

INFORME SOBRE EL PROYECTO DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN INSTALACIONES UBICADAS EN EL MAR.

(IPN/CNMC/004/24)

CONSEJO. PLENO

Presidenta

D.^a Cani Fernández Vicién

Consejeros

Don Bernardo Lorenzo Almendros

Don Xabier Ormaetxea Garai

Doña Pilar Sánchez Núñez

Don Carlos Aguilar Paredes

Don Josep Maria Salas Prat

Doña María Jesús Martín Martínez

Secretario del Consejo

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 28 de mayo de 2024

Vista la solicitud de informe formulada por la Secretaría de Estado de Energía sobre el 'Proyecto de Real Decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar', el Pleno, en el ejercicio de la función consultiva en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación del artículo 5.2 a), 5.3 y 7 y de la disposición transitoria décima de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, acuerda emitir el siguiente informe:

1. OBJETO Y ANTECEDENTES

Con fecha 27 de febrero de 2024 tiene entrada en el registro de la CNMC oficio de fecha 26 de febrero de 2024 de la Secretaría de Estado de Energía (SEE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) por el

que solicita informe preceptivo sobre el ‘Proyecto de Real Decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar’ (en adelante, el proyecto de RD), acompañado de la correspondiente memoria de análisis de impacto normativo (MAIN).

El objetivo del proyecto de RD es el establecimiento de un procedimiento de concurrencia competitiva a través del cual se otorgue de forma conjunta el régimen económico de energías renovables (REER) y la reserva de la capacidad de acceso a la red de transporte de energía eléctrica, facilitando asimismo la tramitación de las autorizaciones administrativas que resulten de aplicación a las instalaciones adjudicatarias.

El proyecto de RD se ha sometido previamente a consulta pública y sustituiría al vigente Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial (RD 1028/2007)¹.

Con fecha 28 de febrero de 2024 se envió a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad, al objeto de que formularan las observaciones que estimaran oportunas en el plazo de veinte hábiles a contar desde la recepción de la documentación (con finalización el 26 de marzo). Se han recibido alegaciones de las principales asociaciones de promotores y productores de energías renovables, así como del operador del sistema.

2. DESCRIPCIÓN DE LA PROPUESTA NORMATIVA

El proyecto de RD consta de un preámbulo y treinta artículos (agrupados en seis capítulos), dos disposiciones adicionales, una disposición transitoria, una disposición derogatoria y cinco disposiciones finales.

Capítulo I: Disposiciones generales

El **artículo 1** define el objeto de la propuesta; el **2** detalla su ámbito de aplicación, que comprende las instalaciones de producción de energía eléctrica incluidas en

¹ El correspondiente proyecto de real decreto fue objeto del informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía, en fecha 23 de febrero de 2006, mediante el *“Informe 5/2006 de la CNE sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eólicas marinas”*: <https://www.cnmc.es/expedientes/informe-cne-0052006>

la categoría b) ex artículo 2.1 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio² (RD 413/2014, es decir, renovables), ubicadas en todas las aguas marinas sometidas a soberanía o jurisdicción española. El **artículo 3** define ‘instalación eólica marina’ e ‘instalación renovable marina’.

Capítulo II: Régimen competencial y normativa de aplicación

El **artículo 4** establece el reparto de las competencias administrativas entre diferentes organismos de la Administración General del Estado, única competente por la naturaleza de este tipo de proyectos.

El **artículo 5** compila la normativa de aplicación, tanto del Sector eléctrico, como la Ley de Costas y la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante.

Capítulo III: Efectos, convocatoria y desarrollo del procedimiento de concurrencia competitiva

El **artículo 6** establece que tras el procedimiento de concurrencia competitiva se otorgará de forma simultánea el REER y la reserva de capacidad de acceso a la red de transporte. Asimismo, prevé que la orden que desarrolle este procedimiento suspenda la tramitación de los expedientes de concesión del dominio público marítimo-terrestre que resulten afectados.

El **artículo 7** establece que mediante orden ministerial se desarrollará el procedimiento de concurrencia competitiva tras el cual se podrá realizar un dialogo público-privado, cuya descripción es objeto del **artículo 9**, en el que participen los sectores afectados por las instalaciones renovables marinas, cuyos resultados podrán tenerse en cuenta para la convocatoria del procedimiento mediante Resolución de la Secretaría de Estado de Energía.

