

INFORME SOBRE PARÁMETROS POR INSTALACIÓN TIPO DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL PARA EL PERIODO REGULATORIO 2026-2031

Expediente: INF/DE/039/25

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel García Castillejo

Consejeros

D. Josep Maria Salas Prat
D. Carlos Aguilar Paredes
Dª. María Jesús Martín Martínez
D. Enrique Monasterio Beñaran

Secretaría

Dña. María Ángeles Rodríguez Paraja

En Barcelona, a 17 de julio de 2025

La Sala de Supervisión Regulatoria, en el ejercicio de la función que le atribuye el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), acuerda emitir el siguiente informe referente a los parámetros por instalación tipo empleados para el cálculo del régimen retributivo adicional correspondiente al periodo regulatorio 2026-2031.

1. ANTECEDENTES

El artículo 10 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE) dispone que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares 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.

Por su parte, el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (en

adelante Real Decreto 738/2015), distingue dos tipos de instalaciones de generación: Categoría A y Categoría B¹

En lo referente al régimen económico, el Real Decreto 738/2015 establece en sus artículos 6 y 7 que las instalaciones de Categoría A podrán recibir un régimen retributivo adicional (RRA) y las instalaciones de Categoría B podrán percibir el régimen retributivo específico de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio².

El RRA, aplicable solo a las Instalaciones de Categoría A, tiene como fin, de acuerdo con el artículo 14.6 de la LSE, cubrir la diferencia entre los costes de inversión y explotación y los ingresos por la venta de energía eléctrica en el mercado.

Para el cálculo de esta RRA —y, en particular, para la determinación de los costes de inversión y explotación— se considerará un estándar o instalación tipo (IT), a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. A cada IT le corresponden una serie de parámetros retributivos.

El Real Decreto 738/2015 define los distintos parámetros retributivos (técnicos y económicos) y la metodología para el cálculo de la retribución que percibirán las instalaciones con derecho al RRA, que incluye una retribución por costes fijos con una tasa de retribución financiera similar a la del resto de actividades reguladas³ y una retribución por costes variables de generación que tiene en cuenta los costes de combustible y de operación y mantenimiento variables.

¹ Instalaciones categoría 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 [...] así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

Instalaciones categoría B: Dentro de este grupo se incluyen las instalaciones de generación no incluidas en el párrafo anterior que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW.

² Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

³ Según el artículo 14.4 de la LSE: «*Para las actividades de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional podrá modificarse la tasa de retribución financiera aplicable [...] antes del inicio de cada periodo regulatorio. La tasa [...] estará referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario de los veinticuatro meses previos al mes de mayo del anterior al del inicio incrementado con un diferencial adecuado que se determinará, por Ley, para cada periodo regulatorio. Si al comienzo de un periodo regulatorio no se llevase a cabo la determinación de la tasa de retribución financiera, se entenderá prorrogada la fijada para el periodo regulatorio anterior.*»

El artículo 28 del Real Decreto 738/2015 trata de la ‘Revisión de la tasa de retribución financiera’. A la fecha de redacción de este documento el MITERD no ha recabado de esta CNMC el informe que potestativamente podría solicitar para el cálculo del diferencial al que alude la LSE.

De acuerdo con el artículo 14.4 de la LSE, los parámetros retributivos se fijarán por períodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años, salvo que una norma de derecho comunitario europeo establezca una vigencia del periodo regulatorio distinta.

El segundo periodo regulatorio finaliza el 31 de diciembre de 2025.

El procedimiento de actualización de los parámetros técnicos y económicos de cada una de las IT se define en el artículo 21 del Real Decreto 738/2015. Estos parámetros, que podrán ser revisados por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) antes del inicio de cada periodo regulatorio, incluyen:

- a) Los valores unitarios de referencia y el coeficiente de corrección⁴ para el cálculo del valor estándar de la inversión.
- b) Los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijo y los factores de corrección⁵.
- c) Los valores de los parámetros técnicos de liquidación ($a(i)$, $b(i)$, $c(i)$, $a'(i)$ y $b'(i)$) y económicos de liquidación (O&MVL_i y d)⁶ utilizados para el cálculo de los componentes de la retribución por costes variables de generación.

