

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE REVISAN LOS PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS DE RENDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS APLICABLES A LOS COSTES VARIABLES DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN CON RÉGIMEN RETRIBUTIVO ADICIONAL UBICADAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES.

Expediente nº.: INF/DE/115/20

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 Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 4 de marzo de 2021

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre la «*Propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se revisan los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación con régimen retributivo adicional ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares*» (en adelante, la `propuesta`), la Sala de Supervisión Regulatoria (SSR), en el ejercicio de la función consultiva que le atribuye el artículo 5.2 a) y en aplicación de lo dispuesto en la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

1. ANTECEDENTES.

Con fecha 23 de noviembre de 2020 tuvo entrada en el registro general de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) oficio de la Dirección general de Política Energética y Minas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) adjuntando para informe la propuesta, acompañada de sus anexos y documentación justificativa.

La propuesta aprueba una revisión de los procedimientos de pruebas de rendimiento a partir de los cuales se obtienen los parámetros técnicos de liquidación y los datos técnicos de despacho aplicables a las centrales acogidas al régimen retributivo adicional.

Régimen Retributivo Adicional

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 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 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 (RD 738/2015), en su artículo 2 distingue dos tipos de instalaciones “Categoría A¹” y “Categoría B²”

En lo referente al régimen económico, el RD 738/2015 establece en sus artículos 6 y 7 que las instalaciones de Categoría A podrán recibir un régimen retributivo adicional 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 junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

El régimen retributivo adicional, 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 retribución adicional —y en particular para la determinación de los costes de inversión y explotación— se considerará una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada. A cada instalación tipo le corresponden una serie de parámetros retributivos.

La retribución que percibirán las instalaciones con derecho al régimen retributivo adicional se compone de una retribución por coste fijo (que incluye una retribución

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 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.

² 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.03

a la inversión y una retribución por operación y mantenimiento fijo) y una retribución por coste variable de generación.

De acuerdo con lo establecido en el Título IV del RD 738/2015 la retribución por coste variable de generación depende (entre otros factores) de los parámetros técnicos de liquidación correspondientes a la instalación tipo que tenga asignada el grupo.

Por su parte, de acuerdo con el Título VI de la misma norma, el procedimiento de despacho y liquidación se realizará en función de (entre otros factores) los datos técnicos de despacho que tenga asignados el grupo.

Actualización de parámetros técnicos de liquidación y datos técnicos de despacho a partir de pruebas de rendimiento

El RD 738/2015 establece en su artículo 38.1 que los parámetros técnicos de liquidación se revisarán a partir del resultado de las pruebas de rendimiento. Así mismo en su artículo 13 establece que la revisión de los datos técnicos de despacho se realizará a partir de las pruebas de rendimiento.

Procedimiento de pruebas de rendimiento

El RD 738/2015 recoge en el apartado 1 del anexo III que las pruebas de rendimiento anteriormente citadas serán realizadas por las empresas propietarias de los grupos siguiendo los procedimientos de pruebas de rendimiento y bajo la supervisión del operador del sistema. Cada año, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, se aprueba el listado de los grupos de generación a los que se propone realizar pruebas de rendimiento durante el año.

Estas pruebas de rendimiento actualmente se encuentran reguladas por la *Resolución de 3 de agosto de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*. La propuesta recibida supone una actualización de los mismos, incluyendo modificaciones en aspectos técnicos como ajustes en los consumos auxiliares a contabilizar, las correcciones a aplicar, el número de ensayos a realizar, las cargas a los que se realizan, etc.

2. CONTENIDO DE LA PROPUESTA.

La propuesta consta de una breve resolución acompañada de 11 Anexos. A su vez, la mencionada resolución contiene un preámbulo y 3 artículos.

El artículo Primero aprueba la revisión de los procedimientos de pruebas de rendimiento incluidos en los anexos; el artículo Segundo ordena su publicación en

el Boletín Oficial del Estado (BOE); el artículo tercero establece que la resolución surtirá efecto el día siguiente a su publicación en el BOE.

Los Anexos constituyen el contenido principal de la propuesta y se articulan en dos grandes grupos: Anexos A y Anexos B:

Los Anexos A incluyen los procedimientos de pruebas de rendimiento, diferenciados por cada tecnología de generación (turbinas de gas, generación térmica de fuel, ciclo combinado, generación térmica de carbón y grupos diésel). Para cada tecnología, los procedimientos se desglosan en dos tipos distintos: el primero, dedicado a definir la metodología de cálculo de consumo específico y de los costes de arranque, y el segundo, en donde se definen los procedimientos concretos de ensayos de rendimiento y costes de arranque.

Por su parte el Anexo B es común a todas las tecnologías y está dedicado a la medida y toma de muestras.

El listado completo de los procedimientos incluidos es el siguiente:

Anexo A. I: Grupos de generación térmica de turbinas de gas

- Anexo A.I.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de turbinas de gas.
- Anexo A.I.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de turbinas de gas.

Anexo A.II: Grupos de generación térmica de fuel

- Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de fuel.
- Anexo A.II.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de fuel.

