

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 DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES EN EL EJERCICIO 2026.

(INF/DE/085/25)

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat

D. Carlos Aguilar Paredes

D.^a María Jesús Martín Martínez

D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Barcelona, a 24 de abril de 2025

Según lo previsto en el artículo 3.2 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto¹ (RD 680/2014), y en el ejercicio de las funciones atribuidas por el artículo 5.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, esta Sala de Supervisión Regulatoria (SSR) aprueba el siguiente informe:

I. ANTECEDENTES

El artículo 3.1² del RD 680/2014 establece que «*el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [hoy 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*

¹ 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.

² Dicho artículo 3 trata del '*Procedimiento para la determinación de la cuantía de las compensaciones presupuestarias de los sistemas aislados no peninsulares*'.

peninsulares [en adelante, TNP] que será sufragada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado [en adelante, PGE].»

Para ello, el artículo 3.2 de la misma norma dispone que:

«[...] el órgano encargado de las liquidaciones [la CNMC, según las disposiciones adicional octava y transitoria cuarta de la citada Ley 3/2013], sobre la base de la previsión facilitada por el operador del sistema [...], remitirá al [hoy MITERD] una memoria en la que se documente la estimación 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 [, que] 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] [...], todo ello correspondiente al primero de los ejercicios que se encuentren pendientes de liquidar definitivamente.»

Según el artículo 3.3, *«La información será remitida por el [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, reconocimiento y liquidación de las compensaciones presupuestarias de los TNP, en tanto que las compensaciones del extracoste con cargo al sistema eléctrico se liquidan 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 lo que se refiere al mecanismo de control, el artículo 5.3 del RD 680/2014 establece que las desviaciones definitivas de la compensación presupuestaria de años anteriores que resulten a favor del Estado *«serán liquidadas conjuntamente con la parte correspondiente al extracoste de la actividad de producción consignada en los [PGE] correspondiente al ejercicio presupuestario».*

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.

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 TNP por instalaciones de las categorías 'A'⁴ y 'B'⁵ del artículo 2 ('Ámbito de aplicación') del RD 738/2015, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13⁶ y en la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico (LSE), así como en la disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre⁷, respectivamente.

De otro lado, la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente se incurrió en los ejercicios 2017, 2018 y 2020, y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dichos ejercicios⁸, ascendió a un excedente total por 129.005.801,24 euros⁹.

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.»

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 LSE 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, [...el] extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional». El apartado 3.c) del mismo artículo cita la retribución de dicho extracoste entre los costes del sistema eléctrico.

⁷ Esta disposición de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017, 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 su percepción ubicadas en dichos territorios.

⁸ Cuantificada con carácter definitivo por Resoluciones de 4 de octubre de 2022, 18 de julio de 2023 y 21 de febrero de 2025, de la DGPEM, por la que se aprueban respectivamente las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación...

- ... de las instalaciones con régimen retributivo adicional y de las instalaciones con régimen retributivo específico, así como el extracoste de la actividad de producción correspondientes a los ejercicios 2017, 2018 y 2020, en los territorios no peninsulares;
- ... del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares para los grupos titularidad del Grupo Endesa correspondiente a los ejercicios 2017, 2018 y 2020;
- ... del extracoste de la actividad de producción de la instalación Gorona del Viento (RO2-0214) correspondiente a los ejercicios 2017, 2018 y 2020;
- ... y del extracoste de la actividad de producción de la instalación de COTESA (RO2-0205) correspondiente a los ejercicios 2017 y 2018.

⁹ Esta cantidad se corresponde con la suma de las siguientes cuantías:

La redacción del RD 680/2014 asume que al realizar la estimación presupuestaria del año siguiente (2026, en este caso) ya se conocerán los costes definitivos de los años precedentes (2024 y anteriores, en este caso) y a dicha estimación se podrán detraer o sumar las cantidades que hayan sobrado o faltado, respectivamente, en ejercicios anteriores.

Ahora bien, a la redacción de este informe solo se dispone de Resoluciones de reconocimiento definitivo de costes para los ejercicios 2020 y anteriores. Además, aunque la Orden de cargos de 2025¹⁰ fijó en 836,187 M€ la compensación del extracoste con cargo al Sistema eléctrico, y en teoría la misma cantidad habría de ser financiada con cargo a PGE, en los PGE de 2023 prorrogados por segundo año consecutivo constan únicamente 645 M€. Un desajuste análogo hubo de ser paliado en 2024 mediante la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio.

Tomando en consideración lo anterior y lo dispuesto en el artículo 5.3 del RD 680/2014¹¹, en lo que sigue se estima procedente, siguiendo un criterio de precedencia cronológica, no descontar el remanente de los ejercicios 2017, 2018 y 2020 de la previsión presupuestaria de la compensación 2026 objeto de este informe, con objeto de poder aplicarlos, en su caso y conforme corresponda, a ejercicios anteriores a 2026.