El **artículo 8** detalla algunos aspectos que incluirá la orden ministerial, tales como potencia máxima adjudicable, áreas de ubicación (incluidas en planes de ordenación del espacio marítimo previamente aprobados), capacidad de acceso reservada y nudos de conexión, así como tecnologías y requisitos técnicos a cumplir. Los parámetros incluidos en la orden podrían ser modificados como resultado de la anteriormente señalada fase de diálogo público-privado.

El **artículo 10** enumera los aspectos que incluirá la resolución por la que se convoque el procedimiento de concurrencia competitiva (calendario, especificaciones, información de la solicitud, precio de reserva y precio de riesgo)

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.

y, en su caso, las posibles modificaciones que sobre la orden ministerial se introduzcan tras la fase de diálogo público-privado.

El **artículo 11** posibilita el establecimiento de requisitos exigibles a los sujetos (relacionados con su tamaño y capacidad jurídica, técnica o económico-financiera, entre otros) para la participación en el procedimiento de concurrencia competitiva, y establece la obligación de autorización previa a cualquier cambio en la titularidad de los derechos así conferidos. El **artículo 12** posibilita el establecimiento de requisitos exigibles a los proyectos (relativo a su diseño, impacto ambiental o socio-económico, entre otros) para participar o para resultar adjudicatarios en dicho procedimiento.

El **artículo 13** establece las características del procedimiento, que podrá incluir criterios económicos y no económicos (estos últimos hasta un máximo del 30% de la ponderación). El criterio económico se valorará mediante *«el precio ofertado por unidad de energía eléctrica relativo al régimen económico de energías renovables»*. Se fijará un precio máximo de oferta económica o precio de reserva, que podrá ser confidencial; asimismo se podrá fijar un precio mínimo de oferta o precio de riesgo.

El **artículo 14** regula la presentación y subsanación de las solicitudes, dirigidas a la DGPEM; en el **15** se establece la posibilidad de exclusión para aquellas solicitudes que no cumplan con los requisitos establecidos, ya sea para el solicitante como para el proyecto, y en el **16** y **17** se regula la resolución (que incluiría potencia adjudicada, precio de la adjudicación, capacidad y nudo de acceso reservados) y la publicación del listado con puntuación definitiva de todas las solicitudes aptas, así como la información del resultado de la fase de diálogo público-privada.

Capítulo IV. Régimen Económico

El **artículo 18** establece que el régimen económico otorgado será conforme a lo establecido tanto en el presente decreto como en el capítulo III del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre (RD 960/2020 en adelante).³

Por su parte, el **artículo 19** establece que la orden ministerial que regule el procedimiento de concurrencia competitiva definirá los parámetros necesarios para la aplicación del REER (fecha límite de disponibilidad y de inicio del plazo máximo de entrega, hitos de control intermedio y penalizaciones, número mínimo y máximo de horas equivalentes de funcionamiento anual, porcentaje de ajuste

³ 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 (basado en el reconocimiento a largo plazo de un precio unitario fijo por la energía producida, liquidado de forma análoga a un contrato por diferencias).

en el mercado, entre otros), parámetros que podrán ser posteriormente modificados en la resolución por la que se convoque el procedimiento de concurrencia competitiva.

Capítulo V. Acceso y conexión a las redes

El **artículo 20** establece la posibilidad de priorizar determinados nudos de entre los reservados para concurso al amparo del capítulo V del Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre⁴, para la evacuación de energía generada por instalaciones renovables marinas, previo informe del OS.

El **artículo 21** establece que la resolución de los procedimientos de concurrencia competitiva regulados en este real decreto supondrá la reserva de capacidad de acceso a favor de los adjudicatarios, y especifica las condiciones para materializar esta capacidad de acceso.

Capítulo VI. Procedimientos administrativos

El **artículo 22** establece que la autorización de las instalaciones renovables marinas adjudicatarias en el procedimiento de concurrencia competitiva se registrará por el régimen de autorizaciones previsto en el título VII del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre (RD 1955/2000)⁵. Prevé adicionalmente la realización de un único trámite de información pública de 30 días para la obtención de la autorización administrativa de la instalación, de la evaluación de impacto ambiental y de la concesión del dominio público marítimo-terrestre (esta última por un máximo de 30 años); así como la obligatoriedad de contar con el informe de compatibilidad con las estrategias marinas de la DG de la Costa y el Mar.

