

INFORME POR EL QUE SE APRUEBA LA MEMORIA ACREDITATIVA PARA LA PREVISIÓN DE LA COMPENSACIÓN PRESUPUESTARIA DE LOS EXTRACOSTES DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS AISLADOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES EN EL EJERCICIO 2022.

Expediente nº: INF/DE/064/21

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Nuñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 10 de junio de 2021

La Sala de Supervisión Regulatoria, según lo previsto en el artículo 3.2 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, en el ejercicio de las funciones que le atribuye el artículo 5.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia, y en virtud de lo dispuesto en el Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico, acuerda emitir el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES

El apartado 1 del artículo 3¹ del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto² (RD 680/2014) establece que «*el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy*

¹ Dicho artículo 3 trata del 'Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados 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.

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD)] *realizará la previsión de la compensación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (TNP) que será sufragada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE).*»

Para ello, el apartado 2 del antedicho artículo 3 dispone que «[...] el órgano encargado de las liquidaciones, sobre la base de la previsión facilitada por el operador del sistema [...], remitirá al MINETAD [hoy MITERD] una memoria en la que se documente la estimación de la cuantificación de la compensación calculada de acuerdo con los siguientes criterios: a) La compensación prevista por el extracoste de la actividad de producción [...] en el ejercicio siguiente se realizará considerando las previsiones mensuales de liquidaciones del despacho de estos sistemas; b) La desviación definitiva entre el extracoste en que efectivamente se ha incurrido en un ejercicio y la previsión que fue utilizada [...], cuantificada con carácter definitivo por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) por la que se apruebe la cuantía de los costes de generación y la compensación definitiva correspondiente al extracoste [...], todo ello correspondiente al primero de los ejercicios que se encuentren pendientes de liquidar definitivamente.»

El apartado 3 del repetido artículo 3 dispone que «La información será remitida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy MITERD] a la Dirección General de Presupuestos del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas [hoy Ministerio de Hacienda] antes del 15 de junio de cada ejercicio.»

Asimismo, el RD 680/2014 desarrolla el mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares, así como su procedimiento de liquidación, en tanto que la cuantía para la compensación del extracoste con cargo al sistema eléctrico se liquida de acuerdo con lo establecido en el artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³ (RD 738/2015).

En consecuencia, la compensación prevista a los efectos de esta memoria acreditativa se circunscribe al 50 por ciento de los costes de generación financiados con cargo a los PGE derivados de la producción de energía eléctrica en los sistemas aislados de los TNP a partir de instalaciones de la categoría A⁴

³ 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.

⁴ Según el artículo 2.a): «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.»

y la categoría B⁵ del artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13⁶ y en la disposición adicional decimoquinta⁷ de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre del Sector Eléctrico (LSE), así como en la disposición adicional tercera⁸ de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre⁹, respectivamente.

De acuerdo con lo dispuesto en la normativa anteriormente expuesta, a esta cantidad habría que detraerle la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente se incurrió en el ejercicio 2016 y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dicho ejercicio, cuantificada con carácter definitivo por resoluciones de la DGPEM a los grupos de generación titularidad del grupo ENDESA, S.A. y las instalaciones Cogeneración de Tenerife, S.A.U. y Gorona del Viento El Hierro, S.A.

No obstante lo anterior, cabe indicar que, a la fecha de redacción de este informe, está pendiente la aprobación por resolución de la DGPEM de la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los TNP del ejercicio 2016 en adelante.

⁵ Según el artículo 2.b): «Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior [esto es, las de la ‘categoría A’] que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.»

⁶ El artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico contempla en su apartado 2.d), entre las fuentes de los ingresos del sistema eléctrico, «las partidas provenientes de los Presupuestos Generales del Estado destinadas a cubrir, entre otros, las cuantías que se determinen correspondientes [...] al extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional». Más adelante, en el apartado 3.c) del propio artículo 13, cita la retribución de dicho «extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional» entre los costes del sistema eléctrico.

