

**INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO
DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS
INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN
LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES
DE ENDESA, S.A.
CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO
2022**

REF: INF/DE/318/23

23 de enero de 2025

www.cnmc.es

ÍNDICE

1. OBJETO Y ANTECEDENTES.....	4
2. CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.....	8
2.1. De los costes de generación calculados por el OS.....	8
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 debidos a nuevas inversiones	17
2.7. De los costes debidos al bono social.....	19
2.8. De los costes debidos a peajes de acceso a las redes.....	20
2.9. De los costes derivados de la aplicación del factor de corrección por factura de combustible.	22
2.10. De los costes por tributos derivados de la Ley 15/2012.....	23
2.11. De los costes financieros debidos al retraso en la liquidación de costes	25
2.12. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2022	25
3. CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA.	27
3.1. De los ingresos por venta de energía a PMP	27
3.2. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo del Sistema eléctrico	27
3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2022.....	28
3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2022	29
4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA	29
5. ACUERDA	30

INFORME SOBRE RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DEFINITIVOS DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES DE ENDESA, S.A. CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO 2022.

(INF/DE/318/23)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Josep Maria Salas Prat

Consejeros

D. Carlos Aguilar Paredes

D.^a María Jesús Martín Martínez

Secretaria

D.^a María Ángeles Rodríguez Paraja

En Madrid, a 23 de enero de 2025

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 atribuye el artículo 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), de la Secretaría de Estado de Energía (SEE), 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 11 de enero de 2024, 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 2022, 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 2022 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 A 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 TNP.

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 29 de diciembre de 2023, ENDESA remitió al MITERD escrito solicitando la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en 2022. 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 28 de abril de 2023.

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 3.974.370.538,17 euros. Esta cantidad sería la suma de: i) 3.843.887.274,48 euros correspondientes a los costes de generación reconocidos provisionalmente conforme al despacho realizado por el OS, calculados de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015 y ii) 130.483.263,69 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 octubre⁸ (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 nuevas inversiones.
- Costes de bono social.
- Coste de peajes de acceso a las redes.
- Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012: impuesto especial de combustibles.

ENDESA declara unos ingresos totales percibidos de 3.743.334.576,29 euros — ingresos procedentes del despacho de generación del OS, de las liquidaciones de

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 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.

las actividades reguladas con cargo al Sistema eléctrico y de las liquidaciones con cargo a PGE 2022, lo que daría lugar, siempre a su juicio, a un importe pendiente de liquidación de 231.035.961,88 euros a percibir por ENDESA, sin tener en cuenta los intereses financieros.

Con fecha 29 de septiembre y 4 de octubre de 2023 tuvieron entrada en el registro telemático de esta Comisión las liquidaciones de despacho (C6)⁹ para el periodo enero-septiembre realizados por el OS que dan lugar al cierre del año 2022 para las instalaciones de generación en los TNP, entre ellas, las de ENDESA.

Con fecha con 11 de enero de 2024, 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 2022.

Con fecha 25 de junio de 2024, 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 2022 levantadas a estas empresas, así como los informes de inspección a las alegaciones presentadas por ENDESA a dichas actas.

Adicionalmente, con fecha 20 de septiembre de 2024, tuvo entrada en el registro general de esta CNMC un nuevo escrito de ENDESA solicitando que se reconozcan en la liquidación definitiva de los costes de producción incurridos por sus instalaciones en el ejercicio 2022 —además de los costes que se detallan en su escrito inicial de fecha 29 de diciembre de 2023— un importe de 1.903.488,48 euros en concepto de coste por la obligación mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural¹⁰. Los informes de inspección señalan que, dado que se ha tenido conocimiento de que dicha compañía ha remitido también escrito a la DGPEM sobre el reconocimiento de este coste, se considera

⁹ 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+2' 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.

¹⁰ El escrito de ENDESA especifica que «Las resoluciones de la DGPEM que establecen el precio de gas natural no incorporan directamente este coste dentro del precio a liquidar por el OS, señalando que este coste se reconocerá como otros costes operativos, lo que implica que es necesario solicitar expresamente su reconocimiento dentro del procedimiento recogido en el RD 738/2015 para el cálculo de las cuantías definitivas de los costes de generación».

conveniente no incluir la valoración de esta partida en el análisis del resto de costes adicionales solicitados por ENDESA, en tanto la DGPEM no se pronuncie a este respecto.

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:

- 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 15 de junio de 2023¹¹ y de 5 de agosto de 2023¹² fijan el precio de la hulla, fuel oil, diésel oil y gasoil para el año 2022. Por su parte, la Resolución de 7 de junio de 2023¹³ establece el precio reconocido para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2022.