El **artículo 23** establece que a las instalaciones renovables marinas innovadoras de hasta 20 MW (o hasta 50 MW en el caso de las eólicas) no ubicadas en zonas definidas por los planes de ordenación del espacio marítimo no les será de aplicación el procedimiento de concurrencia competitiva, previo informe del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades y del IDAE que acredite dicho carácter innovador. Asimismo, el **artículo 24** establece que las instalaciones ubicadas en las zonas I y II de los Puertos de Interés General del Estado tampoco participarán del procedimiento de concurrencia competitiva. La autorización en

⁴ Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

⁵ Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica

ambos casos se someterá al procedimiento establecido en el título VII del RD 1955/2000.

El **artículo 25** regula los trámites administrativos relativos al procedimiento de concurrencia competitiva mediante remisión, salvo excepciones expresas, a la normativa sectorial general y el RD 960/2020 en particular, con una salvedad relevante: la potencia inscrita en el registro del REER se corresponderá con la potencia realmente instalada; una posible discrepancia daría lugar a la cancelación de las garantías económicas por la diferencia entre ambas potencias (cf. artículo siguiente).

El **artículo 26** regula las garantías exigibles para participar en el procedimiento de concurrencia competitiva por remisión al artículo 25 del RD 960/2020.

El **artículo 27** establece que la DGPEM podrá regular unos supuestos en los que prorrogar la fecha límite de disponibilidad de la instalación (pero nunca más allá del último de los hitos previstos en el artículo 1 del Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio). El **artículo 28** describe las consecuencias del desistimiento por el promotor adjudicatario en la construcción de la instalación (pérdida de los derechos otorgados y ejecución de las garantías depositadas); el **29** posibilita de forma excepcional y convenientemente justificada modificar determinados aspectos del proyecto adjudicado,

El **artículo 30** establece las consecuencias de la cancelación por incumplimiento de la inscripción en el registro electrónico del REER en estado de preasignación: conlleva la pérdida de la reserva de capacidad de acceso a la red de transporte y la ejecución de las garantías depositadas a estos efectos.

La **disposición adicional primera** establece las particularidades aplicables a las instalaciones renovables marinas ubicadas en los territorios no peninsulares, a las que también será de aplicación lo establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio (RD 738/2015)⁶.

La **disposición adicional segunda** establece que se procederá al archivo de las solicitudes pendientes de autorización administrativa correspondientes a instalaciones presentadas antes de la entrada en vigor del proyecto de RD conforme al RD 1028/2007, «*por pérdida de su objeto*» (en efecto, el RD 1028/2007 es derogado por la **disposición derogatoria única**), aunque la **disposición transitoria única** excepciona las solicitudes de autorización administrativa presentadas al amparo del artículo 32 ('Otras tecnologías de

⁶ 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.

generación marinas e instalaciones de generación eólicas marinas de potencia no superior a 50 MW') del repetido RD 1028/2007.

La **disposición final primera** suprime el inciso final en la definición del subgrupo b.2.2. del artículo 2 del RD 413/2014: «Instalaciones eólicas ubicadas en espacios marinos, ~~que incluyen tanto las aguas interiores como el mar territorial.~~»

En la **disposición final segunda** se modifica el RD 960/2020, para introducir criterios no económicos en la valoración de las solicitudes, así como las particularidades necesarias para la percepción del REER en los territorios no peninsulares.

La **disposición final tercera** establece el título competencial, la **cuarta** habilita el desarrollo normativo del proyecto de real decreto, y la **quinta** su entrada en vigor el día siguiente a su publicación en el «BOE».

3. VALORACIÓN

3.1. OBSERVACIONES GENERALES

El objetivo global del proyecto de RD es fomentar la implantación de instalaciones renovables marinas, en línea con los objetivos establecidos por la Unión Europea⁷. Tras un trabajo previo de identificación de posibles barreras administrativas se ha establecido una normativa de ordenación del espacio marítimo (Reales Decretos 363/2017, de 8 de abril⁸, y 150/2023, de 28 de febrero⁹) como punto de partida para el desarrollo de plantas de producción de energía eléctrica en el mar. El otorgamiento de un régimen económico a dichas instalaciones se basa en el sistema de subastas establecido en el RD 960/2020.