⁷ La Disposición adicional decimoquinta (‘Financiación del extracoste de la actividad de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares’) de la Ley del Sector Eléctrico establece que, desde el 1 de enero de 2014, el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos de los TNP será financiado con cargo a los PGE. El último inciso de la citada disposición establece la complementariedad de las dos fuentes de financiación —PGE e ingresos propios del sistema eléctrico, respectivamente— cuando determina que «en todo caso el sistema de liquidaciones del sistema eléctrico gestionado por el órgano encargado de la liquidación actuará como mecanismo de financiación subsidiario, teniendo, sólo a estos efectos, la naturaleza de costes del sistema eléctrico.»

⁸ La disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, establece, de conformidad con lo previsto en el RD 738/2015, que el extracoste de la actividad de producción en los TNP incorpore, además del régimen retributivo adicional, las cuantías correspondientes al régimen retributivo específico para las instalaciones con derecho a la percepción del mismo ubicadas en dichos territorios.

⁹ Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.

2. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ADICIONAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2022 DE INSTALACIONES 'CATEGORÍA A'.

A la fecha de redacción de este informe, las instalaciones encuadradas en la 'categoría A' se corresponden con los grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles, más la instalación hidro-eólica de Gorona del Viento, en aplicación de lo establecido en las disposiciones transitorias quinta ('Régimen transitorio para determinadas instalaciones de producción categoría A'), sexta ('Regímenes retributivos de instalaciones con autorización de explotación definitiva de fecha anterior al 1 de enero de 2012 solicitados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto') y undécima ('Regímenes retributivos otorgados con anterioridad a la entrada en vigor del presente real decreto') del citado RD 738/2015.

2.1 Previsión de la producción.

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría A' en barras de central (b.c) en los TNP durante el año 2022 se estima en 9.991 GWh — correspondiéndole 3.253 GW a Baleares, 6.335 GW a Canarias y 403 GW a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla—. Esta previsión contemplaría, entre otros, los siguientes aspectos:

- En lo que se refiere a Baleares, se ha considerado que los grupos 4 y 5 de la central de Alcúdia —titularidad de Gas y Electricidad Generación S.A.U (GESA)— no funcionarán, pese a poder hacerlo hasta un máximo de 500 horas anuales durante el ejercicio 2022.
- En cuanto a Canarias, no se ha considerado la instalación de cogeneración de la empresa Cogeneración de Tenerife, S.A.U. debido a que el propietario ha comunicado su indisponibilidad por parada de la refinería hasta el 31 de diciembre de 2021 y no se tiene constancia de la fecha en la que volverá a estar disponible.

La precita previsión de producción supondría un descenso en conjunto del 4,63% respecto al valor previsto para el cierre del ejercicio 2021 (10.476 GWh) en el marco del informe *'Acuerdo por el que se remite a la DGPEM datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2021' [INF/DE/105/20]¹⁰* aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 3 de diciembre de 2020. Esta caída de la producción de las instalaciones 'categoría A' será compensada fundamentalmente por el incremento de la producción de las instalaciones 'categoría B' en el ejercicio 2022.

¹⁰ <https://www.cnmc.es/expedientes/infde10520>

2.2 Previsión de los Costes de generación.

Los costes totales de generación de las instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2022 se estiman en 2.094.628 miles de euros; esta cantidad es la suma de 417.626 miles de euros en concepto de costes fijos y 1.677.003 miles de euros en concepto de costes variables para dicho año.

Costes fijos

La retribución por costes fijos para el año 2022 se estima en 417.626 miles de euros. Es aquella que cubre los costes de inversión (retribución por amortización y la retribución financiera) y los costes de operación y mantenimiento fijos (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).

La retribución por costes de operación y mantenimiento fijos está ligada al índice de disponibilidad de los grupos; en efecto, para cada grupo de generación y periodo anual, se calcula como el mínimo de entre dos valores, a saber: la anualidad de la retribución fija, de un lado, y la suma en cada una de las horas del año de la retribución horaria unitaria por costes fijos (expresada en €/MW) multiplicada por la potencia disponible (en MW), de otro.

La potencia disponible de cada grupo en cada hora vendrá determinada por la diferencia entre la potencia neta del grupo, según consta en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica del MITERD, y la potencia indisponible en dicha hora, establecida por el OS de acuerdo con lo previsto en la normativa de aplicación.