Anexo A.III: Grupos de generación térmica de ciclo combinado

- Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de ciclo combinado.
- Anexo A.III.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de ciclo combinado.

Anexo A.IV: Grupos de generación térmica de carbón

- Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de carbón.
- Anexo A.IV.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de carbón.

La actualización de los procedimientos de pruebas introduce numerosos cambios de detalle, la mayoría de ellos de carácter técnico, entre los que se encuentran:

- Clarificación de los consumos de servicios auxiliares que deben ser tenidos en cuenta para el cálculo del consumo específico y de los costes de arranque concretando que serán aquellos que sean inherentes.
- Actualización de las etapas a seguir en el ensayo de coste de arranque, añadiendo que tras el desacoplamiento del grupo y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada el grupo comenzará un “periodo intermedio de paro” en el que no se tendrán en cuenta los consumos que se producen al ser ajenos al proceso de parada-arranque.
- Modificación del número de ensayos a realizar, en general reduciéndolo, pero aumentando los niveles de cargas intermedias a las que se realizan:
 - Grupos de generación térmica de turbina de gas y diésel: se realizarán al menos un ensayo de arranque de 2 horas y otro ensayo de 24 horas.
 - Grupos de generación térmica de fuel y de carbón: se realizarán al menos un ensayo de arranque de 8 horas, otro de 24 horas y un tercero de 60 horas.
 - Grupos de generación térmica de ciclo combinado: para el modo de funcionamiento de turbina de gas en ciclo abierto se realizará al menos un ensayo de arranque de 2 horas y otro de 24 horas; para los modos de funcionamiento que incluyan la turbina de vapor se realizarán al menos ensayos de arranque de 8, 24 y 60 horas.
 - Para todos los grupos de generación, los ensayos de consumo específico se realizarán a seis cargas equidistantes (frente a las tres actuales).
 - Para los grupos de generación térmica de ciclo combinado los ensayos de consumo específico se realizarán para cada modo de funcionamiento distinto.
- Ampliación de la documentación a aportar por parte de las empresas propietarias al supervisor de las pruebas, con carácter previo a las mismas.
- Actualización de las correcciones a realizar a los resultados de las pruebas en función de las condiciones atmosféricas, de nivel de marea, etc. existentes.
- Modificación de diversos márgenes de error.
- Actualización de normativa.

3. CONSIDERACIONES PARTICULARES A LA PROPUESTA

3.1. Sobre los consumos de servicios auxiliares inherentes al funcionamiento de un grupo durante las pruebas de consumo específico neto

En los Anexos A.X.1, correspondientes a la metodología de cálculo de consumo específico y de los costes de arranque (donde ‘X’ comprende de I a V, y cada uno de estos cinco anexos se corresponde con los grupos de turbinas de gas, térmica

de fuel, ciclo combinado, térmica de carbón y diésel, respectivamente) se han introducido distintas aclaraciones respecto a los servicios auxiliares que deben ser contabilizados.

En particular, se detalla que los servicios auxiliares a considerar en el cálculo de consumo específico deben ser aquellos “*inherentes al funcionamiento del grupo*”. Si bien no se incluye una definición del concepto ‘inherente’ los procedimientos sí indican que se entenderían excluidos los consumos correspondientes a:

- 1) Todo aquel consumo que se corresponda con el mantenimiento y conservación o para posibilitar un estado de disponibilidad para un nuevo arranque de grupos, que se produzca en los periodos intermedios de paro.
- 2) Todo aquel consumo asociado a la instalación o planta y a sus servicios, tales como edificios administrativos, de mantenimiento, talleres, iluminación, sistemas generales de seguridad, etc.

Además, se aclara que, cuando para el grupo se hayan identificado y parametrizado desde el punto de vista retributivo distintos modos de funcionamiento —es el caso de los ciclos combinados, que pueden funcionar según distintas configuraciones de su(s) turbina(s) de gas y turbina de vapor—, se deberán discriminar los consumos específicos inherentes a la configuración concreta sujeta a ensayo.

Esta Sala comparte el planteamiento defendido en la propuesta, según el cual la exclusión de consumos no inherentes al funcionamiento de los grupos es conceptualmente coherente con lo dispuesto por el RD 738/2015, así como con la definición establecida por el artículo 3.33 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, según la cual los “*Servicios auxiliares de producción: son los suministros de energía eléctrica necesarios para proveer el servicio básico en cualquier régimen de funcionamiento de la central.*”

En efecto, las pruebas realizadas para calcular el consumo específico neto de un grupo son empleadas en el establecimiento de los parámetros técnicos de liquidación del estándar (‘instalación tipo’) en que dicho grupo se encuadra; a su vez, esos parámetros determinan la retribución adicional por costes variables de funcionamiento. Por lo tanto, se trata de costes de naturaleza variable asociados a la producción, y aquellos otros inducidos por los consumos en edificios administrativos, talleres, iluminación o seguridad general... no estarían directamente ligados a un mayor o menor nivel de producción de la planta y tendrían por el contrario un carácter de costes fijos o recurrentes.