Con carácter general, la promoción, desarrollo y puesta en servicio de instalaciones de producción de energía eléctrica requiere compaginar una compleja tramitación administrativa y ambiental, tras haber asegurado el acceso a la red (que requiere una gestión específica previa), diseñado una solución de conexión válida y, en su caso, compartida con otros promotores, además de

⁷ En 2020 se publicó “Una estrategia de la UE para aprovechar el potencial de la energía renovable marina para un futuro climáticamente neutro” y en 2021 la “Hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y de las energías del mar en España”.

⁸ Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo.

⁹ Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas.

negociar una forma de venta de al menos parte de la producción a plazo que posibilite la financiación del proyecto.

El proyecto de RD anticipa la excepcionalidad y dificultad añadida que representa trasladar este proceso al medio marino, por lo que propone la regulación de un procedimiento de concurrencia competitiva a través del cual se otorgue de forma conjunta el régimen económico de energías renovables (REER) y la reserva de la capacidad de acceso a la red de transporte de energía eléctrica, facilitando asimismo la tramitación (y previendo un trámite de audiencia compartido) para las diversas autorizaciones administrativas (entre ellas, la concesión del dominio público marítimo-terrestre y la ambiental) que resulten de aplicación a las instalaciones adjudicatarias.; todo ello comprendido en una pieza normativa que, donde corresponde, remite a otras normas precedentes que detallan dichos aspectos, con las particularidades que a este caso sean de aplicación.

En efecto, por su particular ubicación, las instalaciones marinas deben estar sujetas tanto a una concesión del dominio público marítimo-terrestre que contemple las distintas afecciones de que pueda ser objeto, como a una rigurosa declaración de impacto ambiental, así como la necesaria compatibilidad con los usos tradicionales del mar. La tramitación conjunta de todos estos elementos unidos a la reserva de capacidad de acceso a la red conlleva una mayor eficacia en la utilización del potencial energético marino.

Este enfoque holístico es valorado como medio de reforzar la certidumbre de los potenciales promotores ante nuevos desarrollos que representan un desafío tecnológico añadido; esa mayor certidumbre podrá traducirse en un potencialmente menor precio de oferta en el procedimiento de concurrencia competitiva.

De otro lado, se considera que la expresa previsión de un proceso de diálogo público-privado, abierto a una multiplicidad de agentes, y su posible toma en consideración como parte integral de la normativa de desarrollo del proyecto de RD puede favorecer la recepción de las nuevas instalaciones por parte de las comunidades que las acogerán en su entorno inmediato. Asimismo, la propuesta ha sido valorada favorablemente por los agentes que han presentado alegaciones de carácter particular para aclarar o mejorar diferentes aspectos concretos de su articulado.

La inclusión de 'requisitos y criterios exigibles a los proyectos' (objeto del artículo 12) relacionados con el impacto medioambiental del proyecto (incluido su desmantelamiento), su diseño (ocupación de espacio, distancia a la cosa), el impacto socioeconómico (desarrollo industrial, cadena de valor local, empleo...) y su contribución a la calidad de seguridad y suministro eléctrico están, por otra

parte, alineados con iniciativas europeas relacionadas con la definición de nuevas subastas para la adjudicación de potencia renovable.

En particular, el Reglamento sobre la Industria de Cero Emisiones Netas (*Net Zero Industry Act*), de inminente aprobación¹⁰, prevé la inclusión de criterios no estrictamente económicos de precalificación o de adjudicación en las subastas de renovables, y la acción #4 del Plan de Acción Europeo sobre la Energía Eólica¹¹ prevé que «*Los Estados miembros incluirán en sus subastas criterios cualitativos objetivos, transparentes y no discriminatorios y medidas para maximizar la tasa de ejecución de los proyectos, con el apoyo de una recomendación y orientaciones de la Comisión*».

Asimismo, la propuesta estaría alineada con la consulta pública previa para la modificación del Régimen Económico de Energías Renovables lanzada el 5 de abril de 2024 por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, en la que se plantea una evolución del diseño de las subastas actuales de energías renovables para considerar otros criterios no económicos más allá del precio.

3.2. OBSERVACIONES PARTICULARES

Sobre las particularidades para la percepción del REER en los territorios no peninsulares.

