

**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**

**SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA**

**Presidenta**

D.<sup>a</sup> María Fernández Pérez

**Consejeros**

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

**Secretario de la Sala**

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 20 de septiembre de 2018

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 Energía, Turismo y Agenda Digital (MINETAD) [hoy Ministerio de Transición Ecológica] con entrada en el registro general de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con fecha 1 de febrero de 2017, 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 de los territorios no peninsulares (TNP) para el año 2015, todo ello de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio<sup>1</sup> (RD 738/2015). Este escrito se acompaña de las auditorías de costes correspondientes a dicho ejercicio aportadas por ENDESA a la DGPEM realizadas conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010<sup>2</sup>.

En particular, el alcance de este informe se circunscribe a determinar la liquidación para el ejercicio 2015 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>3</sup>, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del citado RD 738/2015.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE), en su artículo 10, dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se 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

---

<sup>1</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.

<sup>2</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>3</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.

estén efectivamente integrados con el sistema peninsular<sup>4</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).

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>5</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, que establece el régimen económico de las instalaciones de producción en estos sistemas. Así, el artículo 72 del citado RD 738/2015 determina el procedimiento de liquidación del coste de generación a las

---

<sup>4</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>5</sup> 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.

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 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.

En cumplimiento de la normativa anteriormente expuesta, con fechas 21 de diciembre de 2016, ENDESA remitió al MINETAD [hoy Ministerio de Transición Ecológica] escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2015. Junto a dicho escrito se adjuntaba la auditoría de costes correspondientes a dicho ejercicio, realizadas conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la DGPEM y que había sido remitida anteriormente por la citada compañía con fecha 30 de abril de 2016.

En dicho escrito, así como durante el periodo de alegaciones a las Actas de Inspección levantadas a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN por esta CNMC en el marco de este expediente, ENDESA solicita se reconozcan unos costes totales de generación para sus centrales en los TNP de 2.012.235.682 euros. Esta cantidad sería la suma de i) por un lado, los costes de generación liquidados provisionalmente por el OS, en los cuales ENDESA ha incluido además la actualización de ciertos parámetros pendientes de aprobación a dicha fecha, así como otras adaptaciones —siempre a su juicio— del RD 738/2015 (1.769.858.250 euros) 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 (242.377.432 euros):

- 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 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: impuesto especial de combustibles e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

Además, ENDESA señala que, si bien el antedicho importe ha sido calculado conforme a lo establecido en el RD 738/2015, se trataría de una estimación, al no haber publicado el OS —a la fecha de redacción de su solicitud— la liquidación del año 2015 que resultaría de la aplicación del citado real decreto. Por ello indicaba que una vez el OS publicara nuevas liquidaciones —tras la inclusión de los parámetros pendientes y su adaptación completa a lo establecido en el RD 738/2015— procedería, en su caso, a la actualización de la información remitida.

Por otro lado, ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 2.254.208.000 euros —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 2015—, lo que daría lugar, siempre a su juicio, a un importe pendiente de liquidación para el ejercicio 2015 de 241.972.318 euros a pagar por ENDESA.

Con fecha 30 de enero de 2017, el MINETAD [hoy Ministerio de Transición Ecológica] 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 el año 2015.

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. En el Anexo I se adjuntan las actas de inspección correspondientes al año 2015 levantadas a estas empresas, así como los informes de inspección a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas actas.

Con fechas 30 y 31 de mayo y 24 de octubre de 2017 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, de las liquidaciones que dan lugar al cierre del año 2015 para las instalaciones de generación en los TNP, entre ellas las de ENDESA.

## **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: 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. Las Resoluciones de 4 de diciembre de 2015<sup>6</sup> y 28 de marzo de 2017<sup>7</sup> fijaron el precio de la Hulla, Fuel Oil, Diésel Oil y Gasoil para el primer y segundo semestre de 2015, respectivamente. Por su parte, las Resoluciones de 17 de marzo<sup>8</sup> y 19 de junio de 2017<sup>9</sup> establecen el precio reconocido para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2015.

Los costes de generación determinados por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP correspondientes al ejercicio 2015 —remitidos por registro telemático a esta CNMC con fecha 30 y 31 de mayo y 24 de octubre de 2017 — ascienden a un total de 1.690.914.462 euros. El siguiente cuadro recoge los antedichos costes

---

<sup>6</sup> Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto de la Hulla, Fuel oil y Gasoil del primer semestre de 2015 a aplicar en la liquidación del primer semestre de 2015.

<sup>7</sup> Resolución de 28 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto de la Hulla, Fuel oil y Gasoil del segundo semestre de 2015 a aplicar en la liquidación del segundo semestre de 2015.