Dentro del procedimiento definido en el citado artículo 21, la CNMC debe enviar al MITERD un informe (este informe) sobre los parámetros retributivos de cara al próximo periodo regulatorio, y ello con independencia de que la propuesta de orden ministerial por la que dichos parámetros se establezcan, pueda ser nuevamente objeto de informe por esta Comisión.

⁴ El artículo 26 ('Cálculo del valor de la inversión reconocida') del Real Decreto 738/2015 prevé que «[...] Los valores unitarios de referencia [en €/kW] estarán afectados por un coeficiente de corrección en aquellos supuestos en los que se instalen nuevos grupos de generación aprovechando infraestructuras existentes.»

⁵ El artículo 29 ('Método de cálculo de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo') del Real Decreto 738/2015 prevé que «[...] La anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de un grupo, OMFn(i), se calculará, para cada grupo, como el producto de los valores unitarios de la anualidad de operación y mantenimiento fijos de la instalación tipo por la potencia neta de dicho grupo [...] y, en su caso, por los factores de corrección a aplicar en aquellos grupos que estén ubicados en la misma central de producción.»

⁶ Las fórmulas de cálculo de las retribuciones por costes variables de funcionamiento, por costes de arranque asociados al combustible y por costes variables de operación y mantenimiento, definidas en los artículos 32, 33 y 35 del Real Decreto 738/2015 emplean una serie de parámetros técnicos y económicos para su cálculo: a [en th/h], b [en th/h*MW], c [en th/h*MW²], a' [en th], b' [en h], O&MVL_i [en €/MWh] y d [en €/arranque]. Por su parte, el índice (i) hace referencia a cada instalación tipo.

2. CONSIDERACIÓN PREVIA: FUENTES DE INFORMACIÓN Y METODOLOGÍA

La revisión de parámetros del RRA afronta una especial dificultad en lo que se refiere a los valores unitarios de inversión: la escasez de comparadores válidos y objetivos.

Esto es así por varios motivos:

1. En los territorios no peninsulares no se ha construido ningún proyecto reciente que sirva de comparable. No existe información de costes de generación de reciente instalación en los territorios extrapeninsulares para poder construir los valores unitarios de referencia con la metodología habitual.
2. Las particulares circunstancias de los sistemas eléctricos aislados hacen complejo buscar en la literatura internacional casos de estudio que puedan considerarse claramente análogos, representativos y recientes.
3. En la actualidad, la práctica totalidad del parque de generación perceptor de RRA es titularidad de sociedades integradas en un mismo grupo empresarial⁷.

Atendiendo a estas dificultades podrían realizarse las siguientes evaluaciones de los valores de inversión actuales, en relación a las siguientes referencias:

1. Comparativa con las ofertas al procedimiento de concurrencia competitiva para incremento de la generación en territorios no peninsulares
2. Comparativa con los valores de inversión propuestos por el Grupo Endesa a iniciativa propia en enero de 2025
3. Comparativa con los valores de inversión existentes en el sistema eléctrico Peninsular

Por otro lado, y en lo que se refiere a la actualización de los costes operativos (parámetros técnicos de liquidación) para retribuir el parque existente en el próximo periodo pueden explorarse las siguientes vías:

1. Examinar las pruebas de rendimientos de los grupos actuales y ver su evolución

⁷ La única excepción es la instalación hidroeléctrica de Gorona del Viento, en la isla de El Hierro, que por su singularidad no resulta asimilable al resto de la flota de producción de energía eléctrica que percibe RRA, basada en generación térmica convencional. **[CONFIDENCIAL]**

2. Analizar la rentabilidad de la empresa generadora

3. SOBRE LOS VALORES UNITARIOS DE REFERENCIA DE INVERSIÓN

El Real Decreto 738/2015 establece en sus anexos los parámetros para el cálculo de los valores unitarios máximos de inversión (en €/kW) para cada tipo de tecnología, que se mantuvieron constantes en la anterior revisión previa al inicio del periodo regulatorio 2020-2025.