-
- i) 69.573.620,79 euros y 10.543.554,13 euros, importes correspondientes a la desviación del extracoste reconocido y la compensación a cuenta de los PGE de los ejercicios 2017 y 2018, respectivamente.
 - ii) 48.888.626,32 euros, resultado de minorar la desviación del extracoste reconocido y la compensación a cuenta de PGE del ejercicio 2020 (127.869.394,79 euros) en 78.980.768,47 euros, importe total liberado a los ejercicios 2019 y 2024 en cumplimiento de lo dispuesto en la disposición adicional segunda (‘Destino de un eventual superávit provisional de los extracostes de la producción de energía eléctrica de los [TNP] con cargo a los [PGE] correspondiente a los ejercicios 2020 y 2021’) del Real Decreto-ley 4/2024, de 26 de junio, por el que se prorrogan determinadas medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo y se adoptan medidas urgentes en materia fiscal, energética y social

(Las diferencias de céntimos respecto a los importes establecidos en las Resoluciones DGPEM de 4 de octubre de 2022, 18 de julio de 2023 y 21 de febrero de 2025 se deben a redondeos.)

¹⁰ Orden TED/1487/2024, de 26 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2025 [...].

¹¹ «Los importes desembolsados por este concepto serán ingresados en una cuenta diferenciada del órgano encargado de las liquidaciones, que liquidará la compensación que corresponda [...]. En el caso de que las desviaciones definitivas de años anteriores cuantificadas resulten a favor del Estado serán liquidadas conjuntamente con la parte correspondiente al extracoste de la actividad de producción consignada en los [PGE] correspondiente al ejercicio presupuestario.»

II. RETRIBUCIÓN ADICIONAL FINANCIADA CON CARGO A PGE 2026: INSTALACIONES ‘CATEGORÍA A’

A la redacción de este informe, las instalaciones de la ‘categoría A’ se corresponden con los grupos de producción térmica convencional a partir de combustibles fósiles, más la instalación hidro-eólica Gorona del Viento¹².

Primero. 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 2026 se estima en 9.804 GWh —correspondiéndole 3.005 GWh a Baleares, 6.498 GWh a Canarias y 301 GWh a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla—.

Esta previsión se basa en la cobertura de la demanda estimada por el operador del sistema (OS) en los TNP para 2026 en el marco del ‘Acuerdo por el que se remiten 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 2025’¹³ (en adelante, ‘informe CNMC 15/11/2024’).

Dicha estimación se ha ajustado: i) En el caso del sistema balear, manteniendo la utilización de la interconexión Península–Baleares prevista para 2025 (la diferencia se cubriría con un mayor funcionamiento de los ciclos combinados) y, ii) En el caso del sistema ceutí, la mitad de la demanda se cubriría con la generación ahora en servicio, independientemente de la fecha prevista de puesta en servicio del enlace con la Península.

Adicionalmente, la previsión contemplaría, entre otros, los siguientes aspectos:

- En Baleares se han mantenido las limitaciones de horas máximas de funcionamiento para 2025 de determinados grupos de las centrales de Ibiza y Mahón¹⁴, titularidad de Gas y Electricidad Generación S.A.U (GESA).

¹² En aplicación de 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 RD 738/2015.

¹³ Expediente INF/DE/167/24, aprobado por esta SSR con fecha 15 de noviembre de 2024: <https://www.cnmc.es/expedientes/infde16724>

¹⁴ Grupos 13 y 14 (Burmeister 8 y 9) de la central de Ibiza, y grupos 9, 10 y 11 (Burmeister 1, 2 y 3) de la central de Mahón.

De otro lado, no se han considerado los grupos de carbón 3 y 4 de la central de Alcúdia ni la turbina de gas de Formentera por estar indisponibles debido, en el primer caso, a la previsible incorporación de baterías y, en el segundo, a la puesta en servicio del enlace Ibiza-Formentera en 2023.

- En Canarias no se han considerado los grupos de Arona por la puesta en servicio de la línea Granadilla-Los Vallitos 220 kV; tampoco los grupos declarados indisponibles indefinidamente por no cumplir con las exigencias medioambientales que establece la Directiva 2010/75/UE, de 24 de noviembre de 2010, entre otras normas¹⁵.

Esta previsión de producción supone un descenso conjunto del 8,25% respecto al cierre del ejercicio 2025 estimado en el informe CNMC 15/11/2024. La menor producción de las instalaciones ‘categoría A’ en 2026 será compensada fundamentalmente por un incremento en la producción de las instalaciones ‘categoría B’, así como por la puesta en marcha del enlace a Ceuta.