<sup>8</sup> Resolución de 17 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer semestre de 2015 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

<sup>9</sup> 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 periodo.



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 2015**

COSTES DE GENERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE ENDESA EN LOS TNP EN 2015						
TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Coste variable (euros)	Coste fijo (euros)	Coste total (euros)	Coste unitario (euros/MWh)
Baleares	GESA	4.019,54	325.320.979,76	185.824.518,75	511.145.498,51	127,17
Canarias	UNELCO	7.975,89	853.412.086,30	242.134.125,91	1.095.546.212,21	137,36
Ceuta	ENDESA	204,02	22.610.724,32	19.881.618,43	42.492.342,75	208,27
Melilla	ENDESA	204,70	24.589.062,46	17.141.346,45	41.730.408,91	203,86
<b>Total TNP</b>		<b>12.404,15</b>	<b>1.225.932.852,84</b>	<b>464.981.609,54</b>	<b>1.690.914.462,38</b>	<b>136,32</b>

A este respecto, ENDESA estimó a fecha de su solicitud —21 de diciembre de 2016— que los referidos costes en 2015 ascenderían a 1.780.027.589 euros, esto es, 89.113.127 euros más respecto a la cuantía reflejada por este concepto en el Cuadro 1. Debe tenerse presente que este importe habría sido calculado a partir de las liquidaciones provisionales del ejercicio 2015 realizadas por el OS hasta el momento de la solicitud. Asimismo, ENDESA ajusta este coste de generación en base a los siguientes conceptos:

#### Actualización de los precios del combustible.

ENDESA admite un menor coste por -51.232.394 euros en concepto de actualización de los precios de combustibles debido a que, a fecha de su solicitud, no habían sido publicadas aún las resoluciones que fijan los precios definitivos del combustible del gas natural para el primer y segundo semestre de 2015 y del producto de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil para el segundo semestre de 2015.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN (Anexo I) confirman que la reliquidación (C6 y C7) efectuada por el OS ya recoge el valor de los precios de combustibles correspondientes a 2015 fijados en las correspondientes resoluciones de combustibles —Resoluciones de 4 de diciembre de 2015 y 17 de marzo, 28 de marzo y 19 de junio de 2017—; en consecuencia, no procedería minorar en -51.232.394 euros el coste reconocido a ENDESA por este concepto.

#### Reconocimiento de los costes de Guía de Isora.

ENDESA solicita el reconocimiento de 5.623.753 euros adicionales en concepto de costes fijos y costes variables (funcionamiento, arranque, operación y mantenimiento, CO<sub>2</sub> y banda de regulación) de la instalación Guía de Isora. Considera que, aun habiendo sido reconocidos los mismos mediante

Resoluciones de 3 de mayo<sup>10</sup> y 7 de octubre<sup>11</sup> de 2016, de la DGPEM, éstos no habrían sido incluidos en su totalidad en determinadas liquidaciones mensuales del OS.

El informe de inspección a UNELCO confirma que la reliquidación (C6 y C7) efectuada por el OS para la central Guía de Isora recoge el valor de la retribución por costes fijos y costes variables anteriormente mencionados y, en consecuencia, no procedería reconocer el coste adicional de 5.623.753 euros a ENDESA por este concepto.

### Coste por arranques

ENDESA solicita el reconocimiento de 9.338.162 euros adicionales en concepto de costes por arranques, correspondiéndole 5.156.123 euros a los costes por arranques para pruebas y 4.182.039 euros a los costes de operación y mantenimiento (O&M) por arranque de los ciclos combinados con turbinas a gas CCTGs.

En relación con los costes por arranques para pruebas, indica que el OS solo reconoce las pruebas oficiales de rendimiento, las pruebas de potencia neta (100 horas) y las pruebas por la consideración de un grupo como de funcionamiento reducido. A este respecto, subraya que los grupos de generación realizan otras pruebas para atender diversos requerimientos a los que están sometidos, tales como normativa sobre atmósferas explosivas, equipos de presión, seguridad contra incendios, etc., y que éstos deben ser reconocidos.

A este respecto, los informes de inspección a GESA y a UNELCO recogen lo que sobre este particular se menciona en las Resoluciones de 19 de octubre de 2016<sup>12</sup> y 30 de junio de 2017<sup>13</sup> de la DGPEM, las cuales señalaban 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*

---

<sup>10</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 inversión para los años 2012, 2013, 2014 y 2015 del grupo de generación Guía de Isora Gas 1 perteneciente al sistema eléctrico no peninsular de Canarias.

<sup>11</sup> Resolución de la DGPEM por la que se aprueban los datos técnicos y económicos de la instalación Guía de Isora, Gas 1 (RO2-0215).