¹¹ Resolución de 15 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel oil, y gasoil en el segundo semestre del año 2022, a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

¹² Resolución de 5 de agosto de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto, precios de combustible en puerto, e impuestos especiales, aplicables al fuel oil, diesel oil, y gasoil en el primer semestre del año 2022 y para la hulla en el año 2022, a aplicar en la liquidación de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

¹³ Resolución de 7 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del combustible gas natural del año 2022 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

Adicionalmente, y de acuerdo con la redacción del artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, los costes de generación de liquidación determinados por el OS incluyen una estimación del importe de retribución por otros costes operativos —peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, financiación OS e impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (se hace ver que este impuesto fue suspendido durante todo el ejercicio 2022 por los Reales Decreto-leyes 29/2021, de 21 de diciembre¹⁴, 6/2022, de 29 de marzo¹⁵ y 11/2022, de 25 de junio¹⁶)— 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.

La liquidación definitiva determinada por el OS para las centrales de ENDESA en los TNP en el ejercicio 2022 asciende a 3.847.386.828,71 euros, correspondiéndole 368.186.981,56 euros a los costes fijos y 3.479.199.847,15 a los costes variables —de los cuales 2.340.473,28 euros se corresponden con los denominados ‘*Otros costes operativos*’ (esto es, financiación del OS e impuesto especial sobre el carbón)—. 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 2022

TNP	Sujeto liquidación	Producción medida (GWh)	Coste fijo (euros)	Coste variable (euros)	Coste total (euros)
Baleares	GESA	4.898,58	154.546.509,67	1.551.776.035,41	1.706.322.545,08
Canarias	UNELCO	6.855,83	184.529.962,45	1.843.643.988,26	2.028.173.950,71
Ceuta	ENDESA	195,40	15.751.668,57	42.319.506,32	58.071.174,89
Melilla	ENDESA	184,81	13.358.840,87	41.460.317,16	54.819.158,03
TOTAL		12.134,62	368.186.981,56	3.479.199.847,15	3.847.386.828,71

Parte de estos costes, directamente relacionados con el precio del combustible, podría variar con motivo de la ejecución por el MITERD de la Sentencia de 22 de julio de 2024, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, que estima parcialmente

¹⁴ Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.

¹⁵ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

¹⁶ Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma.

el recurso contencioso-administrativo 254/2023 contra la Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre¹⁷.

Por otra parte, el escrito de ENDESA que adjunta el oficio de la SEE de fecha 11 de enero de 2024 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 4.900.466,09 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,¹⁸ 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.»*¹⁹

¹⁷ Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre, por la que en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021, recaída en el recurso contencioso-administrativo 301/2020, se regulan las subastas para el suministro de combustible y determinación del precio de combustible, se autorizan nuevos combustibles, se establecen los valores unitarios de referencia, aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, y se revisan otras cuestiones técnicas.

¹⁸ Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

¹⁹ 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

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 4.900.466,09 euros por este concepto.

Con fecha 17 de abril de 2024 se publicaron las Resoluciones de la DGPEM por las que se establecen los valores reconocidos de inversión y los valores de la anualidad de la retribución por inversión de los precitados grupos de generación para el periodo 2014 al 2024

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS del ejercicio 2022 no incluyen la retribución por inversión de los grupos Ibiza 25, Ibiza 26 y Punta Grande 19 reconocida por la precitada Resolución de la DGPEM de 17 de abril de 2024 para dicho año; en consecuencia, procede reconocer un importe de 4.720.326,00 euros por este concepto a ENDESA para el ejercicio 2022, correspondiendo 2.917.380 euros a los grupos Ibiza 25 y 26 y 1.802.946 euros al grupo Punta Grande 19.

2.3. De los costes de las inversiones de adaptación medioambiental

ENDESA solicita el reconocimiento de 15.043.283,15 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 4 y 5 (Tenerife) al cumplimiento de la normativa medioambiental —comunitaria o estatal— reconocidas en la Orden TEC/1158/2018.

La Orden TEC/1158/2018 otorga el RRA a los precitados grupos de generación para la realización de nuevas inversiones con objeto de cumplir los requisitos ambientales dispuestos en la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de

antedicha disposición establece que requerirán resolución favorable de compatibilidad para tener derecho a la retribución adicional en los dos siguientes supuestos: i) si a fecha 1 de marzo de 2013 contaban con autorización administrativa pero no estaban inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica dependiente del 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).