Segundo. Previsión de los costes de generación

Se advierte que esta previsión se basa en los parámetros retributivos del régimen retributivo adicional establecidos para el actual periodo regulatorio (años 2020 a 2025), en ausencia de los correspondientes para el siguiente periodo regulatorio —que comenzará el 1 de enero de 2026—, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 21 del RD 738/2015.

Los costes totales de generación de las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en 2026 se estiman en 2.316.402 miles de euros; esta cantidad es la suma de 361.225 miles de euros en concepto de costes fijos, y 1.955.177 miles de euros en concepto de costes variables.

A. Costes fijos

La retribución por costes fijos para 2026 se estima en 361.225 miles de euros. Cubre los costes de inversión (retribución por amortización y financiera) y los costes de operación y mantenimiento fijos (costes de personal, de mantenimiento y conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación).

¹⁵ Grupos 2, 3 y 4 (diésel 1, 2 y 3), 7 (gas 1) y 8 y 9 (vapor 4 y 5) de la central de Jinámar, grupos 3, 4 y 6 (diésel 1,2, 3), 5 (gas 3) y 9 y 10 (vapor 5 y 6) de la central de Candelaria, y el grupo 9 (gas móvil 1) de la central Las Salinas.

La retribución por costes de operación y mantenimiento fijos está ligada al índice de disponibilidad de los grupos. Para cada grupo de generación y periodo anual se calcula como el mínimo de entre dos valores, a saber: i) la anualidad de la retribución fija, y ii) 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).

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 2026 se basa en los valores de liquidaciones para los dos primeros meses del año 2025 disponibles a la fecha de redacción de este informe, y en las previsiones efectuadas por el OS para los meses de marzo a diciembre de dicho año.

B. Costes variables

La retribución por costes variables para 2026 se estima en 1.955.177 miles de euros, calculada como la suma de:

- Por un lado, los costes variables de generación 1.791.487 miles de euros, calculados a su vez escalando los costes previstos en cada sistema en 2025 a la producción estimada por la CNMC para 2026 en cada uno de ellos.

Adicionalmente, en el cálculo de estos costes se han tenido en cuenta:

i) Las proyecciones de los precios del gas natural y del barril de petróleo Brent —este último como representativo de los hidrocarburos líquidos— para el año 2026 a fecha 1 de abril de 2025, una vez obtenida la proporción que los costes variables de estos combustibles representan en los costes variables de generación de cada sistema eléctrico de los TNP, y

ii) El descenso del precio de los derechos de emisión¹⁶ para el ejercicio 2026, el cual ascendería a 69,90 €/tCO₂ de acuerdo con el mercado de futuros de la plataforma *European Energy Exchange* (EEX) a fecha 1 de abril de 2025.

¹⁶ Según el artículo 37 del RD 738/2015 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.*»

La partida más importante de los costes variables de generación en los TNP es el coste reconocido a los combustibles; sus valores son fijados mediante Resolución de la DGPEM. La Resolución de 2 de septiembre de 2024¹⁷ establece los últimos precios reconocidos para los combustibles distintos del gas natural en el primer semestre de 2024, y las Resoluciones de 28 de junio y 19 de julio de 2024¹⁸ hacen otro tanto para el gas natural en el primer y segundo semestre de 2023.

- 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 conjuntamente ascenderían a 163.690 miles de euros, todo ello conforme a lo dispuesto en el artículo 36 ('Retribución por otros costes operativos')¹⁹.

Tercero. Previsión de la retribución adicional.

La retribución adicional de la actividad de producción en los TNP prevista para 2026 asciende a 1.496.114 miles de euros, los cuales se desglosan por sistemas en 347.752 miles de euros correspondientes a Baleares, 1.090.448 miles de euros a Canarias y 57.915 miles de euros a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla. Dicha compensación se calcula como la diferencia entre los costes totales de generación, 2.316.402 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), estimados en 820.288 miles de euros.

El PMP estimado para 2026 es igual a 59,90 €/MWh, el cual se corresponde con el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación

El precio de los derechos de emisión de liquidación para 2023 fue fijado en 83,863 €/tCO₂ mediante Resolución de 27 de febrero de 2024 de la DGPEM (BOE de 11 de marzo).

¹⁷ Resolución de 2 de septiembre de 2024, de la DGPEM, por la que se fijan los precios de combustible en puerto aplicables al fuel oil, diesel oil, gasoil y hulla en el primer semestre del año 2024 a aplicar en la liquidación de dicho periodo de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares.

¹⁸ Resolución de 28 de junio de 2024, de la DGPEM, por la que se fijan los precios del combustible gas natural del año 2023 a aplicar en la liquidación de dicho ejercicio de los grupos generadores ubicados en los territorios no peninsulares; determinados errores fueron corregidos mediante Resolución de 19 de julio de 2024.

