

**INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO
DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS
INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN
LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES
DE ENDESA, S.A.
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO
2020**

REF: INF/DE/057/21

8 de junio de 2023

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. OBJETO Y ANTECEDENTES.....	4
2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.....	7
2.1. De los costes de generación calculados por el OS	7
2.2. De los costes de inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19	10
2.3. De los costes de las inversiones de adaptación medioambiental.....	11
2.4. De los costes de medidas de carácter temporal y extraordinario (alquiler de grupos).....	12
2.5. De los costes debidos a mezclas de combustibles	15
2.6. De los costes de operación y mantenimiento debidos a arranques de los CCTG.....	16
2.7. De los costes debidos a nuevas inversiones.....	17
2.8. De los costes debidos a peajes de generación.....	19
2.9. De los costes debidos a la financiación del OS.....	21
2.10. De los costes derivados de la aplicación del factor de corrección por factura de combustible.	21
2.11. De los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012	22
2.12. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2020	26
3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.	28
3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP	28
3.2. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo del Sistema eléctrico.....	28
3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2020.....	29
3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2020	30
4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA	30
5. ACUERDA	31

INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE ENDESA, S.A. CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2020

(INF/DE/057/21)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D.^a Pilar Sánchez Núñez

D.^a María Ortiz Aguilar

D.^a. María Pilar Canedo Arrillaga

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 8 de junio de 2023

La Sala de Supervisión Regulatoria del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, según lo previsto en el artículo 72.3 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio¹ (RD 738/2015), y en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto² (RD 680/2014), en el ejercicio de las funciones que le atribuyen los artículos 5.2 y 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio³, y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto⁴, emite el siguiente informe:

-
- ¹ 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.
 - ² 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
 - ³ Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
 - ⁴ Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

Este informe tiene por objeto dar respuesta al oficio remitido por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), con entrada en el registro general de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) con fecha 14 de enero de 2022, 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 2020, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72.3 del RD 738/2015.

En particular, el alcance de este informe se circunscribe a determinar la liquidación para el ejercicio 2020 de las antedichas centrales, 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 A⁵, 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 desarrolladas 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 los TNP, la citada LSE establece, entre otras particularidades, la posible exención del sistema de ofertas hasta que dichos sistemas estén efectivamente integrados con el sistema peninsular⁶, si bien podrán recibir una retribución por venta de energía equivalente al precio marginal para cada periodo de programación (artículo 25), así como la percepción de una eventual retribución adicional o específica, 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 (RRA) se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad de una empresa eficiente y bien

⁵ 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.

⁶ 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.

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, junto a los gastos ocasionados o el rendimiento económico obtenido por la cuenta gestionada por el organismo encargado de las liquidaciones dedicada a estas compensaciones presupuestarias. 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 su procedimiento de liquidación. El RD 680/2014 desarrolla este mecanismo.

Las singularidades previstas por la LSE en estos territorios fueron objeto de desarrollo por el RD 738/2015, que establece el régimen económico de las instalaciones de producción en los TNP. Así, el artículo 72 del citado RD 738/2015 determina el procedimiento de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción que tengan reconocido el RRA; 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 (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 fecha 3 de enero de 2022, ENDESA remitió al MITERD escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2020. La auditoría de costes correspondientes a dicho ejercicio, realizada conforme a lo dispuesto en la Resolución de 1 de diciembre de 2010 de la DGPEM⁷ fue remitida anteriormente por la citada compañía a esta CNMC con fecha 30 de abril de 2021.

En dicho escrito, ENDESA solicita se reconozcan unos costes totales de generación para sus centrales en los TNP de 1.591.669.945,81 euros. Esta cantidad sería la suma de: i) 1.497.839.477,50 euros correspondientes a los costes de generación reconocidos provisionalmente conforme al despacho realizado por el OS, calculados de acuerdo con la redacción del artículo 72.3.a) 1^a del RD 738/2015 dada por el punto cinco de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio⁸ (RD 647/2020), en los cuales ENDESA ha incluido otras regularizaciones, a su juicio pendientes de liquidación por el OS y ii) 93.830.468,31 euros en concepto de los costes adicionales que se muestran a continuación:

- Coste de inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19.
- Costes de inversión de adaptación medioambiental autorizados por la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre⁹ (en adelante Orden TEC/1158/2018).
- Coste de medidas de carácter temporal y extraordinario (p.ej. alquiler de grupos electrógenos).
- Coste de mezclas de combustibles.
- Coste de arranques.
- Coste de nuevas inversiones.
- Coste de peajes de generación.

⁷ 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.

⁸ Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

⁹ Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.

- Coste de financiación del OS.
- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012: impuesto especial de combustibles e impuesto sobre el valor de la producción (7%).

ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 1.517.144.564,06 euros — ingresos procedentes del despacho de generación del OS, de las liquidaciones de las actividades reguladas con cargo al Sistema eléctrico y de las liquidaciones con cargo a PGE 2020, lo que daría lugar, siempre a su juicio, a un importe pendiente de liquidación de 74.525.381,75 euros a percibir por ENDESA.

Con fecha con 14 de enero de 2022, el MITERD 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 2020.

Con fecha 4 de marzo de 2022 tuvieron entrada en el registro telemático de esta Comisión los recálculos (C6)¹⁰ realizados por el OS de las liquidaciones que dan lugar al cierre del año 2020 para las instalaciones de generación en los TNP, entre ellas, las de ENDESA.