2010²⁰ y en la Decisión de ejecución (UE) 2017/1442 de la Comisión, de 31 de julio de 2017²¹. Asimismo, aprueba los valores de las nuevas inversiones autorizadas y su vida útil regulatoria; deja pendiente la aprobación de los valores reconocidos de inversión y los valores anuales de inversión.

Con fecha 19 de abril de 2024 se publicaron las Resoluciones de la DGPEM por las que se establecen los valores reconocidos de inversión y los valores máximos (con carácter previo a la afección de su efectiva disponibilidad) de la anualidad de la retribución por inversión (C_n) de los citados grupos de generación para el periodo de 2019 a 2024.

Los informes de inspección a GESA y UNELCO confirman que las liquidaciones definitivas efectuadas por el OS del ejercicio 2022 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 4 y 5 reconocida por la antedichas Resoluciones de 19 de abril de 2024 para dicho año; en consecuencia, y sobre la información aportada por el OS, procede reconocer un importe de 15.203.613,92 euros por este concepto a ENDESA para el ejercicio 2022, correspondiendo 2.845.303 euros a los grupos Mahón 14, 15 y 16 y 12.358.310,92 euros a los grupos Barranco de Tirajana 3 y 4 y Granadilla 4 y 5.

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

ENDESA solicita el reconocimiento de 7.533.711,01 euros adicionales en concepto de coste: de alquiler, de combustible —incluidos costes de montaje, desmontaje, etc.—, de derechos de emisión de CO₂, de beneficio o margen industrial por los grupos de generación en régimen de alquiler en Baleares —en particular en la isla de Formentera (5.361.979,31 euros²²)— y en Canarias —isla de La Palma (2.171.731,70 euros²³)—, que transitoriamente fueron necesario instalar por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico puestos de

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: 1.189.437,37 euros alquiler de grupos, 3.156.269,31 euros combustible, 732.790,91 euros derechos de emisión y 283.481,72 euros beneficio o margen industrial (5,58%). Adicionalmente, Endesa solicita 14,15 euros en concepto de financiación del OS, importe que ha sido analizado en el apartado correspondiente de este informe.

²³ Este importe se desglosa en los siguientes conceptos de costes: 1.933.917,21 euros alquiler de grupos, 123.036,47 euros combustible y 114.778,02 euros beneficio o margen industrial (5,58%).

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, todo ello de acuerdo con lo dispuesto en las Ordenes TED/319/2022, de 1 de abril²⁴ (Orden TED/393/2020), TED/1181/2021, de 30 de octubre²⁵ (Orden TED/1181/2021) y TED/1089/2022, de 11 de noviembre²⁶ (Orden TED/1089/2022).

El artículo 59 ('Retribución por adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad de suministro) del RD 738/2015, en la nueva redacción dada por la disposición final primera del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio²⁷ (RD 446/2023), 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. En dicha cuantía se podrá incorporar el coste financiero motivado por el retraso entre el cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias, de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio. El valor empleado para el cálculo de los costes financieros será el valor del Euríbor a un año del último día hábil del mes anterior a que se produzca la firma de la resolución incrementado en 50 puntos básicos»

Durante las tareas de inspección a GESA y UNELCO, se les solicitaron las autorizaciones de funcionamiento de los grupos emitidas por los órganos competentes de los Gobiernos de las Islas Baleares y de las islas Canarias, 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 y UNELCO en concepto de alquiler de grupos electrógenos. Igualmente se comprobó que las cantidades de consumo de combustible declaradas respecto a

²⁴ Orden TED/319/2022, de 1 de abril, 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 en la isla de Formentera. [desde el 15 de mayo al 15 de octubre de 2022].

²⁵ Orden TED/1181/2021, de 30 de octubre, 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 en La Palma. [desde el 4 de noviembre de 2021 con un máximo de un año desde la entrada en vigor]

²⁶ Orden TED/1089/2022, de 11 de noviembre, por la que se acuerda extender el reconocimiento de las repercusiones económicas aprobadas mediante la Orden TED/1181/2021.

²⁷ Real Decreto 446/2023, de 13 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica a señales a plazo y reducción de su volatilidad.

la producción obtenida se corresponden con rendimientos estándar en este tipo de generadores. El coste de los combustibles consumidos se valoró a los precios publicados en las Resoluciones de la DGPEM de 15 de junio y 5 de agosto de 2023 y valores de PCI establecidos en la Resolución de 20 de junio de 2023 de la DGPEM²⁸. De otro lado, 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 2022 publicado en la Resolución de 5 de febrero de 2023.