La previsión de costes fijos del ejercicio 2022 se asienta en los valores de liquidaciones para los cuatro primeros meses del año 2021 disponibles a fecha de redacción de este informe y de las previsiones efectuadas por REE para los meses de mayo a diciembre¹¹.

Costes variables

La retribución por costes variables para el año 2022 se estima en 1.677.003 miles de euros, calculada como la suma de:

¹¹ Información facilitada por el Operador del Sistema a esta CNMC en el marco del informe 'Acuerdo por el que se remite a la DGPEM datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2021' [INF/DE/105/20].

- Por un lado, los costes variables de generación 1.528.517 miles de euros, calculados a su vez escalando los referidos costes reconocidos en cada sistema en el ejercicio 2021 a la producción estimada por la CNMC para 2022 en cada uno de ellos.

Adicionalmente, en el cálculo de estos costes se ha tenido en cuenta: i) las proyecciones de los precios de los combustibles para el año 2022 y ii) el incremento del precio de los derechos de emisión¹² para el ejercicio 2022, el cual ascendería a 56,12 €/tCO₂ de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX).

La partida más importante de los costes variables de generación es el coste reconocido a los combustibles; sus valores son fijados mediante Resolución de la DGPEM. Las Resoluciones de 25 de febrero de 2021¹³ y 10 de septiembre de 2020¹⁴ establecen los últimos precios reconocidos de combustibles en los TNP para los combustibles distintos del gas natural en el segundo semestre de 2020 y para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2019, respectivamente. Estos precios son los que aplican provisionalmente para el año 2021 y siguientes de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición transitoria tercera ('Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5')¹⁵ del RD 738/2015.

- Por otro lado, los pagos para la financiación del OS y el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7%, conceptos que

¹² La retribución por costes de los derechos de emisión queda establecida por el artículo 37 del repetido RD 738/2015, según el cual la DGPEM aprobará «*el precio de los derechos de emisión de liquidación, que se calculará anualmente como la media del precio diario de las subastas de dichos derechos en el mercado secundario de derechos de emisión de la plataforma Común celebradas en el año para el que se efectúa la liquidación.*» El precio de los derechos de emisión de liquidación para el año 2020 en los TNP fue fijado en 24,74 €/tCO₂ mediante Resolución de 25 de febrero de 2021 de la DGPEM (BOE de 9 de marzo).

¹³ 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.

¹⁴ Resolución de 10 de septiembre de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer y segundo semestre de 2019 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.

¹⁵ En efecto, el apartado 6 de la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015, establece que: «*El precio de producto a efectos de despacho de producción de la hulla, Fuel Oil BIA (1 por ciento), Fuel Oil BIA (0,3 por ciento), Fuel Oil BIA 0,73%, Diésel Oil y Gasoil 0,1% será el último valor publicado para cada territorio no peninsular y se obtendrá según lo indicado en esta disposición. Para el combustible gas natural, el precio de combustible a efectos de despacho será el 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.*»

conjuntamente ascenderían a 148.486 miles de euros, todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos')¹⁶.

No se ha tenido en cuenta el coste variable por impuesto especial sobre el carbón puesto que se ha estimado que las instalaciones que funcionan con este combustible no van a producir a lo largo del ejercicio 2022.

2.3 Previsión de la retribución adicional.

La retribución adicional de la actividad de producción en los TNP prevista para 2022 asciende a 1.214.904 miles de euros, lo cuales se desglosan por sistemas en 189.271 miles de euros correspondientes a Baleares, 927.833 miles de euros a Canarias y 97.800 miles de euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Dicha compensación se calcula como la diferencia entre los costes totales de generación, 2.094.628 miles de euros, resultado de sumar las retribuciones por costes fijos y costes variables, menos los ingresos en concepto de liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 879.724 miles de euros.

El PMP estimado para 2022 es igual a 66,90 €/MWh, el cual se corresponde con el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2022 de fecha 17 de mayo de 2021. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2020, lo cual da lugar a precios de 92,35 €/MWh en Baleares, 86,07 €/MWh en Canarias y 84,59 €/MWh en Ceuta y Melilla.