Con fecha 30 de noviembre de 2022, en aplicación de lo previsto en el artículo 7.39, así como en las disposiciones adicional octava y transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, la Comisión emitió órdenes de inspección a Gas y Electricidad Generación, S.A.U. (GESA), Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U. (UNELCO) y Endesa Generación, S.A. (ENDESA GENERACIÓN). En el Anexo se adjuntan las Actas de inspección correspondientes al año 2020 levantadas a estas empresas, así como los informes de inspección a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas 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 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:

¹⁰ Ciⁱ, donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el RRA, que es el que aplica a las instalaciones 'categoría A', las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses 'm+1', 'm+3' y 'm+10', donde 'm' es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM.

- a. 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.
- b. 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 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 26 de octubre de 2020¹¹ y de 25 de febrero de 2021¹² fijan el precio de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil para el año 2020. Por su parte, las Resoluciones de 16 de junio¹³ y 28 de octubre de 2021¹⁴ establecen el precio reconocido para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2020, respectivamente.

Adicionalmente, y de acuerdo con la redacción del artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, los costes de generación de liquidación determinados por el OS incluyen una estimación del importe de retribución por otros costes operativos —peajes de generación, financiación OS e impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica— definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

¹¹ Resolución de 26 de octubre de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil del primer semestre de 2020, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

¹² Resolución de 25 de febrero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto e impuestos especiales aplicables a la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil del segundo semestre de 2020, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

¹³ Resolución de 16 de junio de 2021, 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 2020 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

¹⁴ Resolución de 28 de octubre de 2021, 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 2020, a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

La liquidación definitiva determinada por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP en el ejercicio 2020 asciende a 1.495.401.682,77 euros, correspondiéndole 450.984.738,67 euros a los costes fijos y 1.044.416.944,10 a los costes variables —de los cuales 108.206.296,45 euros se corresponden con los denominados ‘Otros costes operativos’ (esto es, peaje de generación, financiación del OS e impuestos derivados de la Ley 15/2012)—. El siguiente cuadro recoge su desglose para Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, 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 2020

TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Coste variable (euros)	Coste fijo (euros)	Coste total (euros)
Baleares	GESA	3.174,59	240.003.662,24	203.139.893,78	443.143.556,02
Canarias	UNELCO	6.601,54	757.335.502,18	217.458.536,31	974.794.038,49
Ceuta	ENDESA	199,20	23.100.644,69	16.579.665,76	39.680.310,45
Melilla	ENDESA	197,06	23.977.134,99	13.806.642,82	37.783.777,81
Total TNP		10.172,38	1.044.416.944,10	450.984.738,67	1.495.401.682,77

A este respecto, ENDESA solicita ajustar estos costes de generación en base a los siguientes conceptos:

2.1.1. Coste por actualización de parámetros definitivos pendientes de aprobación o aprobados pero pendientes de incorporar por el OS

ENDESA solicita un ajuste de -17.384.210,00 euros en concepto de actualización de los siguientes valores definitivos de 2020 no incluidos en el cálculo provisional efectuado por el OS:

- Valores del poder calorífico inferior (PCI) de 2020 conforme a la Resolución de la DGPEM de fecha 23 de noviembre de 2021¹⁵.
- Valores del precio de gas natural de 2020 conforme a las Resoluciones de la DGPEM de 16 de junio y 28 de octubre de 2021.
- Valor del precio de CO₂ de 2020 (24,728 €/tCO₂) conforme a la Resolución de 25 de febrero de 2021 de la DGPEM¹⁶.

¹⁵ Resolución de 23 de noviembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el poder calorífico inferior de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil del primer y segundo semestre de 2020, a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio.

¹⁶ Resolución de 25 de febrero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el precio de derechos de emisión de liquidación para el año 2020 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN confirman que la reliquidación efectuada por el OS —remitida a la CNMC unos meses después de que ENDESA presentara su solicitud— ya recoge los valores de PCI, del precio del gas natural y los derechos de emisión de 2020, por lo que no corresponde reconocer un menor coste a ENDESA por estos conceptos.

Por otra parte, el escrito de ENDESA que adjunta el oficio de la SEE de fecha 14 de enero de 2022 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 MITERD, bien por otros motivos.

2.2. De los costes de inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19

ENDESA solicita el reconocimiento de 5.381.164,37 euros adicionales en concepto de coste de inversión de los grupos turbinas de Gas Ibiza 25 (RO2-0209), e Ibiza 26 (RO2-0210) y diésel Punta Grande 19 (RO2-0212), pertenecientes a los sistemas eléctricos no peninsulares de Baleares y Canarias.

El artículo 2 de la Ley 17/2013, de 29 de octubre,¹⁷ 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.»*¹⁸

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

¹⁸ Por otra 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 RRA 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

Con fecha 22 de octubre de 2020, la DGPEM aprobó la Resolución por la que se otorgó resolución favorable de compatibilidad a los antedichos grupos, así como se aprobaron los parámetros necesarios para el cálculo del RRA, a excepción del valor de la inversión reconocida. ENDESA indica que las liquidaciones provisionales efectuadas por el OS no incorporan el coste de inversión de las referidas instalaciones, motivo por el que solicita se reconozca el importe adicional de 5.381.164,37 euros por este concepto.