Posteriormente, estos mismos parámetros fueron empleados por la Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre⁸, para definir los valores unitarios de referencia (en €/kW) empleados para el cálculo del valor estándar de la inversión

3.1. Sobre los valores ofertados en el procedimiento de concurrencia

La finalización de este periodo regulatorio coincide en el tiempo con el desarrollo del primer procedimiento de concurrencia competitiva para el despliegue de capacidad de generación térmica en el horizonte 2028. Este mecanismo estaba previsto desde la aprobación del Real Decreto 738/2015.

La presentación de ofertas en libre competencia por parte de diversas sociedades con el fin de obtener la ‘resolución favorable de compatibilidad’ (compatibilidad del otorgamiento del RRA con la obtención de ingresos por el despacho y venta de energía al precio del mercado peninsular) podría brindar la oportunidad de disponer de comparadores representativos de las particulares circunstancias de cada territorio no peninsular español.

No obstante, es importante recordar que estas ofertas no son utilizadas para establecer la retribución de estas plantas por lo que pudieran no reflejar fielmente los costes de estas tecnologías.

Con todo, las ofertas orientadas a instalaciones de nueva construcción (única modalidad en la que cabe la presencia de ofertas presentadas por distintos grupos empresariales, pues las otras dos modalidades se apoyan en instalaciones de producción preexistentes) [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]

⁸ 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.

3.1.1. Sobre los valores unitarios de las tecnologías de motores diésel 4 tiempos y motores de gas

El primer procedimiento de concurrencia competitiva a efectos del reconocimiento del RRA se establece por Resolución del 21 de junio de 2024 de la Secretaría de Estado de Energía (SEE)⁹. Es un concurso mediante el que, valorando múltiples criterios técnicos y económicos, el MITERD determinará los proyectos adjudicatarios cuya potencia obtendrá el derecho a percibir el RRA. Las instalaciones presentadas deben ser encuadrables en una de las instalaciones tipo (IT) existentes, pues de ser adjudicatarias recibirán la correspondiente retribución por costes fijos y variables establecida para esa IT concreta, de acuerdo con lo establecido en los Capítulos II y III del Título IV del Real Decreto 738/2015.

Por lo tanto, no se trata de una subasta *pay-as-bid* como las celebradas en los últimos años dentro del régimen económico de energías renovables (REER)¹⁰.

Los participantes en el concurso han presentado ofertas para solicitar:

- Instalaciones de ‘Nueva construcción’: construcción de nuevos grupos.
- ‘Inversiones en instalaciones ya existentes’: mejoras parciales de grupos en operación, que permiten mejorar su eficiencia y funcionamiento.
- ‘Extensiones de vida útil regulatoria’: solicitudes para continuar otorgando el RRA a grupos en servicio que finalizan su vida útil regulatoria y no acometen nuevas inversiones de mejora.

La CNMC ha recibido el 21 de abril de 2025 copia de todas estas ofertas, remitida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM). Se emplean los datos ofertados por los participantes porque no se dispondrá de auditoría hasta su puesta en marcha (su retribución vendría dada -de nuevo, entre otros factores- por el valor auditado de la inversión y los parámetros retributivos de cada tipo de instalación) la IT en la que esté clasificada.

Valor estándar de la inversión

El valor estándar de la inversión se emplea para calcular el valor de la inversión reconocida a efectos retributivos a cada una de las instalaciones de Nueva

⁹ Procedimiento de concurrencia competitiva regulado por la Sección 2^a del Capítulo IV (‘Procedimientos relativos al otorgamiento y revocación del régimen retributivo adicional’) del Real Decreto 738/2015. INF/DE/080/25

¹⁰ Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

construcción, de acuerdo con la metodología establecida por el artículo 26 del Real Decreto 738/2015.

