado desde el 1 de enero de 2012, debidamente auditadas.»*

Por tanto, de acuerdo con lo dispuesto en la citada disposición adicional, el reconocimiento del incremento de la retribución de los costes fijos por nuevas inversiones en instalaciones que hayan finalizado su vida útil regulatoria a la entrada del RD 738/2015 está condicionado —entre otros aspectos— al otorgamiento, por parte de la DGPEM de resolución favorable de compatibilidad. Por tanto, es potestativo de la DGPEM el reconocimiento de un nuevo régimen retributivo adicional así como la cuantía que pudiera incorporar como costes adicionales por este concepto. A modo meramente expositivo, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN indican que de los

27,281 M€ solicitados por ENDESA, 4,977 M€ corresponderían exclusivamente a inversiones en estos grupos.

En consecuencia, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN indican que las nuevas inversiones sobre grupos existentes — hayan finalizado su vida útil regulatoria o no— no disponen de las autorizaciones pertinentes de acuerdo con la normativa de aplicación; en consecuencia, no procede reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.

## **2.10.- De los costes de los tributos derivados de la Ley 15/2012**

ENDESA solicita el reconocimiento de 196,391 M€ adicionales en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre<sup>26</sup> (Ley 15/2012), —75,739 M€ en Baleares, 112,067 M€ en Canarias y 8,585 M€ en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla—, según lo previsto en los artículos 31 ('Retribución por costes variables de generación') y 36 ('Retribución por otros costes operativos'), así como en el apartado 3.e) del artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones'<sup>27</sup>) del RD 738/2015. Dicho importe es la suma de, por un lado, 169,470 M€ correspondientes al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica y por otro lado, la cantidad de 26,920 M€ correspondientes a impuestos especiales sobre combustibles —impuesto sobre el carbón e impuesto sobre hidrocarburos— exclusivamente en Baleares<sup>28</sup>, de acuerdo con los tipos establecidos en la Ley 38/1992, de 28 de diciembre<sup>29</sup>, según la redacción dada por la citada Ley 15/2012<sup>30</sup>.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN (Anexo I) determinan un valor de 189,851 M€ para dichos costes; por

---

<sup>26</sup> Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales

<sup>27</sup> Según el párrafo final de dicho apartado, «*La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aplicará en su propuesta [de cuantía definitiva de costes de generación] la corrección por factura de combustible definida en el artículo 31, calculará la retribución por otros costes operativos, teniendo en cuenta la documentación que acredite el pago del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivados de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, e integrará los derechos de cobro definidos en el artículo 7.1 b) [...]*».

<sup>28</sup> Los artículos 3 y 76 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, establecen que los impuestos especiales de fabricación —entre el que se encuentra el impuesto sobre hidrocarburos— y el impuesto especial sobre el carbón se exigirán en todo el territorio español, a excepción de las islas Canarias, Ceuta y Melilla.

<sup>29</sup> Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

<sup>30</sup> La Ley 15/2012, de 27 de diciembre, creó —entre otros— el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema de energía eléctrica, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares. El tipo es único (7%) a aplicar a los ingresos totales obtenidos por cada una de las instalaciones de producción eléctrica. Asimismo, la antedicha ley modificó la Ley 38/1992 en lo que afecta al Impuesto sobre Hidrocarburos y al Impuesto Especial sobre el carbón.

consiguiente, este importe es inferior en 6,540 M€ al solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro 8. Costes derivados de la Ley 15/2012 en 2014**

COSTE POR TRIBUTOS DERIVADOS DE LA LEY 15/2012, 2014				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	71.823.945,00	75.738.925,00	3.914.980,00
CANARIAS	UNELCO	110.360.293,00	112.066.867,00	1.706.574,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	7.666.601,00	8.584.657,00	918.056,00
<b>TOTAL</b>		<b>189.850.839,00</b>	<b>196.390.449,00</b>	<b>6.539.610,00</b>

En particular, en lo que se refiere al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica, dichos informes de inspección señalan que se comprobó la documentación presentada por ENDESA sobre el pago del referido impuesto y determinan un valor de 162,931 M€ para el mismo; por consiguiente, este importe es inferior en 6,540 M€ al solicitado por la empresa.

A este respecto, cabe señalar que el importe a retribuir por este concepto se ha calculado sobre la cifra de ingresos totales a cuenta que se corresponde con los costes cuyo reconocimiento se propone en este informe (es decir, posibles diferencias en la aprobación de la cuantía definitiva de dichos costes con respecto a la cantidad aquí propuesta acarrearían la consiguiente modificación por el 7% de esas diferencias). Además, y dado que los ingresos por reconocimiento de costes definitivos deberán tributar nuevamente (se trata de un impuesto *ad valorem*) el coste a reconocer se calcula mediante su elevación al íntegro ( $7\% / (1-7\%) \sim 7,527\%$ ).