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS del ejercicio 2020 no incluyen la retribución por inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 de dicho año. No obstante lo anterior, hasta que no se publique la correspondiente resolución de la DGPEM que establezca el valor de la inversión reconocida de estos grupos — tal y como recoge la Resolución de 4 de octubre de 2022, de la DGPEM¹⁹—, no corresponde a esta Comisión reconocer importe adicional alguno a ENDESA por este concepto.

2.3. De los costes de las inversiones de adaptación medioambiental

ENDESA solicita el reconocimiento de 18.108.032,51 euros adicionales en concepto de coste por:

- Inversiones adicionales realizadas para adaptar los grupos Mahón 14, 15 y 16 (Menorca), Barranco de Tirajana 3 y 4 (Gran Canaria) y Granadilla 5 y 6 (Tenerife) al cumplimiento de la normativa medioambiental —comunitaria o estatal— reconocidas en la Orden TEC/1158/2018.
- Indisponibilidades sufridas por los precitados grupos derivadas del cumplimiento de la antedicha normativa medioambiental. ENDESA solicita que estas indisponibilidades no computen a afectos de la retribución de sus

Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del MITERD, 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 RRA 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).

¹⁹ Resolución de 4 de octubre de 2022, de la Dirección General de política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y el extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares para los grupos titularidad del grupo Endesa correspondiente al ejercicio 2017.

costes fijos de acuerdo con la modificación introducida por el punto dos de la disposición final tercera del RD 647/2020.

La Orden TEC/1158/2018 otorga el RRA a los precitados grupos de generación para la realización de nuevas inversiones con objeto de que puedan continuar funcionando, cumpliendo los requisitos ambientales dispuestos en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010²⁰ y en la Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión, de 31 de julio de 2017²¹. Asimismo, aprueba —para estos grupos— los valores de las nuevas inversiones autorizadas, así como la vida útil regulatoria de dichas inversiones, quedando pendiente la aprobación de los valores reconocidos de inversión.

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS del ejercicio 2020 no incluyen la retribución por inversión derivada de las actuaciones de adaptación ambiental efectuadas en los grupos Mahón 14, 15 y 16, Barranco de Tirajana 3 y 4 y Granadilla 5 y 6 para dicho año. No obstante lo anterior, se considera que no corresponde a esta Comisión reconocer importe adicional alguno a ENDESA por este concepto hasta que no se publique la correspondiente resolución de la DGPEM que establezca los valores reconocidos de inversión para dichos grupos.

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

ENDESA solicita el reconocimiento de 3.024.884,09 euros²² adicionales en concepto de coste de alquiler y combustible de grupos de generación en régimen de alquiler en Baleares (en particular en la isla de Formentera), que transitoriamente fue 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 y para corregir los defectos que causan

²⁰ Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación)

²¹ Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión, de 31 de julio de 2017, por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores técnicas disponibles conforme a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo.

²² Este importe se desglosa en los siguientes conceptos de costes: 2.386.186,26 euros alquiler de grupos, 394.497,46 euros combustible, 72.864,29 euros derechos de emisión y 171.336,07 euros beneficio industrial. Adicionalmente, Endesa solicita 626,15 euros en concepto de financiación del OS, importe que ha sido analizado en el apartado correspondiente de este informe, así como 8.496,03 euros en concepto de coste del impuesto especial sobre hidrocarburos, el cual no ha sido considerado a estos efectos por no ser de aplicación de acuerdo con lo dispuesto en la disposición final primera del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

determinadas deficiencias de la red de transporte, todo ello de acuerdo con lo dispuesto en la Orden TED/393/2020, de 5 de mayo²³ (Orden TED/393/2020).

El artículo 59 ('Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro) del RD 738/2015 establece que la DGPEM «[...] procederá a aprobar, si procede, en la resolución definida en el artículo 72.3 e), la cuantía definitiva de los costes de la instalación de grupos por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro.»

Durante las tareas de inspección a GESA, se solicitaron a esta empresa las autorizaciones de funcionamiento de los grupos emitidas por el órgano competente del Gobierno de las Islas Baleares, sus contratos de alquiler y el desglose de los combustibles consumidos, lo que ha sido debidamente aportado. Asimismo, se verificaron las facturas presentadas por GESA en concepto de alquiler de grupos electrógenos, confirmando que una de ellas —con concepto facturado 'Costes asociados a la planta 12 MW' e importe de 1.477.316 euros²⁴ (en adelante 'Factura nave')— se corresponde con la construcción de una nave de insonorización —instalada de forma permanente²⁵ y cuyo fin es cumplir con la normativa de ruidos— en la C.T Formentera para albergar a los referidos grupos electrógenos, además de a la turbina de gas nº1 (RO2-0063) de la propia central. A este respecto, se indica que esta inversión no puede considerarse una medida temporal y extraordinaria de las contempladas en el artículo 59 del RD 738/2015, ya que se trata de una inversión de adaptación o mejora de la central en su conjunto. Adicionalmente, para proceder al reconocimiento retributivo de dicha instalación se debería disponer de la autorización correspondiente de conformidad con lo dispuesto en el RD 738/2015; dicha inversión no ha sido por otra parte sometida a la correspondiente auditoría²⁶, tal y como se especifica en la precitada Orden TED/393/2020.

Igualmente, se comprobó que las cantidades de consumo de combustible declaradas respecto a la producción obtenida se corresponden con rendimientos

²³ Orden TED/393/2020, de 5 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro de energía eléctrica en la isla de Formentera, [desde el 15 de mayo al 15 de octubre de 2020].