Finalmente, y en cumplimiento de lo dispuesto en el referido artículo 59 del RD 738/2015, en la nueva redacción dada por la disposición final primera del RD 446/2023, se incorpora el coste financiero asociado a las medidas extraordinarias adoptadas en el ejercicio 2022; para el cálculo se ha considerado el Euribor a un año a fecha 30/09/2024, con un valor de 2,936 % y el periodo que media entre la fecha de cierre de la liquidación de las actividades reguladas del sector eléctrico del ejercicio en el que se aprobaron las medidas extraordinarias (01/12/2023) y la fecha de aprobación de las Actas de inspección 2022 a GESA y UNELCO (25/10/2024), sin perjuicio de que, según lo expresamente establecido en el repetido artículo 59, la DGPEM ajuste este cálculo a la fecha de aprobación de la liquidación definitiva de dicho ejercicio.

El cuadro siguiente refleja los importes propuestos por esta CNMC, junto a los solicitados por ENDESA; la diferencia se encuentra fundamentalmente en la distinta valoración 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 DGPEM de 5 de febrero²⁹, 15 de junio y 5 de agosto de 2023, así como del coste financiero —no margen o beneficio industrial reclamado por ENDESA— reconocido a esta partida soportado en el referido artículo 59 del RD 738/2015.

²⁸ Resolución de 20 de junio de 2023, 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 para el primer y segundo semestre de 2022 a efectos del régimen retributivo adicional de los grupos de generación ubicados en los territorios no peninsulares.

²⁹ Resolución de 5 de febrero de 2023, 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 2022 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Cuadro 2. Costes por alquiler de grupos de generación en 2022

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	5.147.928,86	5.361.979,31	214.050,45
CANARIAS	UNELCO	2.051.364,28	2.171.731,70	120.367,42
CEUTA & MELILLA	ENDESA	----	----	----
TOTAL		7.199.293,14	7.533.711,01	334.417,87

2.5. De los costes debidos a mezclas de combustibles

ENDESA solicita el reconocimiento de 11.692.851,55 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 encuentran en esta situación son ciertos grupos de Alcúdia, los grupos Ibiza 13, 14, 16, 17, 20 y 21, los grupos Mahón 9, 10 y 11 y los grupos diésel de Los Guinchos. 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 grupos de Ibiza 13 y 14 y Mahón 9, 10 y 11, indica que consumen gasoil 0,1% (GO 0,1%) en lugar de Fueloil 1% (FO 1%) en los arranques. Adicionalmente, señala que mediante Resoluciones de la DGPEM de 11 de abril y 12 de julio de 2022 se aprobó este cambio de combustible (de FO 1% a GO 0,1%) para los referidos grupos, respectivamente³⁰. En cuanto a los grupos de Ibiza 16, 17, 20 y 21, ENDESA señala que si bien emplean el gas natural como combustible mayoritario requieren para su funcionamiento un aporte constante de gasoil por condicionantes técnicos de este tipo de motores. En lo que se refiere a los grupos diésel de Los Guinchos, indica que, debido a su antigüedad, fue necesario emplear un combustible con menor contenido de azufre (FO 0,73% o GO 0,1% en lugar de FO 1%) para garantizar el cumplimiento ambiental de la central. A este respecto, hace ver que, mediante Resoluciones de la DGPEM de 29 de septiembre y 10 de octubre de 2022, se aprobaron los cambios de combustible principal de FO 1% a FO 0,73% y de FO 1% a GO 0,1% para los

³⁰ ENDESA indica que no ha solicitado retribución adicional después de la fecha de efecto de las Resoluciones DGPEM de 11 de abril y 12 de julio de 2022, que ha sido el 12 de julio de 2022 (por simplicidad, ha considerado únicamente hasta 30 de junio de 2022).

grupos Los Guinchos 12, 13, 14, 16 y 17 y para Los Guinchos 6, 7, 8, 9 y 10, respectivamente³¹.

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 28 de abril de 2023 que ENDESA adjunta a dicha solicitud; en consecuencia, la inspección procedió a calcular nuevas mezclas de combustible para los arranques de estas instalaciones.
- ii. En cuanto a los grupos diésel de Los Guinchos, los informes de inspección a UNELCO recuerdan que, con fechas 29 de septiembre y 10 de octubre de 2022, la DGPEM emitió resoluciones por las que se aprobó, entre otros aspectos, el cambio de combustible principal de los grupos Los Guinchos 12, 13, 14, 16 y 17 y Los Guinchos 6, 7, 8, 9 y 10 de FO 1% a FO 0,73% y de

³¹ ENDESA indica que no ha solicitado retribución adicional después de la fecha de efecto de las Resoluciones de la DGPEM de 29 de septiembre y 10 de octubre de 2022 (por simplicidad, ha considerado únicamente hasta el 30 de septiembre de 2022).