Todo lo cual se indica sin perjuicio de que, según lo expresamente establecido en el artículo 36<sup>31</sup> del RD 738/2015, ENDESA deberá acreditar debidamente el pago del impuesto una vez sea efectivo el ingreso por reconocimiento de costes definitivos.

Por otro lado, y dado que la normativa de aplicación incorpora los costes del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 dentro de los costes variables de generación (en particular, dentro de la partida «*Otros costes operativos de la central*»), el

<sup>31</sup> El artículo 36 del RD 738/2015 establece que «*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.*»

importe del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica se debería integrar como una parte más de los costes variables.

No obstante lo anterior, los referidos informes de inspección confirman que los costes variables de generación determinados por el OS de conformidad con lo establecido en el repetido RD 738/2015 no recogen el importe de 162,931 M€ correspondiente a costes del Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012 y, en consecuencia, procedería reconocer el coste adicional por este concepto a ENDESA.

En lo que se refiere a los impuestos especiales sobre combustibles, cabe indicar que, el apartado 3 de la Disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5') del RD 738/2015, dispone que *«El precio del combustible se calculará como la suma del precio del producto definido en el siguiente apartado y la retribución por costes de logística establecida en el apartado 5, a excepción del gas natural, cuyo precio de combustible se calculará de acuerdo con el método establecido en la 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. 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.»*

En relación con estos impuestos, ENDESA declara que el coste de los mismos en el año 2014 ascendería a 26,920 M€ importe coincidente con la cuantía reflejada por este concepto en los informes de inspección de la CNMC.

## **2.11.- De los costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2014**

El coste total de generación que ha de ser reconocido a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP alcanza un total de 2.335,246 M€, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por la citada compañía en el marco de este informe así como en las inspecciones realizadas por esta CNMC a las empresas vinculadas a la misma. Esto conllevaría el reconocimiento de 219,275 M€ de costes adicionales a ENDESA por encima de lo determinado por el OS (2.115,971 M€), según se resumen en la siguiente tabla.

### **Cuadro 9. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2014**

Costes & Ingresos de ENDESA en TNP 2014	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos (C6, C7, C8)	206,201	270,633	41,588	518,423
Costes variables (C6, C7, C8)	343,898	1.185,988	67,662	1.597,548
<b>Costes de generación OS (C6, C7, C8)</b>	<b>550,099</b>	<b>1.456,621</b>	<b>109,250</b>	<b>2.115,971</b>
Costes fijos de grupos pendientes de inscripción y/o reconocimiento de parámetros	1,958	4,798	0,000	6,756
Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad	0,000	0,000	0,000	0,000
Coste de medidas extraordinarias	1,597	0,000	0,000	1,597
Coste neto por déficit de derechos de emisión	0,000	0,000	0,000	0,000
Coste por mezclas de combustible	13,323	0,000	0,000	13,323
Coste por peajes de generación	1,965	3,973	0,220	6,159
Coste por financiación del OS	0,714	0,823	0,053	1,590
Coste por nuevas inversiones	0,000	0,000	0,000	0,000
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	71,824	110,360	7,667	189,851
<b>Costes adicionales al cálculo OS</b>	<b>91,381</b>	<b>119,954</b>	<b>7,939</b>	<b>219,275</b>
<b>COSTES TOTALES a reconocer</b>	<b>641,480</b>	<b>1.576,576</b>	<b>117,189</b>	<b>2.335,246</b>

### 3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.

#### 3.1.- De los ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular

ENDESA declara haber percibido 738,526 M€ por la producción de sus instalaciones de generación en los TNP en concepto de liquidación por venta de energía a precio del mercado peninsular (PMP) a los comercializadores y a los clientes directos en el mercado durante el ejercicio 2014, los cuales se desglosan por sistemas 251,527 en M€ correspondientes a Baleares, 463,063 M€ a Canarias y 23,936 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Conforme a la información remitida a la CNMC por el OS, el importe final de este concepto según la liquidación definitiva (C6, C7 y C8) resulta ser de 740,355 M€, los cuales se desglosan por sistemas en 252,652 M€ correspondientes a Baleares, 463,759 M€ a Canarias y 23,945 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Por tanto, la diferencia entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por el OS es 1,829 M€, según indica el siguiente cuadro:

**Cuadro 10. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2014**

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA AL PMP, 2014				
	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	251,527	463,063	23,936	738,526
CNMC	252,652	463,759	23,945	740,355
<b>CNMC - ENDESA</b>	<b>1,125</b>	<b>0,696</b>	<b>0,009</b>	<b>1,829</b>



### 3.2.- De los ingresos en concepto de compensación extrapeninsular de las liquidaciones de las actividades reguladas determinadas conforme con lo dispuesto en el régimen anterior al RD 738/2015