²⁴ 1.787.552,36 euros con IVA.

²⁵ De acuerdo con la descripción del proyecto que figura en la Resolución de la Comisión de Medio Ambiente de las Islas Baleares por la que se autoriza la modificación no sustancial de la Autorización Ambiental Integrada (AAI) de la CT Formentera, promovida por Endesa.

²⁶ De acuerdo al Informe de alegaciones, el escrito de Endesa hace referencia a una auditoría de estos costes si bien se correspondería con un informe de procedimientos realizado por una empresa de auditoría y no con una auditoría como tal, tal y como reconoce la antedicha empresa.

estándar en este tipo de generadores. Se verificó el coste de los combustibles consumidos a los precios publicados en las Resoluciones de 26 de octubre de 2020 y 25 de febrero, de 2021, valores de PCI establecidos en la Resolución de 23 de noviembre de 2021, de la DGPEM²⁷ y valores de los costes logísticos que figuran en la Orden TEC/776/2020, de 4 de agosto²⁸. Finalmente, se valoró el coste de los derechos de emisión partiendo de las producciones, el factor de emisión fijado en la Resolución de reconocimiento de costes definitivos 2013 y el precio de CO₂ para 2020 publicado en la Resolución de 25 de febrero de 2021²⁹.

El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por esta CNMC, junto a los solicitados por ENDESA; la diferencia se encuentra en la distinta valoración del coste de los alquileres —no se reconoce el importe correspondiente a la ‘Factura nave’ por los motivos anteriormente expuestos—, del coste de los combustibles y de los derechos de emisión —calculados por esta CNMC en base a los precios publicados en las correspondientes Resoluciones de 26 de octubre de 2020 y 25 de febrero de 2021—, así como en la no aplicación de un beneficio industrial³⁰ a esta partida por no tener soporte en el referido artículo 59 del RD 738/2015.

Cuadro 2. Costes por alquiler de grupos de generación en 2020

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	1.302.645,60	3.024.884,09	1.722.238,49
CANARIAS	UNELCO	----	----	----
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		1.302.645,60	3.024.884,09	1.722.238,49

²⁷ Resolución de 23 de noviembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el poder calorífico inferior de la hulla, fuel oil, diésel oil, y gasoil del primer y segundo semestre de 2020, a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio.

²⁸ Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible y se establece un valor tope del tiempo de arranque de liquidación por instalación tipo aplicable a las instalaciones de producción ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.

²⁹ Resolución de 25 de febrero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el precio de derechos de emisión de liquidación para el año 2020 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

³⁰ Se recuerda que este concepto no ha sido reconocido en las liquidaciones definitivas de ejercicios anteriores, en los que era objeto de reclamación por parte de ENDESA.

2.5. De los costes debidos a mezclas de combustibles

ENDESA solicita el reconocimiento de 2.690.754,88 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.

Entre otras, las instalaciones que se encuentren esta situación son ciertos grupos de Alcúdia, 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). ENDESA señala que los grupos de Alcúdia consumen mayoritariamente carbón, pero requieren de una fracción de fuel para su funcionamiento e incluso una aportación de gasoil. En lo que se refiere a los precitados grupos de Ibiza y Punta Grande, ENDESA indica que: i) Los primeros si bien emplean el gas natural como combustible mayoritario requieren un aporte constante 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 medioambiental; sin embargo, el fueloil 0,73% es el combustible que reconoce el Anexo XIII del RD 738/2015 para el ejercicio 2020 y el que considera el OS en sus liquidaciones.

La disposición transitoria segunda del RD 738/2015 establece, en su apartado 1, 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, su apartado 2 dispone 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.»* De acuerdo con lo anterior, ENDESA presentó ante la DGPEM con fecha 30 de diciembre de 2015 la información respecto a la mezcla habitual de combustibles de todos sus grupos.

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

- i. En algunos casos, el mix de combustibles que refleja ENDESA en su solicitud no es coherente con las cantidades de combustibles consumidas reflejadas en la Auditoría realizada por Deloitte, con fecha 30 de abril de 2021 que ENDESA adjunta a dicha solicitud.
- ii. En lo que se refiere a los grupos Punta Grande 2, 3 y 7, los informes de inspección a UNELCO confirman que estos grupos han consumido gasoil en lugar de fueloil 0,73% durante 2020 con objeto de cumplir las exigencias que establece su Autorización Ambiental Integrada (AAI). 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 para dicho ejercicio. Con fecha 29 de septiembre de 2022, la DGPEM emitió resolución por la que aprobaba, entre otros, el cambio de combustible principal de los grupos Punta Grande 2, 3 y 7 de fueloil 0,7% a Gasoil 0,1%. Salvo aplicación retroactiva de este cambio al ejercicio 2020, no procedería reconocer retribución adicional por este concepto.

Cuadro 3. Costes por mezclas de combustibles 2020

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	616.277,81	1.063.218,38	446.940,57
CANARIAS	UNELCO	334.493,16	1.581.028,88	1.246.535,72
CEUTA & MELILLA	ENDESA	40.996,38	46.507,62	5.511,24
TOTAL		991.767,35	2.690.754,88	1.698.987,53

2.6. De los costes de operación y mantenimiento debidos a arranques de los CCTG

ENDESA solicita el reconocimiento de 113.573,16 euros adicionales en concepto de costes de operación y mantenimiento (O&M) por arranques del CCTG Son Reus 1 (3X1) (Baleares) para el ejercicio 2020.