La disposición final segunda.Dos del proyecto de RD añade una disposición adicional única al RD 960/2020 que tiene por objeto establecer las particularidades para la percepción del REER en los territorios no peninsulares (TNP). Para comprender mejor el alcance de esta disposición, y cómo haría posible encajar el despacho de instalaciones acogidas al REER en el procedimiento previsto en el RD 738/2015, es preciso delimitar con precisión el ámbito de aplicación del proyecto de RD y revisar cómo serían objeto de despacho y liquidación las instalaciones perceptoras de: 1) régimen retributivo adicional, 2) régimen retributivo específico; 3) régimen económico de energías renovables, o 4) ninguno de los anteriores.

No todas las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables podrán acogerse al REER en los TNP: se exceptúan aquellas

¹⁰ https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/green-deal-industrial-plan/net-zero-industry-act_en

¹¹ Aprobado mediante comunicación de la CE de 24 de octubre de 2023: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:52023DC0669>

clasificadas en la ‘categoría A’ del artículo 2 del RD 738/2015¹², que incluye, además de tecnologías no renovables, a *«grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes [...] 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 cogeneración de potencia neta superior a 15 MW»*. Cabe asumir, aunque la MAIN no lo aclara expresamente, que estas tecnologías serían en su caso retribuidas al amparo del régimen retributivo adicional. Por otro lado, las instalaciones renovables marinas (eólicas incluidas) podrán optar exclusivamente al REER según lo previsto en el proyecto de RD, si bien les serán de aplicación los RD 738/2015 y RD 413/2014 en lo que atañe a sus disposiciones generales.

En lo que se refiere a la liquidación de la energía vendida por estas instalaciones (en adelante, ‘plantas renovables REER en TNP’), y en ausencia de un mercado mayorista —*«Las referencias realizadas en este real decreto a la participación de las instalaciones de generación en el mercado de producción de energía eléctrica se entenderán realizadas, para las instalaciones ubicadas en los territorios no peninsulares, al despacho de producción»*—, el proyecto de RD se limita a indicar que será liquidada por el operador del sistema (OS) conforme al procedimiento de liquidación del régimen económico de la generación en los TNP regulado en el artículo 72 del citado RD 738/2015¹³.

Se hace ver que este procedimiento recoge exclusivamente la liquidación de la energía producida por instalaciones que tengan reconocido un régimen retributivo adicional (RRA; objeto del artículo 6 del RD 738/2015) o específico (RRE; objeto del artículo 7), así como por aquellas que no estén acogidas a estos marcos retributivos (artículo 8); esto es, no incluye una descripción detallada de cómo se debe realizar la liquidación de las plantas renovables REER, ni la modificación que ahora se informa la contempla.

Así, la liquidación de la energía vendida por las plantas renovables REER en TNP se acomodaría al procedimiento de liquidación realizado por el OS, por

¹² El apartado 2 de la disposición adicional única introducida rezaría como sigue:

«2. Estarán excluidas del ámbito de aplicación de este real decreto [en referencia al RD 960/2020] las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en la categoría A definida en el artículo 2 del [RD 738/2015].»

¹³ Esta redacción se propone para el apartado 4 de la misma disposición adicional única:

«4. El operador del sistema realizará la liquidación de la energía de subasta en el despacho de producción de energía eléctrica y será responsable del cómputo de dicha energía y de la aplicación de las penalizaciones automáticas que en su caso procedan. Las referencias realizadas a estos efectos en este real decreto al operador del mercado se entenderán realizadas al operador del sistema.»

asimilación a lo dispuesto en el artículo 8 ('Régimen económico de las instalaciones sin derecho a la percepción de régimen retributivo adicional o específico') del RD 738/2015. No obstante, más allá de lo anteriormente expuesto y aun bajo esta asunción, el proyecto de RD no deja claro —y el RD 738/2015, una vez apenas modificado por el proyecto de RD, tampoco— cómo exactamente el OS debería ejercer las funciones normalmente atribuidas al operador del mercado a los efectos de la 'Liquidación de la energía de subasta' objeto del artículo 23 del RD 960/2020¹⁴. Es más, aunque dicho artículo 23 es parte esencial del capítulo IV del RD 960/2020, dice el proyecto de RD (apartado 5 de esta disposición final segunda) que « [las plantas renovables REER en TNP] *participarán en el despacho de producción y serán liquidadas de acuerdo con lo dispuesto en el título VI del [RD 738/2015], no resultándoles de aplicación el capítulo IV de este real decreto [en referencia al RD 960/2020].*»

Se recomienda por lo tanto clarificar en detalle cómo se van a liquidar las plantas renovables REER en TNP mediante la inclusión sistemática de las oportunas referencias expresas en el articulado del RD 738/2015. En particular, se recomienda introducir una definición separada del régimen económico de las instalaciones renovables que tengan derecho a la percepción del REER, añadiendo un nuevo artículo 7 bis, análogo a los artículos 6 a 8. Consecuentemente, esa nueva categoría retributiva se vería reflejada como un guion adicional en el apartado 1 del artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del repetido RD 738/2015 que describa la secuencia que ha de seguir el OS.