<sup>12</sup> Resoluciones de 19 de octubre de 2016, de la DGPEM, por la que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes a los ejercicios de 2012 y 2013 para los grupos titularidad del Grupo Endesa.

<sup>13</sup> Resolución de 30 de junio de 2017, de la DGPEM, 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.



*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».*

Los referidos informes de inspección indican que la reliquidación efectuada por el OS recoge el valor de la retribución por los costes de arranque de aquellos funcionamientos derivados del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa estatal, entre los que se encontraría el coste de arranque para dar cumplimiento al Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre<sup>14</sup>.

Por otro lado, en lo que se refiere a los costes de O&M por arranque de CCTGs, ENDESA señala que, cuando los CCTGs no alcanzan el modo completo<sup>15</sup>, el parámetro económico `d` que emplea el OS para el cálculo de estos costes no es el que establece el RD 738/2015 a estos efectos, sino una fracción del mismo, el cual habría sido calculado por el OS sin soporte normativo alguno. Por este concepto solicita 2.992.910 euros.

Asimismo, en relación con los antedichos costes, ENDESA indica la existencia de un error en la rutina de cálculo del coste de O&M por arranque en determinados modos de funcionamiento, por el cual solicita un coste adicional de 1.189.129 euros.

Los informes de inspección confirman que el parámetro económico `d` que ha sido empleado en la reliquidación efectuada por el OS cuando los CCTGs no alcanzan el modo completo es el que figura en el RD 738/2015<sup>16</sup>. Asimismo, indican que el OS ha utilizado una metodología robusta, que responde a la realidad física de lo que se retribuye.

En consecuencia, de acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, no procedería reconocer el coste adicional de 9.338.162 euros a ENDESA por estos conceptos.

---

<sup>14</sup> Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

<sup>15</sup> Es decir, cuando únicamente funciona una de las turbinas de gas en ciclo abierto.

<sup>16</sup> En particular, en el apartado 7 ('Retribución por costes variables de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque de las instalaciones tipo') del Anexo XII ('Parámetros técnicos y económicos de retribución para el primer periodo regulatorio'), para el caso de los ciclos combinados en modo de funcionamiento '1 TG', por oposición a los modos que combinan la turbina de vapor con una, dos o hasta tres turbinas de gas.

### Coste por el componente fijo del precio del gas natural

ENDESA solicita el reconocimiento de 12.182.882 euros adicionales en concepto del componente fijo del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas. Señala que el OS no ha considerado este componente en las liquidaciones correspondientes a los meses de septiembre a diciembre de 2015.

El apartado segundo de la Resolución de 19 de junio de 2017, de la DGPEM establece el componente fijo del precio de gas natural para dicho período, el cual se detalla a continuación:

	Componente fijo mensual del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas (CAF) €		
	CCGT de Son Reus	CCGT de Cas Tresorer	CCGT de Ibiza
sep-15.....	1.109.965,64	1.239.725,84	631.125,19
oct-15.....	1.183.285,40	1.315.117,40	608.523,91
nov-15.....	1.194.029,22	1.252.842,83	593.355,10
dic-15.....	1.185.636,11	1.268.340,23	600.935,05

El informe de inspección a GESA confirma que el OS no ha considerado el componente fijo del precio del gas natural en sus liquidaciones a partir del 1 de septiembre de 2015; en consecuencia, procedería reconocer el importe de 12.182.882 euros a ENDESA por este concepto.

### Aplicación de la formulación contenida en el artículo 22 del RD 738/2015 para la retribución de los costes fijos

ENDESA solicita el reconocimiento de 14.147.074 euros adicionales en concepto de retribución por costes fijos durante el periodo septiembre-diciembre de 2015. Señala que el OS ha aplicado la fórmula que establece el artículo 22 `Retribución por costes fijos` del RD 738/2015 a dicho periodo de 4 meses (es decir, a partir de la entrada en vigor del real decreto) en lugar de a todo el año natural, tal y como, a su juicio, prevé la referida formulación. Considera que la aplicación a solo parte de un año (más allá de lo excepcionado para el inicio y fin de la vida útil regulatoria) le perjudica indebidamente, pues determinadas paradas por mantenimiento programado (y, por lo tanto, las correspondientes indisponibilidades de los grupos de generación afectados) hubieron de ser programadas durante el proceso de desarrollo del real decreto sin conocer su formulación exacta ni su fecha de entrada en vigor.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que el OS realizó un prorrateo de la anualidad de la retribución por costes fijos de cada grupo a partir del 1 de septiembre de 2015, fecha de inicio de aplicación del RD 738/2015; por consiguiente, no procedería reconocer coste alguno a ENDESA por este concepto. Atender su solicitud sería tanto como

posponer la entrada en vigor del artículo 22 hasta 2016, algo no previsto en la normativa de aplicación.