El valor de la inversión reconocida a efectos retributivos se calcula sumando a la inversión auditada (con un tope del 125% del valor estándar de inversión) la mitad de la diferencia existente entre el valor estándar de inversión y el valor auditado de la inversión. De esta manera, valores de inversión auditada por encima del valor estándar son corregidos a la baja, y valores de inversión auditada por debajo del valor estándar son corregidos al alza.

El valor de la inversión reconocida se recoge en la correspondiente resolución de reconocimiento del RRA de la instalación, según el artículo 57 del Real Decreto 738/2015, y representa la mayoría de la retribución por costes fijos que recibirá la instalación.

Motores Diésel 4T

Se analizan las ofertas de Nueva construcción de Motores Diésel 4T presentadas a la concurrencia competitiva, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Para cada solicitud, se ha comparado la inversión unitaria ofertada con el valor estándar de la inversión que le correspondería según los valores actuales, hallando el porcentaje que estaría la oferta por debajo o por encima del estándar.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Motores de gas

En el caso de los Motores de gas, la muestra disponible para realizar la comparación es **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

3.2. Sobre la propuesta de valores remitidos por el Grupo ENDESA

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

3.3. Comparativa con valores de cogeneración (retribución específica)

Se analiza como posible referencia, teniendo presentes las diferencias observables, las instalaciones tipo de referencia representativas de los grupos de cogeneración de alta eficiencia conforme a la convocatoria de otro procedimiento de concurrencia (una subasta, en este caso) orientado a la concesión del régimen retributivo específico.

A continuación, se comparará el orden de magnitud de los valores de inversión totales ofertados en la concurrencia competitiva para los sistemas no peninsulares (SNP) con los existentes en el sistema eléctrico peninsular (SP).

Ahora bien, al no emplearse en el SP, por razones de escala, grupos Diésel para la generación convencional de energía eléctrica como tal, se pondrán en relación con determinadas cogeneraciones que también emplean motores alternativos de cuatro tiempos, acogidas no al RRA, sino al Régimen Retributivo Específico (RRE) regulado por el Título IV del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio¹¹.

Ciertamente las instalaciones de cogeneración son más complejas, pues incorporan equipos adicionales necesarios para el aprovechamiento del llamado ‘calor útil’, habitualmente empleado en procesos industriales o la climatización, pero en términos de coste de inversión esta diferencia puede verse al menos en parte compensada en la medida en que la parametrización de su estándar (su IT) no contempla los sobrecostes y condicionantes derivados de la insularidad, máxime en el caso de regiones ultraperiféricas, como lo son las islas Canarias.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Como ejemplo adicional y mucho más próximo en el tiempo, en este año 2025 la futura subasta para asignación del RRE a instalaciones de cogeneración¹² contempla nuevas instalaciones con motores alternativos de gas natural adscritos al estándar de referencia ITR-0107 (1 MW ≤ Potencia < 10 MW) para las que reconoce un valor de inversión de 1.323 €/kW, **[INICIO CONFIDENCIAL]**
[FIN CONFIDENCIAL]

También contempla motores de mayor potencia instalada adscritos a la ITR-0108 (10 MW ≤ Potencia < 25 MW) para las que reconoce un valor de inversión de 1.291 €/kW, **[INICIO CONFIDENCIAL]**

[FIN CONFIDENCIAL]

Por otra parte, la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas

¹¹ Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

¹² Esta subasta se espera sea convocada mediante la ‘Propuesta de Orden por la que se regula el procedimiento de asignación del Régimen Retributivo Específico en las convocatorias para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia convocadas al amparo del Real decreto XX/2025, de XX de XX, y se aprueban sus parámetros retributivos’, objeto del expediente IPN/CNMC/002/25 e informado por esta Sala de Supervisión Regulatoria en su sesión de fecha 30 de mayo de 2025: <https://www.cnmc.es/expedientes/ipncnmc00225>.

instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos estableció valores de referencia para la inversión. También la Propuesta de Orden por la que se regula el procedimiento de asignación del Régimen Retributivo Específico en las convocatorias para instalaciones de cogeneración de alta eficiencia aprobaría nuevos parámetros retributivos. (IPN/CNMC/002/25) que servirán para la subasta. La evolución de los parámetros se ilustra en la tabla a continuación.