Por otra parte, de la redacción del proyecto de RD se entiende que los ajustes por diferencias negativas o positivas respecto a los precios resultantes de la subasta para las plantas REER en TNP no son repercutidos por el OS a la demanda nacional, tal y como prevé el artículo 23 del RD 960/2020, sino que dichos ajustes estarían contemplados en la determinación del precio de la demanda no peninsular en cada sistema eléctrico aislado j , $Ph_{demanda(j)}$, que establece el anexo I del RD 738/2015. En caso contrario, la demanda no peninsular podría verse afectada doblemente por la inclusión de los referidos ajustes por diferencias, ya que afectarían tanto a la referencia del precio medio diario e intradiario peninsular (a partir del cual se construye el citado $Ph_{demanda}$) como al despacho de generación no peninsular. Se aconseja que esta interpretación se vea refrendada por una redacción inequívoca o, en su defecto, una aclaración expresa reflejada en la MAIN.

¹⁴ El citado artículo 23 comienza explicando la aplicación efectiva de REER a modo de un contrato por diferencias:

«1. El operador del mercado procederá a liquidar la diferencia, que podrá ser negativa o positiva, entre los precios de los mercados diario e intradiario y el precio a percibir establecido para cada instalación acogida al régimen económico de energías renovables según el artículo 18 [que trata de la 'Retribución de las instalaciones acogidas al régimen económico de energías renovables'].»

De otro lado, en el bien entendido de que el «*extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los [TNP]*» definido en el artículo 71.2¹⁵ del repetido RD 738/2015, incorporaría también esos mismos ajustes por diferencias negativas o positivas respecto a los precios resultantes de la subasta, como tal extracoste debería ser financiado en un 50 por ciento con cargo a los ingresos propios del sistema eléctrico y en 50 por ciento con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) ex disposición adicional decimoquinta de la LSE. Corresponde a esta CNMC, en su calidad de ‘organismo encargado de la liquidación del sector eléctrico’, realizar las correspondientes liquidaciones de una y otra parte (en efecto, el OS liquida el despacho producción al precio peninsular, pero no el extracoste). El proyecto de RD únicamente cita al OS en relación con este procedimiento, y no entra a especificar cómo se incorporaría la liquidación de las plantas REER en TNP en los apartados 3 y 4 del citado artículo 72 del RD 738/2015; el margen interpretativo que concede la redacción propuesta es en definitiva excesivamente amplio para una norma de carácter reglamentario.

Sobre la asignación al sistema eléctrico de las garantías de origen asociadas a la energía de subasta.

El apartado 3 del artículo 13 (‘Energía de subasta’) del RD 960/2020 establece que «*Las garantías de origen asociadas a la energía de subasta serán asignadas al sistema eléctrico*», dejando para un posterior desarrollo reglamentario —que nunca se ha producido, ni siquiera como propuesta— el «*adecuado mecanismo de explotación*» de dichas garantías. De este modo, los titulares de instalaciones acogidas al REER no pueden solicitar la expedición de las garantías de origen de electricidad de sus propias instalaciones, ni por tanto percibir los ingresos procedentes de su venta.

Por ser las subastas REER un mecanismo de concurrencia competitiva, el proyecto de RD estaría alineado con lo establecido en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, cuyo apartado 19.2 establece:

«2. Los Estados miembros garantizarán que, cuando un productor reciba ayuda financiera de un sistema de apoyo, se tenga debidamente en cuenta el valor de

¹⁵ La dicción exacta de este artículo 71.2 lo define como «*la suma del extracoste de generación en cada uno de los sistemas aislados de dichos territorios no peninsulares, que vendrá determinado por la diferencia entre los costes de generación y de servicios de ajuste [...] y los ingresos remanentes derivados de la adquisición de energía por parte de la demanda una vez descontados los conceptos con destino específico [tales como los costes del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, los costes para la financiación de la retribución del operador del mercado y del operador del sistema].*»

mercado de la garantía de origen correspondiente a la misma producción en el sistema de apoyo correspondiente.