Ahora bien, la exclusión de estos otros consumos auxiliares no inherentes a la producción del cómputo empleado para calcular el consumo específico neto de un grupo no implica que no deban ser reconocidos dentro del régimen retributivo

adicional. El RD 738/2015 establece en su artículo 6 ('Régimen retributivo adicional') que a cada instalación tipo le corresponderá un conjunto de parámetros retributivos que se calcularán *"por referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada"* —reproduce aquí la redacción del artículo 14.6.b) de la LSE—, y los costes asociados a los consumos de edificios administrativos, de mantenimiento, etc. también existen en las empresas eficientes y bien gestionadas.

Como se ha expuesto, estos consumos no inherentes a la producción estarían más próximos en su naturaleza a los costes fijos. A este respecto, el repetido RD 738/2015 define en su artículo 29 que la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo de un grupo retribuirá *"los siguientes conceptos de costes operativos de la central que son independientes de la producción: [...] costes de mantenimiento y conservación y [...] otros gastos de explotación."*

Por lo tanto, se recomienda introducir en la propuesta una definición más detallada de qué servicios auxiliares *no* se consideran inherentes al funcionamiento del grupo, y que además se aclare de forma expresa que la recuperación de los costes inducidos por esos otros consumos dentro del marco del régimen retributivo adicional se produce a través de la retribución por operación y mantenimiento fijo.

3.2. Sobre los consumos de servicios auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo en los arranques y la inclusión de un periodo intermedio de paro

En relación con el cálculo de los costes de arranque, además de concretar que los consumos de servicios auxiliares a considerar serán únicamente los inherentes al funcionamiento del grupo, se aclara que la denominada 'Etapa 2' —comprendida entre el desacoplamiento del grupo y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada— estaría seguida por un 'periodo intermedio de paro' durante el cual no se contabilizarían los consumos, dado que estos se entienden ajenos al proceso de parada-arranque³.

De nuevo se considera este planteamiento coherente con el RD 738/2015, porque esta prueba es empleada para el establecimiento de los parámetros técnicos de

³ La definición de dicha 'Etapa 2' empleada en los distintos Anexos A.X.1 es como sigue:

"Se define la etapa 2 como aquella etapa durante la cual se produce el desacoplamiento del grupo y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada, tras el cual el grupo comienza un periodo intermedio de paro. Los conceptos que se contabilizarán en esta etapa son:

- 1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de apagado del grupo.*
- 2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.*

Esta etapa no incluye, por tanto, los consumos que se producen en el periodo intermedio de paro ajeno al proceso de parada-arranque que se produce entre la parada y el arranque de un grupo. [Sí se considerarán cuando sean de aplicación, los consumos asociados al embotellamiento de calderas.]"

liquidación de las instalaciones tipo, parámetros utilizados en la determinación de la 'Retribución por costes de arranque asociados al combustible', que es objeto de su artículo 33.

Sin embargo, y al igual que en el apartado anterior, se recomienda aclarar que, en el marco del régimen retributivo adicional, el reconocimiento de estos consumos de auxiliares no contabilizados durante los periodos intermedios de paro se produce a través de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo.

3.3. Sobre la estimación del impacto económico del cambio en el número de ensayos a realizar y las cargas a las que se realizan

Los procedimientos recogidos en la propuesta incluyen cambios en el número de ensayos a desarrollar y las cargas a las que estos se realizan: se ha reducido el número de ensayos, pero a cambio se han incrementado los niveles de carga de referencia analizados.

Esta modificación, que aplica a todas las tecnologías, era obligada en el caso de los ciclos combinados, pues el procedimiento prevé la realización de tantos ensayos de consumo específico neto como modos de funcionamiento, de conformidad con la nueva metodología introducida por la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre⁴, la cual establece parámetros técnicos de liquidación diferenciados por modo de funcionamiento, de acuerdo con la recomendación incluida por esta CNMC en su informe de fecha 13 de noviembre de 2019 a la correspondiente propuesta normativa⁵.

A priori, estos cambios permitirán obtener un mayor número de puntos en la curva de funcionamiento resultante de cada uno de los ensayos y, por lo tanto, aumentar su precisión al describir el comportamiento de cada instalación tipo. Sin embargo, se echa en falta la inclusión en el documento de análisis que acompaña la propuesta de una estimación de los posibles ahorros o costes derivados de esta modificación en el procedimiento de ensayos.

⁴ Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas («BOE» de 28 de diciembre).

⁵ Informe objeto del expediente [IPN/CNMC/029/19](#): 'Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de orden por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025 y se revisan otras cuestiones técnicas'.

4. CONCLUSIONES

Sobre la base de las consideraciones anteriormente expuestas, se informa favorablemente la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se revisan los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación con régimen retributivo adicional ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, a la se realizan las siguientes observaciones:

- Se recomienda aclarar que, en el marco del régimen retributivo adicional, el posible reconocimiento de consumos no inherentes al funcionamiento de los grupos, o contabilizados durante los llamados 'periodos intermedios de paro', se produciría en su caso a través de la anualidad de la retribución por operación y mantenimiento fijo.
- Se echa en falta una sucinta estimación del impacto económico que podrían tener las variaciones introducidas en el número y los niveles de carga de los ensayos a realizar.