Por otro lado, en el escrito que acompaña el oficio de la SEE de fecha 30 de enero de 2017 que da lugar a este informe, ENDESA solicita también la 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 MINETAD, bien por otras razones.

## **2.2.- De los costes fijos de instalaciones de generación pendientes de reconocimiento de parámetros.**

ENDESA solicita el reconocimiento de 1.643.081 euros adicionales en concepto de costes fijos de una instalación de generación categoría A que ha sido despachada por el OS por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico durante el ejercicio 2015, pese a estar pendiente de ser publicado el valor reconocido a la inversión y sus parámetros —contando ya con el resto de autorizaciones pertinentes—, motivo por el cual el OS no ha liquidado sus costes fijos, si bien sí ha considerado la liquidación de su coste variable. En concreto, la instalación que se encuentra en esta situación es la turbina de Gas Ibiza 24 (TG 6B).

En el informe de inspección a GESA se detalla el importe a reconocer propuesto por este concepto, junto al solicitado por ENDESA; se considera por lo tanto procedente reconocer a este respecto un importe de 1.607.657 euros.

**Cuadro 2. Costes fijos de grupos pendientes de reconocimiento de parámetros en 2015**

<b>COSTES FIJOS DE GRUPOS PENDIENTES DE RECONOCIMIENTO DE PARÁMETROS, 2015</b>				
<b>TNP</b>	<b>Sujeto liquidación</b>	<b>Valoración CNMC (€)</b>	<b>Valoración Endesa (€)</b>	<b>ENDESA - CNMC (€)</b>
BALEARES	GESA	1.607.657	1.643.081	35.424
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
<b>TOTAL</b>		<b>1.607.657</b>	<b>1.643.081</b>	<b>35.424</b>

## **2.3.- De los costes de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19).**

ENDESA solicita el reconocimiento de 19.095.015 euros adicionales en concepto de costes —fijos y variables— de grupos pendientes de resolución de compatibilidad que han sido despachados por el OS 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.

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 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.

Por otro lado, la Disposición transitoria séptima.5 del repetido RD 738/2015 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 en el párrafo 1 [desde el 1 de enero de 2012 hasta la entrada en vigor del RD 738/2015], en el reconocimiento de los costes en que hayan incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.*»

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.

A mayor abundamiento, ENDESA indica que la Resolución de 19 de octubre de 2016 de la DGPEM ya reconoció los costes en los que incurrieron estas centrales durante el año 2013, arguyendo que el OS justificaba la necesidad de estos grupos por razones de garantía de seguridad de suministro y concluía que sin ellos la capacidad del sistema para hacer frente a la cobertura de la demanda se vería comprometida.

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, 2015.**

COSTE DE GRUPOS PENDIENTES DE RESOLUCIÓN DE COMPATIBILIDAD, 2015				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	0	12.551.095	12.551.095
CANARIAS	UNELCO	0	6.543.920	6.543.920
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
<b>TOTAL</b>		<b>0</b>	<b>19.095.015</b>	<b>19.095.015</b>

#### **2.4.- De los costes de medidas de carácter temporal y extraordinario (grupos de alquiler).**

ENDESA solicita el reconocimiento de 1.671.393 euros adicionales en concepto de coste de alquiler y combustibles de grupos de generación en régimen de alquiler en Baleares (Formentera), que ha sido necesario instalar provisionalmente por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctricos puestos de manifiesto por el OS, entre otros, para garantizar la cobertura de las puntas de demanda y para corregir los defectos que causan determinadas deficiencias de la red de transporte.

Indica que los antedichos costes deberán ser reconocidos de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición transitoria séptima.<sup>18</sup> del RD 738/2015 y en la Orden IET/997/2015, de 27 de mayo<sup>19</sup>.

En el informe de inspección a GESA se señala que se solicitaron a esta empresa 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 comprobó que las cantidades de consumo de combustible declaradas 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 las Resoluciones de 4 de diciembre de 2015 y 28 de marzo de 2017 de la DGPEM.

El cuadro siguiente refleja el importe propuesto por este concepto, junto al solicitado 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.

---

<sup>18</sup> El apartado 5 de la Disposición transitoria séptima del RD 738/2015 establece que «5. 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 en el párrafo 1, en el reconocimiento de los costes en que hayan incurrido los titulares de estas centrales durante su explotación.»

<sup>19</sup> 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.