FO 1% a GO 0,1%, respectivamente. De otro lado, confirman que el OS ha empleado en las liquidaciones de Los Guinchos 12, 13, 14, 16 y 17 el FO 1% desde el 1 de enero hasta el 5 de octubre de 2022 y el FO 0,73% desde el 6 de octubre de 2022 en adelante y en las liquidaciones de Los Guinchos 6, 7, 8, 9 y 10 el FO 1% desde el 1 de enero hasta 12 de octubre de 2022 y el GO 0,1% desde el 13 de octubre de 2022 en adelante, todo ello de acuerdo con los nuevos combustibles reconocidos por las precitadas resoluciones DGPEM para dichos grupos y periodos. A este respecto, los informes de inspección señalan que las liquidaciones del OS contemplarían estos cambios de combustible a partir de la fecha de publicación de las precitadas resoluciones —las cuales no establecen su carácter retroactivo—, no procediendo, por tanto, reconocer retribución adicional por este concepto a estos grupos.

Cuadro 3. Costes por mezclas de combustibles 2022

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	-496.488,70	-395.417,67	101.071,03
CANARIAS	UNELCO	631.177,00	11.796.326,10	11.165.149,10
CEUTA & MELILLA	ENDESA	227.072,39	291.943,11	64.870,72
TOTAL		361.760,69	11.692.851,55	11.331.090,86

2.6. De los costes debidos a nuevas inversiones

ENDESA solicita el reconocimiento de 80.090.637,42 euros adicionales en concepto de coste por nuevas inversiones sobre los grupos existentes, los cuales se desglosan por sistemas: 23.106.068,68 euros correspondientes a Baleares, 51.219.740,21 euros a Canarias y 5.764.828,53 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 19³².*»

³² 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 la nueva inversión. Asimismo, tendrán la consideración de nuevas inversiones las inversiones*

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)³³, 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*

en sistemas automáticos de control de generación necesarios para ofrecer el servicio de banda de regulación.»

³³ 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.

2.7. De los costes debidos al bono social

ENDESA solicita el reconocimiento de 11.107.120,21 euros adicionales en concepto de coste por la contribución de los productores ubicados en los TNP en la financiación del bono social eléctrico en aplicación de lo dispuesto en la disposición final decimoséptima (DF17^a) del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo³⁴ (RDL 6/2022), los cuales se desglosan por sistemas: 4.576.566,08 euros correspondientes a Baleares, 6.184.704,87 euros a Canarias y 345.849,26 euros a las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

El artículo 45.4 de la Ley 24/2013, en la redacción dada por la precitada DF17^a del RDL 6/2022, dispone que *«el bono social será asumido por los sujetos del sector eléctrico que participan en las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como por los consumidores directos en mercado, en los términos que reglamentariamente se establezcan.»*

³⁴ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania.

Adicionalmente, la disposición adicional novena del repetido RDL 6/2022 establece que «*la financiación que, con respecto al bono social y al suministro de los consumidores a que hacen referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, deben asumir los sujetos que realicen actividades que tengan una retribución regulada, será reconocida como coste en el cálculo de la correspondiente retribución de dichos sujetos.*»

De otro lado, la disposición transitoria sexta del repetido RDL 6/2022 establece que, hasta que resulte de aplicación la orden de financiación del bono social y de los suministros de los consumidores a que hace referencia los párrafos j) y k) del artículo 52.4 de la LSE correspondiente al año 2022, la CNMC procederá a liquidar las cantidades correspondientes según se establece en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre³⁵.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan el importe de 11.107.120,21 euros en concepto de retribución por el coste de contribuir a la financiación del bono social eléctrico en el ejercicio 2022, coincidente con el solicitado por la empresa; los referidos informes confirman que las liquidaciones del ejercicio 2022 efectuadas por esta CNMC no recogen esta partida, procediendo, en consecuencia, reconocer un mayor coste a ENDESA por este concepto, tal y como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro 4. Costes por bono social 2022

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	4.576.566,08	4.576.566,08	0,00
CANARIAS	UNELCO	6.184.704,87	6.184.704,87	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	345.849,26	345.849,26	0,00
TOTAL		11.107.120,21	11.107.120,21	0,00

2.8. De los costes debidos a peajes de acceso a las redes

ENDESA solicita el reconocimiento de 614.338,55 euros adicionales en concepto de coste por el pago del peaje de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica por las compras de energía para sus centrales, los cuales se desglosan por sistemas: 400.311,64 euros correspondientes a Baleares, 211.344,94 euros a Canarias y 2.681,97 euros a las ciudades autónomas de Melilla y Ceuta.