Cogen gas natural ($1 < P \leq 10$ MW) motor

Fecha puesta en marcha	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
IT	IT 01209	IT 01210	IT 01211									ITR 0107
€/MW	959.838	969.436	979.130									1.323.000

Cogen gas natural ($10 < P \leq 25$ MW) motor

Fecha de puesta en marcha	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
IT	IT 01231	IT 01232	IT 01233									ITR 0108
€/MW	849.604	858.100	866.681									1.291.000

Esta referencia de actualización podría ser orientativa a efectos de valorar los futuros valores de inversión para TNP.

3.4. Sobre el cálculo del valor de la inversión reconocida en el caso de grupos de ‘Nueva construcción’

Teniendo en cuenta las consideraciones de apartados anteriores se concluye que:

1. Para valorar los parámetros actuales, se señala que buena parte de las ofertas basadas en tecnología Motores Diésel 4T presentadas al proceso de concurrencia competitiva en curso ofertan valores de inversión que se sitúan en una horquilla comprendida entre **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**
2. No obstante, se recuerda que el Real Decreto 738/2015 no establece para instalaciones de ‘Nueva construcción’ una relación entre el valor de inversión y el valor ofertado (según el cual el ofertante fue adjudicatario del concurso): De acuerdo con el artículo 26 del Real Decreto 738/2015, el valor de la inversión reconocida se calcula sumando a la inversión auditada de la instalación (con un tope del 125 % del valor estándar de inversión) la mitad de la diferencia existente entre el valor estándar de inversión y el valor auditado de la inversión. Por ello, no se puede concluir que las ofertas presentadas, al no tener ningún tipo de vinculación, reflejen fielmente los costes asociados a la inversión de la oferta presentada.
3. Por otro lado, las ofertas del procedimiento de concurrencia **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

4. Por tanto, ante la falta de muestra y de resultados concluyentes sobre los costes de los futuros grupos de generación en territorios no peninsulares, como aproximación podrían utilizarse los valores de referencia de dicha propuesta de orden para las tecnologías disponibles.

4. VALORES DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS DE LIQUIDACIÓN: VARIABLES

4.1. Comportamiento de los grupos generadores actuales

El otro elemento con mayor impacto en la determinación del RRA son los parámetros técnicos de liquidación, pues están directamente relacionados con la eficiencia observada en el funcionamiento de los grupos, siendo así que sus costes de explotación quedan en gran medida sujetos al coste del combustible reconocido derivado del funcionamiento de cada instalación.

Estos parámetros se definen para cada tecnología y rango de potencia, y los ahora vigentes fueron actualizados al inicio del actual periodo regulatorio que abarca los ejercicios 2020 a 2025, ambos inclusive.

La herramienta fundamental en este análisis son las pruebas de rendimiento, que progresiva y periódicamente desarrolla el Operador del Sistema en aplicación de la normativa vigente.

Desde la publicación de los valores vigentes se han llevado a cabo para diversas tecnologías nuevas pruebas de rendimiento que han permitido revisar y, en su caso, actualizar los resultados de las realizadas anteriormente. **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**

Las pruebas de rendimiento son el instrumento esencial para medir los parámetros de funcionamiento de las instalaciones en servicio: permiten contar con la mejor información disponible a partir de la cual deducir el consumo de combustible que se debería reconocer a una instalación tipo correspondiente a una empresa eficiente y bien gestionada.

En un contexto de sucesiva entrada y puesta en servicio de nuevas instalaciones, la periódica realización de pruebas de rendimiento permite progresivamente tomar en consideración las mejoras de eficiencia que se alcanzan con la depuración de los diseños industriales, los avances técnicos y la mejora de los procesos.