**Cuadro 4. Costes por alquiler de grupos de generación en 2015**

COSTE DE MEDIDAS EXTRAORDINARIAS, 2015				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	1.478.497	1.671.393	192.896
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
<b>TOTAL</b>		<b>1.478.497</b>	<b>1.671.393</b>	<b>192.896</b>

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

ENDESA solicita el reconocimiento de 5.627.106 euros adicionales en concepto de coste por derechos de emisión de CO<sub>2</sub> para el año 2015, los cuales se desglosan por sistemas en 3.111.435 euros correspondientes a Baleares, 2.421.580 euros a Canarias y 94.091 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

La compañía señala que, si bien el OS ha incorporado los costes de los derechos de emisión como una partida más dentro de los costes variables de generación reconocidos en sus liquidaciones; dichos costes no recogen el aspecto que se muestra a continuación.

- El artículo 37 del RD 738/2015 establece el método de cálculo de la retribución por costes de derechos de emisión a partir, entre otros, de: i) la potencia horaria medida en barras de central (producción neta) y ii) los factores de emisión establecidos en el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012<sup>20</sup> (PNA), los cuales están definidos y calculados sobre producción bruta (producción en bornes de alternador). Por tanto, la potencia horaria y los factores de emisión están referidos a unidades distintas (la primera a la energía en barras de central y la segunda a la energía bruta),

ENDESA indica que es necesario expresar los referidos factores de emisión en barras de central —para cada una de las tecnologías y combustibles— con objeto de poder aplicar los mismos a la producción neta, tal y como contempla el RD 738/2015. De lo contrario, la formulación de los costes por derechos de emisión no sería consistente con las unidades implícitas y el valor resultante sería menor.

A mayor abundamiento, ENDESA recuerda que este aspecto ya ha sido considerado por la DGPEM en las Resoluciones de 19 de octubre de 2016 en

<sup>20</sup> Real Decreto 1370/2006, de 24 de noviembre, por el que se aprueba el Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

las que se establecieron los factores de correlación entre energía bruta y energía neta para cada una de las tecnologías y combustibles para los años 2012 al 2015.

Por otra parte, señala que el citado PNA no contempla un factor de emisión para las turbinas de gas que funcionan con gas natural, motivo por el cual el OS no ha tenido en cuenta en sus liquidaciones la retribución de los costes de derecho de emisión de estas instalaciones.

En consecuencia, ENDESA solicita se reconozca la citada conversión de unidades así como el establecimiento de un factor de emisión para las plantas con tecnología de turbinas de gas (gas natural), lo que implicaría un coste adicional de derechos de emisión de 5.627.106 euros<sup>21</sup>.

A este respecto, los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que los costes variables de generación determinados por el OS recogen el valor de 5.627.106 euros 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 8.618.522 euros adicionales en concepto de coste por mezclas de combustibles en el funcionamiento y arranque de determinadas instalaciones de generación, dado que el OS únicamente determina el coste variable asumiendo la utilización del combustible principal atribuido a cada grupo. Las instalaciones que se encuentran, entre otras, en esta situación son los grupos Alcudia 1, 2, 5 y 6, los grupos Ibiza 16, 17, 20 y 21 (MAN 1, 2, 3 y 4) y los grupos Punta Grande 2,3 y 7 (diésel 1,2 y 3). En lo que se refiere a los grupos de Ibiza y Punta Grande, ENDESA indica que: i) Los primeros son bi-combustibles, esto es, pueden funcionar con gasoil, o con gas natural —tras la adaptación realizada—, pero en este último caso requieren necesariamente un aporte de gasoil por condicionantes técnicos de este tipo de motores y ii) Los segundos consumen gasoil en lugar de fueloil 0,73% por exigencias de la normativa ambiental; sin embargo, el fueloil 0,73% es el combustible que reconoce el Anexo XIII del RD 738/2015 y el que considera el OS en sus liquidaciones.

Asimismo, señala que, con fecha 30 de septiembre de 2015, remitió al MINETAD [hoy Ministerio de Transición Ecológica] la mezcla habitual de combustibles de

---

<sup>21</sup> ENDESA indica que los costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> correspondientes a los grupos Ibiza 25, Ibiza 26, Punta Grande 19 y Guía de Isora no están incluidos en este coste, ya que están incorporados en los costes adicionales determinados para dichas plantas.

todos los grupos de conformidad con lo dispuesto en el RD 738/2015, estando pendientes de aprobación a fecha de su solicitud.

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 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 los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN, se señala que se comprobó que ENDESA presentó ante la DGPEM con fecha 30 de diciembre de 2015 la información respecto a la mezcla de combustibles de acuerdo con lo establecido en la antedicha Disposición transitoria segunda.