ENDESA declara haber percibido 724,676 M€ en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2014, los cuales se desglosan por sistemas en 159,826 M€ correspondientes a Baleares, 520,423 M€ a Canarias y 44,427 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció 732,094 M€, de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan en 155,188 M€ correspondientes a Baleares, 529,637 M€ a Canarias y 47,268 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. El antedicho extracoste es el resultado de:

- i) Actualizar el 50% del monto de la compensación definitiva a cargo del sistema inicialmente estimada en el artículo 9.2 la Orden IET/107/2014, de 31 de agosto, de acuerdo con los precios de combustibles establecidos en la Resolución de 9 de febrero de 2015 de la DGPEM. Este re-cálculo redujo la compensación inicialmente prevista de 903 M€ a 733,314 M€, correspondiéndole 732,686 M€ al grupo ENDESA; este importe fue remitido por el OS a la CNMC a tiempo de ser incluido en la liquidación nº 14 de 2014, si bien se le aplicó el coeficiente de cobertura correspondiente en ese momento (97,04).
- ii) Ajustes de despacho remitidos posteriormente por el OS. Este re-cálculo rebajó el antedicho importe de 733,314 M€ a 732,707 M€ y, en particular, para las centrales titularidad del grupo ENDESA, de 732,686 M€ a 732,094 M€, esto es, 0,592 M€ menos respecto a la cuantía anterior. Este último re-cálculo fue incluido en la liquidación definitiva (la número 15) de 2014.

El siguiente cuadro muestra el detalle de los citados ingresos:

**Cuadro 11. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo del sistema, 2014**

INGRESOS POR COMPENSACIÓN PENINSULAR DE LIQUIDACIONES DE ACTIVIDADES REGULADAS				
	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	159,826	520,423	44,427	724,676
CNMC	155,188	529,637	47,268	732,094
<b>CNMC - ENDESA</b>	<b>-4,638</b>	<b>9,214</b>	<b>2,841</b>	<b>7,418</b>

### 3.3.- De los ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2014.

ENDESA declara haber percibido 732,686 M€ en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2014 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 155,298 M€ correspondientes a Baleares, 530,110 M€ a Canarias y 47,278 M€ a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Dicha cantidad y desglose coincide con el que consta a esta Comisión, como órgano encargado de la liquidación. El antedicho extracoste fue calculado tomando como referencia los precios de los combustibles aplicables con anterioridad al 9 de febrero de 2015, fecha en la que por Resolución de la DGPEM se aprobaron los precios aplicables para los años 2012, 2013, 2014 y, provisionalmente, para el primer semestre de 2015.

El siguiente cuadro muestra el detalle de los citados ingresos:

**Cuadro 12. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2014**

INGRESOS POR COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR DE LIQUIDACIONES A CARGO DE PGE 2014				
	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	155,298	530,110	47,278	732,686
CNMC	155,298	530,110	47,278	732,686
<b>CNMC - ENDESA</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>0,000</b>

### 3.4.- De los ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP en el año 2014

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2014 alcanzan un total de 2.205,135 M€, todo ello de acuerdo con la documentación aportada por el OS y la que obra en poder de la CNMC. El detalle se muestra en la tabla adjunta:

**Cuadro 13. Ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2014**

Ingresos percibidos por generación SENP 2014	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Ingresos del despacho de generación del OS (C6,C7,C8)	252,652	463,759	23,945	740,355
Ingresos liquidaciones provisionales de actividades reguladas	155,188	529,637	47,268	732,094
Ingresos Liquidaciones PGE 2014	155,298	530,110	47,278	732,686
<b>INGRESOS TOTALES percibidos</b>	<b>563,138</b>	<b>1.523,506</b>	<b>118,491</b>	<b>2.205,135</b>

#### 4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA

A continuación se muestran los importes resultantes de la revisión de los costes específicos destinados a la compensación definitiva en los TNP para el año 2014 conforme a lo expresado en las consideraciones anteriores: resulta una diferencia total de 130,110 M€ a ingresar a ENDESA, cantidad inferior en 95,006 M€ a la solicitada por dicha compañía.

**Cuadro 14. Costes de generación e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2014**

Costes & Ingresos de ENDESA en TNP 2014	Millones euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
<b>COSTES TOTALES a reconocer</b>	641,480	1.576,576	117,189	2.335,246
<b>INGRESOS TOTALES percibidos</b>	563,138	1.523,506	118,491	2.205,135
<b>CUANTÍA PENDIENTE DE COBRO</b>	78,343	53,069	-1,301	130,110

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

#### ACUERDA

Sobre la base de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los TNP de ENDESA, a los que se refiere el presente informe, se propone, la retribución pendiente de liquidar correspondiente al ejercicio 2014, que asciende 130.110.441,16 €.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

**ANEXO I. Actas de inspección levantadas a GESA, UNELCO y ENDESA  
GENERACIÓN por las liquidaciones a los generadores en régimen  
ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares en 2014.**

(CONFIDENCIAL)