¹⁹ 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. [...]*»

año 2026 de fecha 1 de abril de 2025. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2024, lo cual da lugar a precios de 89,17 €/MWh en Baleares, 81,42 €/MWh en Canarias y 77,21 €/MWh en Ceuta y Melilla.

Precio estimado TNP 2026					
Conceptos	Unidades	BALEARES	CANARIAS	C&M	TOTAL
Pagos efectuados a PMP por OS en 2024	miles €	341.011	600.124	30.693	971.828
Promedio del pago efectuado 01/01/2024- 31/12/2024	€/MWh	93,73	85,58	81,15	88,12
PMP medio 01/01/2024 - 31/12/2024	€/MWh	62,96	62,96	62,96	62,96
Factor apuntamiento Península. - TNP	%	1,49	1,36	1,29	1,40
PMP estimado TNP, 2026	€/MWh	89,17	81,42	77,21	83,83

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 2026, es igual a 748.057 miles de euros.

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

2026

Concepto	Unidades	BALEARES	CANARIAS	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.005	6.498	301	9.804
Coste generación TNP (A)	miles €	615.718	1.619.531	81.154	2.316.402
Retribución costes fijos	miles €	132.012	197.917	31.296	361.225
Retribución costes variables	miles €	483.706	1.421.614	49.858	1.955.177
Costes variables de generación	miles €	440.063	1.307.296	44.128	1.791.487
Financiación OS	miles €	543	951	49	1.543
Impuestos especiales	miles €	0			0
Impuesto a la producción (7%)	miles €	43.100	113.367	5.681	162.147
Ingresos despacho OS (B)	miles €	267.966	529.083	23.239	820.288
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	347.752	1.090.448	57.915	1.496.114
Financiada con cargo a PGE	miles €	173.876	545.224	28.957	748.057
Financiada con cargo al SE	miles €	173.876	545.224	28.957	748.057

III. RETRIBUCIÓN ESPECIFICA FINANCIADA CON CARGO A PGE 2026: INSTALACIONES 'CATEGORÍA B'.

El extracoste de las instalaciones 'categoría B' se corresponde con su régimen retributivo específico (RRE), de conformidad con la disposición adicional tercera de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre.

En ausencia de los parámetros retributivos de las instalaciones con derecho a RRE a emplear en el siguiente periodo regulatorio (que comenzará el 1 de enero de 2026), se ha tomado la última previsión efectuada por la CNMC con motivo de la solicitud de información efectuada por la DGPEM para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2025.

Según esta previsión, la estimación de la retribución específica de las instalaciones ubicadas en los TNP en 2026 alcanzaría los 99.428 miles de euros. El 50% del total (49.714 miles de euros) sería financiado con cargo a PGE.

IV. PREVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN TOTAL FINANCIADA CON CARGO A PGE 2026.

La previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los TNP en 2026 asciende a 797.771 miles de euros, de los cuales corresponden 49.714 miles de euros a la retribución específica y el resto a la adicional.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.3 del RD 680/2014 y lo expuesto en el apartado 'Antecedentes' a consecuencia de la situación de prórroga de los PGE en 2025, se estima procedente, por precedencia cronológica, no descontar de la citada previsión la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente se incurrió en los ejercicios 2017, 2018 y 2020 y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dichos ejercicios, según lo previsto en el artículo 3.2.b) del RD 680/2014, con objeto de poder aplicar esos fondos, en su caso y conforme corresponda, a ejercicios anteriores a 2026.

De no seguirse el criterio de precedencia cronológica arriba expuesto, correspondería descontar de la previsión el importe de 129.005.801,24 euros en concepto de desviación presupuestaria definitiva de los ejercicios 2017, 2018 y 2020.

Por todo cuanto antecede, esta Sala de Supervisión Regulatoria

ACUERDA

ÚNICO. - Aprobar esta Memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en 2026, 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 2026 ascendería a 797.771 miles de euros.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 5.3 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, se estima procedente, por precedencia cronológica, no descontar a la antedicha previsión de compensación presupuestaria la desviación definitiva entre el extracoste con cargo a PGE en que efectivamente se incurrió en los ejercicios 2017, 2018 y 2020 y la previsión que fue utilizada como base de la compensación entregada a cuenta en dichos ejercicios, cuantificada con carácter definitivo en las correspondientes Resoluciones de la DGPEM de fechas 4 de octubre de 2022, 18 de julio de 2023 y 21 de febrero de 2025.

De no seguirse el criterio de precedencia cronológica arriba expuesto, correspondería descontar el importe de 129.005.801,24 euros en concepto de desviación presupuestaria definitiva de los ejercicios 2017, 2018 y 2020.

Comuníquese esta Resolución 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.