El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por el concepto mezcla de combustibles, junto a los solicitados por ENDESA. Las diferencias se deben a que:

- i. El mix de combustibles que refleja ENDESA en su solicitud, en algunos casos, no es coherente con las cantidades consumidas de combustibles reflejados en la Auditoría realizada por la empresa Deloitte, con fecha 29 de abril de 2016, y que ha adjuntado ENDESA con su solicitud.
- ii. En lo que se refiere a los grupos 2, 3 y 7 (diésel 1, 2 y 3) de la central de Punta Grande, el informe de inspección a UNELCO confirma que estos grupos han consumido gasoil en lugar de fueloil 0,73% durante el año 2015, todo ello con objeto de cumplir las exigencias que establece la Autorización Ambiental Integrada (AAI) de la referida planta. Sin embargo, el OS ha empleado en sus liquidaciones el fueloil 0,73% dado que es el combustible reconocido por el Anexo XIII del RD 738/2015. A este respecto, la inspección considera que la

DGPEM debería establecer mediante resolución cuál debe ser la solución técnica a aplicar en esta planta para que pueda cumplir con las exigencias de la AAI.

**Cuadro 5. Costes por mezclas de combustibles 2015**

COSTE POR MEZCLA DE COMBUSTIBLES, 2015				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	5.251.149	5.791.250	540.101
CANARIAS	UNELCO	1.000.807	2.541.290	1.540.483
CEUTA & MELILLA	ENDESA	162.530	285.982	123.452
<b>TOTAL</b>		<b>6.414.486</b>	<b>8.618.522</b>	<b>2.204.036</b>

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

ENDESA solicita el reconocimiento de 6.270.748 euros adicionales en concepto de coste por el pago del peaje de acceso a las redes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre<sup>22</sup>; el referido peaje tiene un valor fijo de 0,5 € por megavatio hora producido. El reparto de dicho coste entre los distintos sistemas es: 2.026.726 euros Baleares, 4.026.153 euros Canarias y 217.869 euros 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.»

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un valor de 6.202.076 euros para el antedicho coste en 2015, todo ello de acuerdo con la medida de producción que figura en el cuadro 1 de este informe; en consecuencia, este importe es ligeramente inferior con el solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

<sup>22</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.

**Cuadro 6. Costes por peajes de generación en 2015**

COSTE POR PEAJE DE GENERACIÓN, 2015				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	2.009.769	2.026.726	16.957
CANARIAS	UNELCO	3.987.943	4.026.153	38.210
CEUTA & MELILLA	ENDESA	204.364	217.869	13.505
<b>TOTAL</b>		<b>6.202.076</b>	<b>6.270.748</b>	<b>68.672</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>23</sup>; si bien, el referido artículo 36 especifica que dichos costes serán reconocidos, a propuesta de la CNMC, en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación a la que hace referencia el artículo 72.3 e). Por tanto, el importe de los costes por peajes de generación se integra como una parte más de los costes variables antes considerados, pero éstos se reconocerán en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación correspondiente y no en las liquidaciones provisionales que realiza el OS.

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 valor de 6.202.076 euros 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 1.644.544 euros 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 la Disposición transitoria segunda<sup>24</sup> de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre. El reparto de dicho

<sup>23</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.*»

<sup>24</sup> La Disposición transitoria segunda ('Retribución del operador del sistema para 2015 y precios a cobrar a los sujetos') de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2015, dispone, en su apartado 2, que «*A partir de la entrada en vigor de la presente orden [1 de enero de 2015], los productores de energía eléctrica*

coste entre los distintos sistemas es: 735.440 euros Baleares, 854.862 euros Canarias y 54.242 euros a las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un valor de 1.644.544 para dichos costes; por consiguiente, este importe es coincidente al solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro 7. Costes financiación del operador del sistema en 2015**

COSTE POR FINANCIACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA, 2015				
TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	735.440	735.440	0
CANARIAS	UNELCO	854.862	854.862	0
CEUTA & MELILLA	ENDESA	54.242	54.242	0
<b>TOTAL</b>		<b>1.644.544</b>	<b>1.644.544</b>	<b>0</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*», si bien el referido artículo 36 especifica que dichos costes serán reconocidos, a propuesta de la CNMC, en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación a la que hace referencia el artículo 72.3 e). Por tanto, el importe de los costes por financiación del OS se integra como una parte más de los costes variables antes considerados, pero éstos se reconocerán en la resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación correspondiente y no en las liquidaciones provisionales que realiza el citado operador.

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 1.644.544 euros 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 31.012.596 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se

*[...] 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.»*



desglosan por sistemas en 8.549.897 euros correspondientes a Baleares, 17.715.699 euros a Canarias y 4.747.000 euros 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,  $OMFn(i)^{25}$ , de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.c.»

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

---

<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,  $OMFn(i)$ , 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».

*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.