Se considerará que el valor de mercado de la garantía de origen se ha tenido debidamente en cuenta en cualquiera de los casos siguientes:

a) cuando la ayuda financiera se concede mediante una licitación o un sistema de certificados verdes negociables; [...]»

Sobre esta cuestión se han recibido alegaciones solicitando que los promotores puedan retener la titularidad de sus garantías de origen con el fin de añadir valor a los proyectos, máxime en este caso por tratarse las energías marinas de tecnologías con mayores riesgos percibidos que las ubicadas en tierra.

A este respecto, cabría introducir la opción de que las garantías de origen se tuvieran en cuenta en el precio de las subastas, siempre que tras el proceso de precalificación y a la vista del número de ofertas presentadas se considerara que el precio de estas garantías puede ser correctamente internalizado en las ofertas. En estos casos, el impacto conseguido para el sistema sería el mismo que con el proyecto de RD y además se eliminaría la burocracia y gastos adicionales derivados de la organización, puesta en marcha y supervisión del *adecuado mecanismo de explotación* para la asignación de esas garantías de origen al sistema eléctrico. Ahora bien, estos gastos adicionales deben contraponerse a la posibilidad de que los promotores pudieran subestimar el precio de las garantías de origen a la hora de elaborar sus ofertas a la subasta con años de antelación a la entrega de la energía¹⁶.

Sobre las redes de conexión de las instalaciones marinas.

El proyecto de RD establece que la conexión de los elementos generadores de las instalaciones marinas se efectuará mediante redes propias, que compartirán una misma estructura de acceso y control, y estarán conectadas a la red de transporte. A lo largo del articulado no se especifican más cuestiones relacionadas con la conexión de estas instalaciones, tales como su topología, la titularidad de las instalaciones de evacuación o su posible conexión a redes de distribución.

La primera cuestión que convendría detallar es si la titularidad de la subestación eléctrica (SET) *offshore* recae en el gestor de la red de transporte o, conforme a lo establecido con carácter general en el artículo 30 ('Instalaciones de conexión de centrales de generación') del RD 1955/2000, se consideraría parte de la instalación de generación. Cabe asumir, aunque el proyecto de RD no lo

¹⁶ El proyecto de RD establece que el plazo máximo de entrega de energía en el REER estará comprendido entre los 10 y 15 años, pudiendo ser ampliado, excepcionalmente, hasta los 20 años en aquellos casos en los que esté justificado por tratarse de tecnologías con una alta inversión inicial o riesgo tecnológico.

establece expresamente, que la construcción y operación de la infraestructura de conexión, con una topología predominantemente radial, hasta la correspondiente subestación terrestre, sería responsabilidad de los promotores de los proyectos adjudicados. Por consiguiente, las redes eléctricas desarrolladas tras la construcción de los proyectos adjudicatarios serían consideradas líneas de evacuación, pertenecientes a las instalaciones de generación.

De otro lado, cabe observar que de acuerdo con los artículos 14 y 15 del Reglamento (UE) 2022/869 (TEN-E Regulation)¹⁷, revisado en mayo de 2022, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, ENTSO-E¹⁸ debe elaborar y revisar periódicamente, como parte del TYNDP¹⁹, unos planes integrados de desarrollo de alto nivel de redes para cada cuenca marítima, consistente con los planes de desarrollo terrestres, y en línea con los acuerdos de cooperación entre Estados miembros para el desarrollo de proyectos de generación renovable marítima.

Además, la Comisión Europea prevé desarrollar a mediados de 2024 unas orientaciones para elaborar un estudio coste-beneficio y la distribución de costes para la ejecución de dichos planes integrados de desarrollo de redes marítimas en cada cuenca. Estas orientaciones, de carácter no vinculante, tienen como objetivo ayudar a los Estados miembros, reguladores nacionales y promotores a abordar las peculiaridades específicas de los proyectos marítimos, especialmente aquellos que aspiren a convertirse en nuevos interconectores, y se centrará especialmente en la infraestructura propiamente de red, no tanto en la infraestructura de conexión de generación.