³⁵ Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.

La disposición adicional tercera del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre³⁶ (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 a las redes 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 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.

Adicionalmente, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por el punto cinco de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio³⁷ (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 acceso a las redes de transporte y distribución, 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.

La Circular 3/2020, de 15 de enero³⁸, 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 a los productores de energía eléctrica por la energía neta vertida a la red; no obstante lo anterior, y de acuerdo con la normativa vigente, los referidos productores tienen que satisfacer los peajes de acceso a dichas redes por los consumos propios de sus centrales, siempre que utilicen dichas redes.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN determinan un importe de 614.338,55 euros en concepto de retribución por el coste de peajes de acceso a las redes de transporte y distribución correspondiente a las compras de energía para las centrales en 2022, coincidente con el solicitado por la empresa; las liquidaciones definitivas del ejercicio 2022 realizadas por el

³⁶ 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.

³⁷ 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.

³⁸ 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.

OS no lo recogen —por estar ligado al consumo (y no a la producción) de los grupos generadores—, en consecuencia, procede reconocer este coste adicional por este concepto a ENDESA.

Cuadro 5. Costes por peajes de acceso a las redes 2022

TNP	Sujeto liquidación	Valoración CNMC (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA - CNMC (€)
BALEARES	GESA	400.311,64	400.311,64	0,00
CANARIAS	UNELCO	211.344,94	211.344,94	0,00
CEUTA & MELILLA	ENDESA	2.681,97	2.681,97	0,00
TOTAL		614.338,55	614.338,55	0,00

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

El artículo 31.2 del RD 738/2015, en su redacción original, 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 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, en su redacción original, 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 aprueba 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— hasta el 31 de diciembre de 2022 —fecha a partir del cual ha sido suprimido por la disposición final primera del Real Decreto 446/2023, de 13 de junio—.

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 2023, resultaría un importe total en concepto de factor de

corrección por factura de combustible de -30.000.425,95 euros, de los cuales -4.303.469,51 euros corresponderían a los grupos de Baleares, -25.418.645,11 euros a los grupos de Canarias y -278.311,33 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 2022. Las centrales disponen de cierta capacidad de almacenamiento, de modo que combustible facturado en 2021 podría haber sido consumido en 2022 (recíprocamente, combustible facturado en 2022 podría haber sido consumido en 2023). Para la elaboración de este informe se ha seguido el criterio de considerar únicamente las facturas cuya fecha corresponda al ejercicio 2022. En lo que se refiere al combustible gas natural, para el periodo de abril a septiembre de 2022 se han considerado facturas con receptor Endesa Energía, S.A., compañía que durante esos meses realizó las compras de este combustible para el aprovisionamiento de GESA, hasta tanto esta última sociedad fue habilitada para realizar las adquisiciones por sí misma ante MIBGAS.
- b. En el caso de los grupos diésel de Los Guinchos y las Salinas, las facturas de FO 0,7% y de HVO³⁹, respectivamente. Aun estando reconocida únicamente la retribución del combustible FO 0,7% para Los Guinchos mediante resolución DGPEM de 29 de septiembre de 2022. En este caso, ENDESA se ve obligada a emplear un fuel oil con un menor contenido de azufre para cumplir con las exigencias medioambientales vigentes; a los efectos del cómputo del factor de corrección, estas facturas han sido consideradas.

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

ENDESA admite un ajuste de -499.144,29 euros⁴⁰ en concepto de coste por tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales (Ley 15/2012) según lo previsto en los artículos 31 y 36, así como en el apartado 3.e)

³⁹ Combustible sintético renovable obtenido a partir de aceites vegetales de cocina usados.

⁴⁰ Esta cuantía fue estimada por ENDESA para Baleares en su escrito de solicitud de fecha 28 de diciembre de 2023 con base a los costes que presentaba en el mismo.

del artículo 72⁴¹ del RD 738/2015. Dicho importe se corresponde íntegramente con el impuesto especial sobre los hidrocarburos en Baleares.⁴²

En lo que se refiere al impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE)⁴³, ENDESA no solicita ningún importe en el ejercicio 2022 debido a la suspensión del mismo por parte de los Reales Decretos-leyes 29/2021, de 21 de diciembre, 6/2022, de 29 de marzo y 11/2022, de 25 de junio.