Precio estimado TNP 2022					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Pagos efectuados a PMP por OS en 2020	miles €	148.809	289.275	17.016	455.099
Promedio del pago efectuado 01/01/2020- 31/12/2020	€/MWh	46,88	43,69	42,94	44,65
PMP medio 01/01/2020 - 31/12/2020	€/MWh	33,96	33,96	33,96	33,96
Factor apuntamiento Península. - TNP	%	1,38	1,29	1,26	1,31
PMP estimado con apuntamiento TNP, 2022	€/MWh	92,35	86,07	84,59	87,97

Según lo anterior, y de acuerdo con lo dispuesto en la citada Disposición adicional decimoquinta de la LSE y en el artículo 72 del RD 738/2015, el 50 por ciento de la referida compensación prevista que es objeto de ser financiada con cargo a los PGE del ejercicio 2022 es igual a 607.452 miles de euros.

El desglose por subsistemas de la antedicha cantidad se incluye en la tabla que se muestra a continuación:

¹⁶ Según el artículo 36 del RD 738/2015 «La retribución por otros costes operativos incluye los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica resultantes de la aplicación de la normativa en vigor, los pagos para la financiación del operador del sistema y, en su caso, del mercado y del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica derivado de la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. [...]»

2022

Concepto	Unidades	BALEARES	CANARIAS	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.253	6.335	403	9.991
Coste generación TNP (A)	miles €	489.670	1.473.067	131.891	2.094.628
Retribución costes fijos	miles €	167.921	214.533	35.172	417.626
Retribución costes variables	miles €	321.749	1.258.534	96.719	1.677.003
Costes variables de generación	miles €	286.895	1.154.265	87.357	1.528.517
Financiación OS	miles €	577	1.154	130	1.861
Impuestos especiales	miles €	0			0
Impuesto a la producción (7%)	miles €	34.277	103.115	9.232	146.625
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	300.399	545.234	34.091	879.724
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	189.271	927.833	97.800	1.214.904
Financiada con cargo a PGE	miles €	94.635	463.916	48.900	607.452
Financiada con cargo al sector eléctrico	miles €	94.635	463.916	48.900	607.452

3. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN ESPECIFICA FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2022 DE INSTALACIONES `CATEGORÍA B`.

En este apartado se estima el extracoste de generación derivado de la producción a partir de instalaciones de la 'categoría B en los TNP', de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015, para el ejercicio 2022, de conformidad con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre.

Según la última información disponible en la CNMC, la estimación de la retribución específica de las antedichas instalaciones en el ejercicio 2022 alcanzaría los 154.922 miles de euros. El 50% del total (77.461 miles de euros) sería financiado con cargo a PGE.

4. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN TOTAL FINANCIADA CON CARGO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO DEL EJERCICIO 2022.

La previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2022, según la cual el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares a ser financiado con cargo a los PGE de dicho ejercicio asciende a 684.913 miles de euros, correspondiéndole 77.461 miles de euros a la retribución específica y el resto a la adicional.

A esta previsión de compensación presupuestaria habría que descontarle la desviación entre el extracoste definitivo reconocido con cargo a PGE de 2016 y la correspondiente previsión utilizada en su día respecto al mismo, según lo previsto en el artículo 3.2.b) del RD 680/2014, cuantificada con carácter definitivo mediante las correspondientes resoluciones de la DGPEM.

Por todo cuanto antecede, la Sala de Supervisión Regulatoria

ACUERDA

Aprobar esta Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2022, según la cual el 50 por ciento de los extracostes derivados de la actividad de producción de energía eléctrica desarrollada en dichos sistemas a ser financiado con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2022 ascendería a 684.913 miles de euros.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo con lo dispuesto en el apartado 2 del artículo 3 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, y una vez publicada la resolución de la DGPEM por la que aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2016, la desviación entre dicha cuantía definitiva y las cantidades entregadas a cuenta con cargo a PGE en el ejercicio 2016 podría ser detraída de la previsión anteriormente indicada.

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.