Sin embargo, en la situación actual, donde durante años no se ha incorporado ningún grupo de nueva construcción; la actualización de las pruebas refleja únicamente la evolución del parque existente y muestra bien una mejora de los rendimientos anteriormente obtenidos en algunas centrales o, una gradual

pérdida de eficiencia achacable al envejecimiento de la flota de generación, que supone un incremento de consumo. **[INICIO CONFIDENCIAL]**

[FIN CONFIDENCIAL] La tabla muestra una comparación del consumo de combustible de determinados grupos incluidos en las IT que se consideran más representativas en el PCC y para los que se dispone de prueba de rendimiento en los dos períodos regulatorios, el vigente 2020-2025 y el anterior 2014-2019; un mayor consumo indica una menor eficiencia del grupo.

4.2. Sobre el cálculo de los parámetros técnicos de instalación

En conclusión aunque el Real Decreto 738/2015 prevé que los parámetros técnicos de liquidación deben corresponder a una empresa eficiente y bien gestionada, si las instalaciones existentes resultan imprescindibles para garantizar la cobertura de la demanda y no han implementado aún nuevas inversiones para permitir mejorar su eficiencia¹³, de manera excepcional y por un tiempo determinado, podrían reconocerse los aumentos de consumo que resultaran de las actualizaciones de las pruebas de rendimiento realizadas.

Esta situación podría mantenerse hasta el momento en que las instalaciones existentes adjudicatarias del procedimiento de concurrencia en curso terminaran la construcción de sus inversiones de mejora y entraran en operación (en principio, no más tarde del ejercicio 2028) incorporando sus mejoras de eficiencia y recalculando dichos valores. Para entonces, aquellos grupos que no hubieran acometido mejoras y siguiesen en funcionamiento podrían no ser suficientemente competitivos.

Una vez terminen su construcción con sus correspondientes pruebas de rendimiento, se sugiere incorporar parte de las mejoras de eficiencia que se obtengan.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO DE UNELCO

Para proporcionar un mejor contexto de la situación de UNELCO se ha añadido como anexo a este informe un ‘Análisis sucinto de la situación económico-financiera de UNELCO’.

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

¹³ Estas actuaciones corresponderían a la modalidad ‘Inversiones en instalaciones ya existentes’, la segunda de las contempladas en el citado procedimiento de concurrencia competitiva.

6. CONCLUSIONES

1. La revisión de parámetros del RRA afronta una especial dificultad en lo que se refiere a los valores unitarios de inversión, por la escasez de comparadores válidos y objetivos, al no haberse construido parque generador en territorios no peninsulares.
2. Para valorar el valor estándar de la inversión, se han comparado los valores estándar de inversión vigentes con los valores de inversión ofertados para tecnologías de Motores Diésel 4T y Motores de gas dentro del procedimiento de concurrencia en curso. De la misma forma, se han comparado con el régimen retributivo peninsular con retribución específica.
3. Ante la falta de muestra y de resultados concluyentes sobre los costes de los futuros grupos de generación en territorios no peninsulares a día de hoy, y a la vista de la comparativa realizada, podría resultar razonable una actualización de los parámetros actuales tomando como referencia los valores reconocidos a las cogeneraciones adscritas al régimen retributivo específico en la Península.
4. Respecto a los costes operativos (los parámetros técnicos de liquidación) durante el último periodo regulatorio no se incorporaron instalaciones de nueva construcción. Las pruebas de rendimiento realizadas en algunos casos reflejan la progresiva pérdida de eficiencia de los grupos existentes con aumentos de consumo de combustible, mientras que en otras se da el resultado opuesto.
5. No obstante, dado que el parque existente es necesario actualmente para garantizar la cobertura de la demanda, podrían reconocerse incrementos de consumo en determinadas instalaciones tipo, también tomando en consideración la evolución de resultados de la empresa generadora analizada. Este incremento de parámetros debería hacerse solo hasta el momento en que se pongan en marcha nuevas instalaciones de generación consecuencia del procedimiento de concurrencia en curso; en ese momento los parámetros técnicos de la instalación deberían revisarse.

Notifíquese el presente informe a la Dirección General de Política Energética y Minas y publíquese en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).