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. Por otra parte, el artículo 72.3.a) 1ª del RD 738/2015, en la redacción dada por 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. 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.

⁴¹ 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) [...]».*

⁴² A este respecto, la empresa recuerda que, si bien el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, introdujo la exención del precitado impuesto para el gas natural, fuel oil y gasoil destinados a la producción de electricidad a partir de octubre de 2018, 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 estima un ajuste del importe correspondiente a todas las liquidaciones tributarias del repetido impuesto imputadas en el ejercicio económico 2022 por los combustibles consumidos en dicho ejercicio.

⁴³ 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.

En cuanto al impuesto sobre el carbón, el informe de inspección a GESA confirma que las liquidaciones definitivas del ejercicio 2022 efectuadas por el OS recogen el valor de la retribución por costes debidos a este impuesto y, en consecuencia, no procede devolución alguna por parte de ENDESA por este concepto.

2.11. De los costes financieros debidos al retraso en la liquidación de costes

ENDESA solicita el reconocimiento de 28.717.068,91 euros⁴⁴ adicionales en concepto de coste financiero por el retraso temporal en el cobro del importe que se establezca en la correspondiente resolución de la DGPEM por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de producción del ejercicio 2022, los cuales se desglosan por sistemas: 15.074.791,89 euros correspondientes a Baleares, 12.759.008,95 euros a Canarias y 883.268,07 a las Ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Los informes de inspección a GESA, UNELCO y ENDESA GENERACIÓN señalan que el reconocimiento de un coste financiero por el retraso temporal en la liquidación de los costes asociados a las instalaciones de generación de los TNP no tiene cabida en el proceso de inspección, al no estar expresamente considerado este concepto —tampoco un límite temporal para su reconocimiento—, en las dos normas (RD 738/2015 y RD 680/2014)— que regulan el procedimiento de liquidación de estas plantas; en consecuencia, no procede reconocer un coste adicional a ENDESA por este concepto.

2.12. De los costes totales de generación de ENDESA en los TNP en 2022

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 3.856.593 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, 118 miles de euros menos de lo determinado por el OS (3.974.371 miles de euros), según se resume en la siguiente tabla.

⁴⁴ Según la empresa, este importe se ha calculado considerando por cada año un tipo de interés equivalente al Euribor a 1 año, incrementado en 50 puntos básicos, y por el periodo que media entre el 1 de enero del año n+1 (2023) y su efectiva liquidación tras la resolución de costes definitivos del citado año n, que se estima a 31 de diciembre de 2025.

Cuadro 6. Costes totales de generación en los TNP para el cierre de 2022

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
Costes fijos	154.546.509,67	184.529.962,45	29.110.509,44	368.186.981,56
Costes variables	1.551.776.035,41	1.843.643.988,26	83.779.823,48	3.479.199.847,15
Costes de generación OS	1.706.322.545,08	2.028.173.950,71	112.890.332,92	3.847.386.828,71
Coste de inversión pendientes (Ibiza 25 y 26 y Punta Grande 19)	2.917.380,00	1.802.946,00	----	4.720.326,00
Coste de grupos con inversión de adaptación ambiental	2.845.303,00	12.358.310,92	----	15.203.613,92
Coste de medidas extraordinarias (Grupos de alquiler)	5.147.928,86	2.051.364,28	----	7.199.293,14
Coste por mezclas de combustible (Arranque y Funcionamiento)	-496.488,70	631.177,00	227.072,39	361.760,69
Coste por nuevas inversiones	0,00	0,00	0,00	0,00
Coste por bono social	4.576.566,08	6.184.704,87	345.849,26	11.107.120,21
Coste por peajes de acceso a las redes	400.311,64	211.344,94	2.681,97	614.338,55
Factor de corrección por factura de combustible	-4.303.469,51	-25.418.645,11	-278.311,33	-30.000.425,95
Coste de tributos derivados de la Ley 15/2012	0,00	----	----	0,00
Impuesto especial combustible	0,00	----	----	0,00
Costes adicionales al cálculo OS	11.087.531,37	-2.178.797,10	297.292,29	9.206.026,56
COSTES TOTALES a reconocer	1.717.410.076,45	2.025.995.153,61	113.187.625,21	3.856.592.855,27

* 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 2.305.918.010 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 2022, los cuales se desglosan por sistemas: 923.590.300 euros correspondientes a Baleares, 1.311.505.530 euros a Canarias y 70.822.180 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 2.308.352.069,24 euros, los cuales se desglosan por sistemas en 923.276.215,79 euros correspondientes a Baleares, 1.314.071.304,12 euros a Canarias y 71.004.549,33 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 2.434.059,24 euros, según indica el siguiente cuadro:

Cuadro 72. Ingresos por ventas de energía al PMP de 2022

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	923.590.300,00	1.311.505.530,00	70.822.180,00	2.305.918.010,00
CNMC	923.276.215,79	1.314.071.304,12	71.004.549,33	2.308.352.069,24
CNMC - ENDESA	-314.084,21	2.565.774,12	182.369,33	2.434.059,24

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

ENDESA declara haber percibido 782.388.780,66 euros en concepto de liquidaciones de actividades reguladas del sector eléctrico por su producción en los TNP en el ejercicio 2022, los cuales se desglosan por sistemas en 379.712.721,87 euros correspondientes a Baleares, 380.998.863,61 euros a Canarias y 21.677.195,18 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció idéntica cantidad de 782.388.780,66 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 379.712.721,87 euros

correspondientes a Baleares, 380.998.863,61 euros a Canarias y 21.677.195,18 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, 2022

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	379.712.721,87	380.998.863,61	21.677.195,18	782.388.780,66
CNMC	379.712.721,87	380.998.863,61	21.677.195,18	782.388.780,66
CNMC - ENDESA	0,00	0,00	0,00	0,00

3.3. De los ingresos por compensación extrapeninsular a cargo de PGE 2022.

ENDESA declara haber percibido 655.027.785,63 euros en concepto de liquidaciones a cargo de PGE del año 2022 por su producción en los TNP en dicho ejercicio, los cuales se desglosan por sistemas en 316.899.998,12 euros correspondientes a Baleares, 318.479.120,23 euros a Canarias y 19.648.667,28 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Esta CNMC —como órgano encargado de la liquidación— reconoció una cantidad (idéntica, salvo por un céntimo achacable a redondeos) de 655.027.785,62 euros de extracoste por este concepto al grupo ENDESA, los cuales se desglosan por sistemas en 316.899.998,12 euros correspondientes a Baleares, 318.479.120,22 euros a Canarias y 19.648.667,28 euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

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

Cuadro 9. Ingresos en concepto de compensación extrapeninsular a cargo de PGE, 2022

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Solicitud ENDESA	316.899.998,12	318.479.120,23	19.648.667,28	655.027.785,63
CNMC	316.899.998,12	318.479.120,22	19.648.667,28	655.027.785,62
CNMC - ENDESA	0,00	-0,01	0,00	-0,01

3.4. De los ingresos totales de generación de ENDESA en los TNP en 2022

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones titularidad del grupo ENDESA en los TNP en el año 2022 alcanzan un total de 3.745.768.635,52 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, 2022

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta Melilla	TOTAL
Ingresos del despacho de generación del OS	923.276.215,79	1.314.071.304,12	71.004.549,33	2.308.352.069,24
Ingresos liquidaciones actividades reguladas	379.712.721,87	380.998.863,61	21.677.195,18	782.388.780,66
Ingresos Liquidaciones PGE	316.899.998,12	318.479.120,22	19.648.667,28	655.027.785,62
INGRESOS TOTALES percibidos	1.619.888.935,78	2.013.549.287,95	112.330.411,79	3.745.768.635,52

4. COMPENSACIÓN DEFINITIVA

A continuación se muestra la comparación entre los ingresos totales recibidos por las instalaciones perceptoras de RRA del Grupo ENDESA en los TNP durante el año 2022, 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 110.824 miles de euros a ingresar a ENDESA, cantidad inferior en 148.928 miles de euros a la solicitada por dicha compañía (sin tener en cuenta los intereses financieros por retraso en el pago de las liquidaciones).

Cuadro 11. Costes e ingresos de las instalaciones de ENDESA en los TNP, 2022

	Euros			
	Baleares	Canarias	Ceuta & Melilla	TOTAL
COSTES TOTALES a reconocer	1.717.410.076,45	2.025.995.153,61	113.187.625,21	3.856.592.855,27
INGRESOS TOTALES percibidos	1.619.888.935,78	2.013.549.287,95	112.330.411,79	3.745.768.635,52
CUANTÍA PENDIENTE DE COBRO	97.521.140,67	12.445.865,66	857.213,42	110.824.219,75

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

5. ACUERDA

Único. – Proponer la cuantía de 110.824.219,75 euros de retribución adicional pendiente de liquidar a las instalaciones de generación titularidad de ENDESA en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2022, obtenida como la diferencia entre los costes totales de generación a reconocer (3.856.592.855,27 euros) y los ingresos totales liquidados (3.745.768.635,52 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.