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 —resolución de compatibilidad—; en consecuencia, no procede reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto. A mayor abundamiento, los citados informes de inspección recuerdan que en este mismo sentido se pronunció la Resolución de 30 de junio de 2017 la DGPEM.

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

ENDESA solicita el reconocimiento de 166.794.427 euros adicionales en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre<sup>26</sup> (Ley 15/2012), —73.874.584 euros en Baleares, 86.048.813 euros en Canarias y 6.871.030 euros 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, 138.821.368 miles de euros correspondientes al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica y por otro lado, la cantidad de

---

<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) [...]».*

27.973.059 euros 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 determinan un valor de 159.574.388 euros para dichos costes; por consiguiente, este importe es inferior en 7.220.039 euros al solicitado por la empresa, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro 8. Costes derivados de la Ley 15/2012 en 2015**

<b>COSTE POR TRIBUTOS DERIVADOS DE LA LEY 15/2012, 2015</b>				
<b>TNP</b>	<b>Sujeto liquidación</b>	<b>Valoración CNMC (€)</b>	<b>Valoración Endesa (€)</b>	<b>ENDESA - CNMC (€)</b>
BALEARES	GESA	70.303.034	73.874.584	3.571.550
CANARIAS	UNELCO	82.900.309	86.048.813	3.148.504
CEUTA & MELILLA	ENDESA	6.371.045	6.871.030	499.985
<b>TOTAL</b>		<b>159.574.388</b>	<b>166.794.427</b>	<b>7.220.039</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 esta determina un valor de 131.601.329 euros para el mismo, inferior en 7.220.039 de euros 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*

<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.

*valorem*) el coste a reconocer se calcula mediante su elevación al íntegro: 7% / (1-7%) ~ 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 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 131.601.329 euros 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. Finalmente, señalan la necesidad de modificar la cuantía de este coste en el supuesto de que se modificasen algunos de los otros costes reconocidos en el presente Informe.

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.*»

---

<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.*»



En relación con estos impuestos, ENDESA declara que el coste de los mismos en el año 2015 ascendería a 27.973.059 euros 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 2015

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, el coste total de generación reconocido a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP alcanza un total de 1.880.018.992 euros, 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 176.921.648 euros de costes adicionales (no contemplados en el despacho realizado por el OS) y 12.182.882 euros de costes de generación ajustados a ENDESA por encima de los costes determinados por el OS (1.690.914.462 euros), según se resumen en la siguiente tabla.

**Cuadro 9. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2015**

Costes & Ingresos de ENDESA en TNP 2015	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos (C6 y C7)	185.824.519	242.134.126	37.022.965	464.981.610
Costes variables (C6 y C7)	325.320.980	853.412.086	47.199.787	1.225.932.853
<b>Costes de generación OS (C6 y C7)</b>	<b>511.145.499</b>	<b>1.095.546.212</b>	<b>84.222.752</b>	<b>1.690.914.462</b>
Actualización de los precios del combustible	0	0	0	0
Costes de Guia de Isora	----	----	----	0
Costes arranque pruebas	0	0	----	0
Coste de O&M por arranque (CCGTs) parametro económico `d	0	0	----	0
Coste de O&M por arranque (CCGTs) Error cálculos cambio modo arranques. Cor	0	0	----	0
Coste componente fijo del precio de gas natural entre sep-dic 2015	12.182.882	----	----	12.182.882
Aplicación fórmula contenida artículo 22 RD 738/2015	0	0	0	0
<b>Costes de generación OS (C6 y C7) ajustados</b>	<b>523.328.381</b>	<b>1.095.546.212</b>	<b>84.222.752</b>	<b>1.703.097.344</b>
Costes fijos de grupos pendientes reconocimiento de parámetros	1.607.657	----	----	1.607.657
Coste de grupos pendientes de resolución de compatibilidad (Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19)	0	0	----	0
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler)	1.478.497	----	----	1.478.497
Coste por de derechos de emisión	0	0	0	0
Coste por mezclas de combustible	5.251.149	1.000.807	162.530	6.414.486
Coste por peajes de generación	2.009.769	3.987.943	204.364	6.202.076
Coste por financiación del OS	735.440	854.862	54.242	1.644.544
Coste por nuevas inversiones	0	0	0	0
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	70.303.034	82.900.309	6.371.045	159.574.388
Impuesto especial combustible	27.973.059	----	----	27.973.059
Impuesto sobre el valor de la producción (7% ingresos)	42.329.975	82.900.309	6.371.045	131.601.329
<b>Costes adicionales al cálculo OS</b>	<b>81.385.546</b>	<b>88.743.921</b>	<b>6.792.181</b>	<b>176.921.648</b>
<b>COSTES TOTALES a reconocer</b>	<b>604.713.927</b>	<b>1.184.290.133</b>	<b>91.014.933</b>	<b>1.880.018.992</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 815.743.000 euros 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 2015, los cuales se desglosan



por sistemas en 282.263.000 euros correspondientes a Baleares, 507.484.000 euros a Canarias y 25.996.000 euros 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 y C7) resulta ser de 787.834.329, los cuales se desglosan por sistemas en 269.828.572 euros correspondientes a Baleares, 492.911.023 euros a Canarias y 25.094.733 euros 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 -27.908.671 euros, según indica el siguiente cuadro:

**Cuadro 10. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2015**

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA AL PMP, 2015				
	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	282.263.000	507.484.000	25.996.000	815.743.000
CNMC	269.828.572	492.911.023	25.094.733	787.834.329
<b>CNMC - ENDESA</b>	<b>-12.434.428</b>	<b>-14.572.977</b>	<b>-901.267</b>	<b>-27.908.671</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 RD 738/2015**

ENDESA declara haber percibido 888.459.000 euros en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2015, los cuales se desglosan por sistemas en 222.156.000 euros correspondientes a Baleares, 609.989.000 euros a Canarias y 56.314.000 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció 888.459.803 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan en 222.156.319 euros correspondientes a Baleares, 609.989.043 euros a Canarias y 56.314.442 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El siguiente cuadro muestra el detalle de los citados ingresos:

**Cuadro 11. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo del sistema, 2015**

INGRESOS POR COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR DE LIQUIDACIONES DE ACTIVIDADES REGULADAS 2015				
	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	222.156.000	609.989.000	56.314.000	888.459.000
CNMC	222.156.319	609.989.043	56.314.442	888.459.803
<b>CNMC - ENDESA</b>	<b>319</b>	<b>43</b>	<b>442</b>	<b>803</b>

### 3.3.- De los ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2015.

ENDESA declara haber percibido 550.006.000 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2015 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 139.100.000 euros correspondientes a Baleares, 375.345.000 euros a Canarias y 35.561.000 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció 550.006.723 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan en 139.100.294 euros correspondientes a Baleares, 375.345.063 euros a Canarias y 35.561.366 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Dicha cantidad y desglose coincide casi en su totalidad 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 que se establecieron en las Resoluciones de la DGPEM de 4 de diciembre de 2015 y 17 y 28 de marzo y 19 de junio de 2017.

El siguiente cuadro muestra el detalle de los citados ingresos:

**Cuadro 12. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2015**

INGRESOS POR COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR DE LIQUIDACIONES A CARGO DE PGE 2015				
	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	139.100.000	375.345.000	35.561.000	550.006.000
CNMC	139.100.294	375.345.063	35.561.366	550.006.723
<b>CNMC - ENDESA</b>	<b>294</b>	<b>63</b>	<b>366</b>	<b>723</b>

### 3.4.- De los ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP en el año 2015

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2015 alcanzan un total de 2.226.300.855 euros, 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, 2015**

Ingresos percibidos por generación TNP 2015	Euros			TOTAL
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	
Ingresos del despacho de generación del OS (C6 y C7)	269.828.572	492.911.023	25.094.733	787.834.329
Ingresos liquidaciones provisionales de actividades reguladas	222.156.319	609.989.043	56.314.442	888.459.803
Ingresos Liquidaciones PGE	139.100.294	375.345.063	35.561.366	550.006.723
<b>INGRESOS TOTALES percibidos</b>	<b>631.085.185</b>	<b>1.478.245.129</b>	<b>116.970.541</b>	<b>2.226.300.855</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 2015 conforme a lo expresado en las consideraciones anteriores: resulta una diferencia total de 346.281.863 euros a devolver por ENDESA, cantidad superior en 104.538.361 euros a la solicitada por dicha compañía.

**Cuadro 14. Costes de generación e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2015**

Costes & Ingresos de ENDESA en TNP 2015	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
<b>COSTES TOTALES a reconocer</b>	<b>604.713.927</b>	<b>1.184.290.133</b>	<b>91.014.933</b>	<b>1.880.018.992</b>
<b>INGRESOS TOTALES percibidos</b>	<b>631.085.185</b>	<b>1.478.245.129</b>	<b>116.970.541</b>	<b>2.226.300.855</b>
<b>CUANTÍA PENDIENTE DE COBRO</b>	<b>-26.371.258</b>	<b>-293.954.996</b>	<b>-25.955.609</b>	<b>-346.281.863</b>

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 un resultado negativo de 346.281.863 euros correspondiente al ejercicio 2015 a devolver por parte de ENDESA.

Comuníquese este Acuerdo a la Dirección de Energía y notifíquese a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica.

**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 2015.  
(CONFIDENCIAL)**