**ANEXO I: OFERTAS EN EL PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA
COMPETITIVA PARA DESARROLLO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN
ADICIONAL EN TERRITORIOS NO PENINSULARES**

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

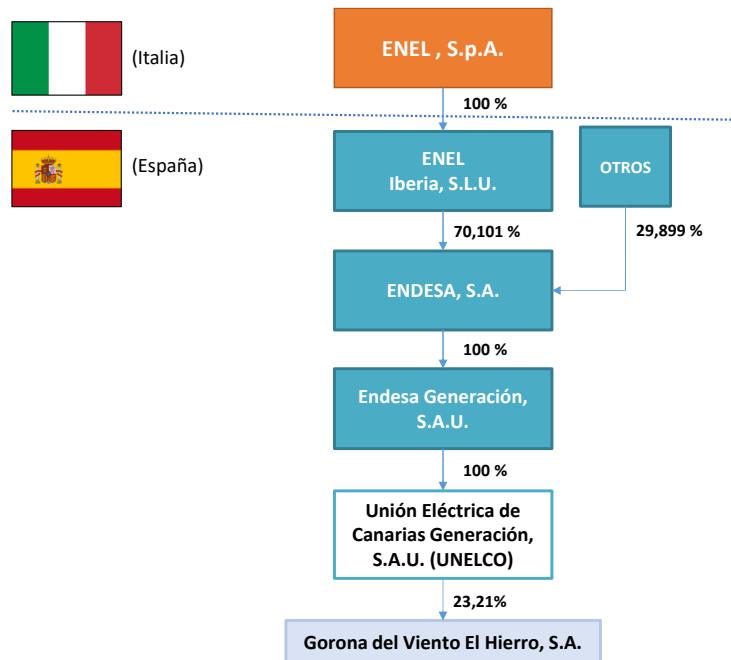
ANEXO II: ANÁLISIS SUCINTO DE LA SITUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA DE UNELCO

1. OBJETO

Este análisis sucinto tiene por objeto mostrar la situación económico-financiera de UNELCO. Para ello, se ha analizado la información aportada por UNELCO a la CNMC en el ámbito de la Circular 5/2009, de 16 de julio, sobre obtención de información de carácter contable y económico financiera de las empresas que desarrollen actividades eléctricas, de gas natural y gases manufacturados por canalización. La información analizada comprende los formularios de los años 2018 a 2024, y las cuentas anuales auditadas de la sociedad de los años 2018 a 2023. Debido a que las cuentas anuales de 2024 aún no están disponibles, los cuadros que contienen información procedente de las mismas se muestran sólo hasta 2023.

2. ACCIONARIADO DE UNELCO

Los accionistas significativos de UNELCO, según la información publicada en las cuentas anuales del ejercicio 2024, se presentan en la siguiente imagen:



La sociedad fue constituida con la forma mercantil de sociedad anónima el 29 de diciembre de 1998 con el nombre de UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS II, S.A. y cambió su denominación social por la de UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A. el 25 de septiembre de 2001.

Tiene como objeto social el desarrollo de actividades de generación de energía eléctrica. Su domicilio social y fiscal está en Las Palmas de Gran Canaria.

ENDESA, S.A. posee el 100 % de su capital social de forma indirecta, a través de ENDESA GENERACIÓN, S.A.U.

A su vez, ENDESA, S.A. está controlada por ENEL, S.p.A., a través de su filial 100 % participada ENEL IBERIA, S.L.U. que, a 31 de diciembre de 2024 posee un 70,1 % del capital de ENDESA, S.A. El accionariado ha permanecido sin cambios en todo el período de seis años analizados.

ENEL, S.p.A. es una sociedad que se rige por la legislación mercantil italiana y tiene su domicilio social en Roma (Italia). A 31 de diciembre de 2023, sus principales accionistas son el Ministerio de Economía y Finanzas del Gobierno de Italia (23,6%) y BlackRock Inc. (5,0%).

3. ANÁLISIS SUCINTO DE LA SITUACIÓN ECONÓMICO-FINANCIERA DE UNELCO

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]