ENDESA indica que, si bien con carácter general se ha corregido el error en la definición del algoritmo empleado por el OS para el cálculo del coste de O&M por

arranque en determinados modos de funcionamiento, este fallo continúa ocurriendo para el CCTG Son Reus 1³¹.

El informe de inspección a GESA indica que la metodología que aplica el OS para el cálculo del coste de O&M es acorde con la normativa aplicable en 2020³² a estos efectos; el OS es conservador al limitar el cálculo de la retribución tras arranque completo del grupo (funcionamiento 3TGx1TV) a la máxima contemplada en la norma. Se considera por lo tanto que no procede reconocer un mayor coste a ENDESA por este concepto. Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que la aplicación de esta metodología puede provocar una aparente disminución o incremento de la retribución si los grupos pasan reiteradamente: i) al modo 3x1 sin haber completado una parada completa o ii) por modos de funcionamiento intermedios sin llegar a completar el modo 3x1.

2.7. De los costes debidos a nuevas inversiones

ENDESA solicita el reconocimiento de 58.963.798 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se desglosan por sistemas: 22.353.644 euros correspondientes a Baleares, 31.622.201 euros a Canarias y 4.987.953 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

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 19³³.»*

³¹ Endesa indica que se anotan importes negativos en la correspondiente retribución al siguiente modo de funcionamiento del CCTG Son Reus 1: 3TGx1TV pasa a 2TGx1TV+1 (desacoplado de la turbina de vapor una de las turbinas de gas) para volver a 3TGx1TV.

³² Con fecha 28 de diciembre de 2019, se publicó en el BOE la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, la cual establecía en su Anexo I.6, entre otros, los valores económicos de liquidación a emplear en el cálculo de la retribución por costes variables de O&M adicionales debido al arranque (parámetro 'd') de las instalaciones CCGT teniendo en cuenta, por primera vez, sus distintos modos de funcionamiento (1TG, 1TG+1TV, 2TG+1TV, 3TG+1TV). Estos valores aplican al segundo periodo regulatorio 2020-2025, esto es, a partir del ejercicio 2020 objeto de este informe. Esta orden fue informada por la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) de esta CNMC con fecha 13 de noviembre de 2019 [Exp. IPN/CNMC/029/19].

³³ El artículo 19 del RD 738/2015, 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*

El procedimiento para su otorgamiento es establecido en el artículo 53, cuyo apartado 1 dispone 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, el derecho a percibir RRA por las nuevas inversiones realizadas en una central de categoría A existente está condicionado 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. De lo contrario, percibirán exclusivamente el precio del mercado.

Para los grupos que con anterioridad a la entrada en vigor del RD 738/2015 hubieran alcanzado la vida útil establecida en la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, y hayan continuado en operación, la disposición transitoria séptima.4 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)³⁴, de acuerdo a lo indicado en el apartado 3.c.»*

Asimismo, la citada disposición transitoria séptima.4 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.»* A su vez, 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[...] continúen en explotación, deberán solicitar a la [DGPEM] que se les otorgue nuevamente el régimen retributivo adicional en el plazo de dos*

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.»

³⁴ 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».*

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 [...]. 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. [...] 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, 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 al otorgamiento, por parte de la DGPEM de resolución favorable de compatibilidad.

En consecuencia, y en tanto las nuevas inversiones sobre grupos existentes — hayan finalizado o no su vida útil regulatoria— no dispongan de las autorizaciones pertinentes de acuerdo con la normativa de aplicación (en particular, de la resolución de compatibilidad) no corresponde a esta Comisión reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.

2.8. De los costes debidos a peajes de generación

ENDESA considera que le corresponde devolver 4.444 euros liquidados provisionalmente de más por el OS durante el ejercicio 2020, los cuales se desglosan por sistemas: 1.305,05 euros correspondientes a Canarias y 3.138,95 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

La disposición adicional tercera del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre³⁵ (RD 1544/2011) 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 artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por peajes de acceso como uno más de los costes variables, en particular, dentro de la partida «Otros costes operativos de la central», si bien el artículo 36 especifica que dichos costes

³⁵ 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.

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.

Por otra parte, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, establece que los costes de generación de liquidación determinados por el OS deben incluir una estimación del importe de retribución de los denominados ‘*Otros costes operativos de la central*’ —peajes de generación, financiación del OS e impuesto sobre el valor de producción— definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

Finalmente, la Circular 3/2020, de 15 de enero³⁶, de la CNMC eliminó, a partir del 25 de enero de 2020, el peaje de acceso aplicable a las redes de transporte y distribución de electricidad, entre otros, a los productores de energía eléctrica por la energía neta vertida a la red establecido en la antedicha disposición final tercera del RD 1544/2011.

A partir de los informes de inspección a UNELCO y ENDESA GENERACIÓN se confirma el valor de 4.444 euros liquidado de más por el OS en concepto de retribución por el coste de peajes de generación en 2020 —de acuerdo con la medida de producción hasta el 24/01/202, valorada al precio de 0,5 €/MWh establecido en el precitado RD 1544/2011—, el cual es coincidente con el solicitado por la empresa tal y como se detalla en el siguiente cuadro; en consecuencia, procede la devolución por ENDESA de dicho importe por este concepto.

Cuadro 4. Costes por peajes de generación 2020

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	0,00	0,00	0,00
CANARIAS	UNELCO	-1.305,05	-1.305,05	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	-3.138,95	-3.138,95	0,00
TOTAL		-4.444,00	-4.444,00	0,00

³⁶ Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

2.9. De los costes debidos a la financiación del OS

ENDESA solicita el reconocimiento de 31,95 euros 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 Resolución de 14 de enero de 2020, de la CNMC³⁷, adicionales al importe incluido por este concepto en las liquidaciones realizadas por el OS.

Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por financiación del OS como uno más de los costes variables de generación, en particular, dentro de la partida «*Otros costes operativos de la central*», si bien el 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.

Por otra parte, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, establece que los costes de generación de liquidación determinados por el OS deben incluir una estimación del importe de retribución de los denominados '*Otros costes operativos*' —peajes de generación, financiación del OS e impuesto sobre el valor de producción— definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

El informe de inspección a ENDESA GENERACIÓN determina ese mismo valor de 31,95 euros adicionales para dicho coste, coincidente con el solicitado por la empresa. Procede, en consecuencia, reconocer un mayor coste a ENDESA por este concepto.

2.10. De los costes derivados de la aplicación del factor de corrección por factura de combustible.

El artículo 31.2 del RD 738/2015 dispone que la retribución por combustible estará compuesta, entre otros, por un factor de corrección por factura de combustible.

Este factor de corrección será nulo si la retribución por combustible de un grupo es inferior al coste adquisición de combustible de dicho grupo y, en el resto de los supuestos, será la semidiferencia entre el coste de adquisición de combustible y la retribución por combustible. Es decir, el factor de corrección puede reducir, pero

³⁷ Resolución de 14 de enero de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la cuantía de retribución del operador del sistema eléctrico para 2020 y los precios a repercutir a los agentes para su financiación.

no incrementar, la retribución por combustible; en su caso, la reducción equivale al 50% de la diferencia observada respecto al coste de adquisición acreditado.

El artículo 72.3 del RD 738/2015 dispone que esta corrección por factura de combustible se aplicará en la propuesta de la CNMC previa a las resoluciones de la DGPEM por las que se aprueban la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para las centrales que tengan reconocido RRA, aplicándose esta corrección a partir del último cuatrimestre de 2015, año en el que entra en vigor el citado real decreto.

Con fecha 23 de julio de 2019 se publicó en el BOE la Resolución de 17 de julio de 2019 de la DGPEM que establece la metodología de reparto del coste de adquisición de combustible de los grupos generadores ubicados en los TNP con régimen retributivo adicional, con el fin de calcular el referido factor de corrección.

De acuerdo con esta metodología, y con la información remitida por ENDESA con fecha 31 de marzo de 2021, resultaría un importe total en concepto de factor de corrección por factura de combustible de -2.599.305,59 euros, de los cuales -166.784,24 euros corresponderían a los grupos de Baleares, -1.037.164,27 euros a los grupos de Canarias y -1.395.357,08 euros a los grupos de las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

En el cálculo del referido importe se han tenido en cuenta, entre otros aspectos:

- a. Las facturas de aprovisionamiento de combustibles correspondientes al ejercicio 2020, así como —para determinados grupos de Barranco de Tirajana, Ceuta y Melilla— aquellas de 2018 y 2019 asociadas a un consumo del *stock* disponible en el ejercicio 2020.
- b. En el caso de los grupos diésel de Los Guinchos, las facturas de fuel oil 0,7%. Aun no estando reconocida la retribución de este combustible mediante resolución, ENDESA se ve obligada a emplear un fuel oil con un menor contenido de azufre para cumplir con las exigencias medioambientales vigentes.

2.11. De los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012

ENDESA solicita el reconocimiento de 5.552.673,35 euros adicionales en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales (Ley 15/2012) —1.433.833,45 euros en Baleares, 3.743.466,90 euros en Canarias y 375.373 euros en las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla—, según lo previsto en los artículos 31 y 36, así como en el

apartado 3.e) del artículo 72³⁸ del RD 738/2015. Dicho importe es la suma de 5.349.688,04 euros correspondientes al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)³⁹ y 202.985,31 euros correspondientes al impuesto especial sobre los hidrocarburos exclusivamente en Baleares. En lo que se refiere al impuesto sobre los hidrocarburos —gas natural, fuel oil y gasoil destinados a la producción de electricidad— si bien el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre⁴⁰ (RDL15/2018) introdujo la exención del mismo a partir de octubre⁴¹ de 2018, ENDESA señala, en su solicitud, que la imputación contable del referido impuesto especial en la cuenta de explotación como coste por consumo de combustibles se produce cuando los combustibles son efectivamente consumidos; en consecuencia, las liquidaciones tributarias del impuesto de un ejercicio se corresponderían con las realizadas en ese año, así como aquellas efectuadas en ejercicios anteriores, pero cuya imputación se produce en ejercicios posteriores, en función del momento del consumo. En consecuencia, ENDESA solicita se reconozca el importe correspondiente a todas las liquidaciones tributarias del repetido impuesto imputadas en el ejercicio económico 2020 por los combustibles consumidos en dicho ejercicio, de lo contrario, indica se dejaría de reconocer dicha cuantía.

Los artículos 31 y 36 del RD 738/2015 incorporan los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012 como uno de los costes variables de generación, en particular, en la partida «*Otros costes operativos de la central*»; 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.

³⁸ Según el párrafo final de dicho apartado, «*La [CNMC] 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) [...]*».

³⁹ La Ley 15/2012 creó —entre otros— el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE), de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema de energía eléctrica, incluidos 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.

⁴⁰ Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

⁴¹ La exención del impuesto sobre hidrocarburos a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas está condicionada a que sea solicitada por el titular de la planta ante la oficina gestora y ésta la autorice. Con carácter general, se indica que las solicitudes de exención fueron presentadas el 8 de octubre de 2018 (la referida norma entró en vigor el día 7).

Por otra parte, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del RD 647/2020, establece que los costes de generación de liquidación determinados por el OS deben incluir una estimación del importe de retribución de los ‘*Otros costes operativos*’ —entre otros el impuesto sobre el valor de producción— definidos en el precitado artículo 36 del RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

En cuanto a los impuestos especiales sobre combustibles, 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.»*

De conformidad con los artículos 3 y 76 de la precitada Ley 38/1992, de 28 de diciembre, Canarias y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla están exentas de los referidos impuestos especiales, por lo que solo estarían gravados dichos combustibles en Baleares.

En cuanto al impuesto especial sobre hidrocarburos, se tiene además que el punto cuatro de la disposición final primera (‘Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales’) del RDL 15/2018, establecía la exención del mismo para la producción de electricidad en centrales eléctricas (o para la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas) a partir de octubre de 2018.

En el caso de GESA, el impuesto especial sobre hidrocarburos no se debe reconocer puesto que el mismo no sería de aplicación a raíz de la entrada en vigor del RDL 15/2018. En cuanto al impuesto sobre el carbón, la reliquidación efectuada por el OS recoge el valor de la retribución por costes debidos a este impuesto y, en consecuencia, no procede reconocer coste adicional alguno a ENDESA por este concepto.

En lo que se refiere al IVPEE, se ha determinado un ajuste por valor de -24.926,08 euros respecto a la cuantía liquidada por el OS, el cual se desglosa por sistemas en 131.393,95 euros correspondientes a Baleares, -54.059,85 euros

correspondientes a Canarias y -102.260,18 euros correspondientes a las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

Este importe se ha calculado sobre el 7% de los ingresos totales a cuenta de 2020 — que se corresponden con los costes de generación de liquidación (sin 7%) calculados por el OS, así como los costes adicionales a reconocer planteados en los Anexos de los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN, así como en este informe —factor de corrección por factura de combustible—; posibles diferencias en la aprobación 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%: $/(1-7\%) \sim 7,527\%$.

Posteriormente, dicho importe ha sido minorado por el valor estimado para este concepto incluido en las liquidaciones 2020 efectuadas por el OS, el cual asciende a un total de 104.679.647,72 euros y se desglosa por sistemas en 31.020.502,29 euros correspondientes a Baleares, 68.236.580,02 euros correspondientes a Canarias y 5.422.565,41 euros correspondientes a las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

En consecuencia, procede la devolución de -24.926,08 euros por parte de ENDESA en concepto de costes derivados de la Ley 15/2012 para el ejercicio 2020, tal y como se detalla en el siguiente cuadro:

Cuadro 5. Costes derivados de la Ley 15/2012 en 2020

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	131.393,95	1.433.833,45	1.302.439,50
CANARIAS	UNELCO	-54.059,85	3.743.466,90	3.797.526,75
CEUTA & MELILLA	ENDESA	-102.260,18	375.373,00	477.633,18
TOTAL		-24.926,08	5.552.673,35	5.577.599,43

Finalmente, se hace notar que la precitada cuantía (-24.926,08 euros) no es coincidente con el importe de 170.721,58 euros⁴² que figura en los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN. El motivo de la

⁴² 143.948,60 euros Baleares, 24.006,29 euros Canarias y 2.766,69 euros Ceuta y Melilla.

diferencia es que en el cálculo de los tributos mostrado más arriba se ha tenido en cuenta una menor base imponible debido a un menor coste reconocido por el factor de corrección por factura de combustible.

2.12. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2020

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 1.495.067 miles de 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 es, 334 miles de euros menos de lo determinado por el OS (1.495.401 miles de euros), según se resume en la siguiente tabla.

Cuadro 6. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2020

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos	203.139.893,78	217.458.536,31	30.386.308,58	450.984.738,67
Costes variables	240.003.662,24	757.335.502,18	47.077.779,68	1.044.416.944,10
Costes de generación OS	443.143.556,02	974.794.038,49	77.464.088,26	1.495.401.682,77
Actualización parametros definitivos pendientes de incorporar (PCI, precio gas natural, precio derechos de emisión)	0,00	0,00	0,00	0,00
Costes de generación OS actualizados	443.143.556,02	974.794.038,49	77.464.088,26	1.495.401.682,77
Coste de inversión pendientes (Ibiza 25 y 26 y Punta Grande 19)	0,00	0,00	----	0,00
Coste de grupos con inversión de adaptación ambiental	0,00	0,00	----	0,00
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler)	1.302.645,60	----	----	1.302.645,60
Coste por mezclas de combustible (Arranque y Funcionamiento)	616.277,81	334.493,16	40.996,38	991.767,35
Coste por arranques (O&M CCGT)	0,00	----	----	0,00
Coste por nuevas inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste por peajes de generación	----	-1.305,05	-3.138,95	-4.444,00
Coste por financiación del OS	0,00	0,00	31,95	31,95
Factor de corrección por factura de combustible	-166.784,24	-1.037.164,27	-1.395.357,08	-2.599.305,59
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	131.393,95	-54.059,85	-102.260,18	-24.926,08
Impuesto especial combustible	0,00	----	----	0,00
Ajuste Impuesto valor de la producción respecto al liquidado por el OS	131.393,95	-54.059,85	-102.260,18	-24.926,08
Costes adicionales al cálculo OS	1.883.533,12	-758.036,01	-1.459.727,88	-334.230,77
COSTES TOTALES a reconocer	445.027.089,14	974.036.002,48	76.004.360,38	1.495.067.452,00

* De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por la DF 3ª.5, los costes de generación determinados por el OS incluyen una estimación del importe de retribución de los denominados 'Otros costes operativos' definidos en el artículo 36 del referido real decreto, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992.

3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.

3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP

ENDESA declara haber percibido 454.242.311,19 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 2020, los cuales se desglosan por sistemas: 148.824.721,39 euros correspondientes a Baleares, 288.455.182,89 euros a Canarias y 16.962.406,91 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 las últimas liquidaciones definitivas resulta ser de 454.206.451,95 euros, los cuales se desglosan por sistemas en 148.748.631,07 euros correspondientes a Baleares, 288.501.768,96 euros a Canarias y 16.956.051,92 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 -35.859,24 euros, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 72. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2020

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud	148.824.721,39	288.455.182,89	16.962.406,91	454.242.311,19
CNMC	148.748.631,07	288.501.768,96	16.956.051,92	454.206.451,95
CNMC - ENDESA	-76.090,32	46.586,07	-6.354,99	-35.859,24

3.2. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo del Sistema eléctrico

ENDESA declara haber percibido 531.451.126,43 euros en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2020, los cuales se desglosan por sistemas en 158.283.757,40 euros correspondientes a Baleares, 342.866.251,12 euros a Canarias y 30.301.117,91 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 531.451.126,43 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 158.283.757,40 euros correspondientes a Baleares, 342.866.251,12 euros a Canarias y 30.301.117,91 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Por tanto, no existe diferencia alguna entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por la CNMC, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 8. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo del sistema, 2020

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud	158.283.757,40	342.866.251,12	30.301.117,91	531.451.126,43
CNMC	158.283.757,40	342.866.251,12	30.301.117,91	531.451.126,43
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2020.

ENDESA declara haber percibido 531.451.126,44 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2020 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 158.283.757,41 euros correspondientes a Baleares, 342.866.251,11 euros a Canarias y 30.301.117,92 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica⁴³ cantidad de 531.451.126,43 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 158.283.757,40 euros correspondientes a Baleares, 342.866.251,12 euros a Canarias y 30.301.117,91 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Por tanto, no existe diferencia alguna entre la cantidad total declarada por ENDESA y la liquidada por la CNMC, según indica el siguiente cuadro.

⁴³ La diferencia de céntimos se debe a los redondeos en el cálculo.

Cuadro 9. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2020

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud	158.283.757,41	342.866.251,11	30.301.117,92	531.451.126,44
CNMC	158.283.757,40	342.866.251,12	30.301.117,91	531.451.126,43
CNMC - ENDESA	-0,01	0,01	-0,01	-0,01

3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2020

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2020 alcanzan un total de 1.517.108.704,81 euros 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 10. Ingresos totales de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2020

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Ingresos del despacho de generación del OS	148.748.631,07	288.501.768,96	16.956.051,92	454.206.451,95
Ingresos liquidaciones actividades reguladas	158.283.757,40	342.866.251,12	30.301.117,91	531.451.126,43
Ingresos Liquidaciones PGE	158.283.757,40	342.866.251,12	30.301.117,91	531.451.126,43
INGRESOS TOTALES percibidos	465.316.145,87	974.234.271,20	77.558.287,74	1.517.108.704,81

4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA

A continuación se muestra la comparación entre los ingresos totales recibidos por las instalaciones receptoras de RRA del Grupo ENDESA en los TNP durante el año 2020, y los importes resultantes de la revisión de los costes totales de generación a reconocer, conforme a lo expresado en las consideraciones anteriores. Resulta una diferencia total de 22.041 miles de euros a devolver por parte de ENDESA.

Cuadro 11. Costes e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2020

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
COSTES TOTALES a reconocer	445.027.089,14	974.036.002,48	76.004.360,38	1.495.067.452,00
INGRESOS TOTALES percibidos	465.316.145,87	974.234.271,20	77.558.287,74	1.517.108.704,81
CUANTÍA PENDIENTE DE DEVOLUCIÓN	-20.289.056,73	-198.268,72	-1.553.927,36	-22.041.252,81

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

5. ACUERDA

Único. – Proponer un requerimiento de ingreso de 22.041.252,81 euros a ENDESA en concepto de RRA cobrado de más por sus instalaciones de generación en los TNP durante el ejercicio 2020, obtenido como la diferencia entre los costes totales de generación a reconocer (1.495.067.452,00 euros) y los ingresos totales liquidados (1.517.108.704,81 euros) a dichas instalaciones.

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 y el Reto Demográfico.

**ANEXO. 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
2020.**

(CONFIDENCIAL)