A tal fin, la Comisión Europea ha sometido a consulta pública diversos aspectos en discusión, como la construcción de escenarios alternativos para calcular el coste-beneficio, si el análisis debe limitarse a 'proyectos híbridos' (es decir, aquellos en los que la conexión de instalaciones marinas de generación puede revestir también carácter de interconexión entre distintos sistemas nacionales) o también incluir conexiones puramente radiales, qué países deben considerarse en el reparto de costes, y si dicho reparto debe limitarse a compensar exclusivamente a los países en los que puedan inducirse externalidades negativas.

¹⁷ Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2022, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifican los Reglamentos (CE) no. 715/2009, (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 y las Directivas 2009/73/CE y (UE) 2019/944 y se deroga el Reglamento (UE) no. 347/2013.

¹⁸ *European Network of Transmission System Operators for Electricity*; red europea de operadores de sistemas de transporte de electricidad.

¹⁹ *Ten-Year Network Development Plan*; plan decenal de desarrollo de la red.

En este sentido, en el caso de España, las zonas de carácter híbrido²⁰ quedarían acogidas a las mismas previsiones que establezca la normativa europea.

3.3. OTRAS OBSERVACIONES FUERA DEL ÁMBITO DE ESTE REAL DECRETO

Sobre la inclusión de una disposición adicional relativa a recuperación de deudas de instalaciones RECORE que ya no perciban retribución específica.

Entre finales de 2022 y mediados de 2023 se publicaron dos órdenes ministeriales de actualización de parámetros retributivos²¹ que obligaron a realizar un gran número de reliquidaciones de signo negativo, consecuencia de la imposibilidad de prever al inicio del semiperiodo regulatorio precios del mercado mayorista como los registrados tras la crisis energética exacerbada por la invasión de Ucrania por Rusia. Este hecho afectó también a muchas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos (RECORE) que, por diversas circunstancias (por ejemplo, fin de su vida útil regulatoria o recuperación anticipada de la inversión vía venta de su producción al mercado), dejaban de tener retribución específica a partir de ese momento.

A la fecha de elaboración de este informe —coincidente con el cálculo de la liquidación de la energía producida en abril de 2024— existen numerosos requerimientos de ingreso derivados de la aplicación de estas normas que no han sido atendidos aún por los titulares de las instalaciones. Concretamente más de 1.800 sujetos de liquidación, que acumulan conjuntamente una deuda contraída con el sistema eléctrico y, en definitiva, los consumidores y contribuyentes que lo soportan, de 67,8 millones de euros. De esta deuda acumulada, más de 30 millones de euros corresponden a requerimientos de

²⁰ Mediante Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, se han aprobado los planes de ordenación del espacio marítimo (POEM) de las cinco demarcaciones marinas españolas (noratlántica, sudatlántica, del Estrecho y Alborán, levantino-balear y canaria). Los POEM constituyen una de las cinco líneas de la 'Política Marítima Integrada', desarrollada en coordinación con las directrices acordadas en el seno de la Unión Europea en la Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino, y el Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo.

²¹ Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al año 2022, y Orden TED/741/2023, de 30 de junio, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, que actualizaba dichos parámetros para su aplicación en el semiperiodo regulatorio iniciado el 1 de enero de 2023.

ingreso no satisfechos por instalaciones que en la actualidad no perciben régimen retributivo específico, pero que siguen en funcionamiento y, por consiguiente, tienen ingresos por la venta de energía al mercado.

De acuerdo con la situación expuesta, se considera necesario incluir en este proyecto de RD, o en otra norma de igual o superior rango, una disposición adicional —cuya propuesta de redacción se incluye como Anexo II a este informe— que modifique el RD 413/2014 de modo que permita recuperar las obligaciones de pago no satisfechas correspondientes a las liquidaciones de la retribución específica de instalaciones RECORE, tanto las generadas por las órdenes mencionadas como las que puedan generarse a futuro.

Así, el incumplimiento de los requerimientos de ingreso por parte de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones del régimen retributivo específica sería compensado con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto, aunque estos pudieran corresponder a distintas liquidaciones (por ejemplo, relacionadas con otras instalaciones, o con otras actividades sujetas a retribución regulada).

En aquellos casos en los que la obligación de pago correspondiente a un sujeto productor (o a su representante en modalidad de representación indirecta) no hubiera sido satisfecha en su totalidad, esta deuda podría ser compensada con las cuantías correspondientes a su participación en el mercado mayorista de la electricidad. Para ello, el órgano encargado de las liquidaciones notificaría al operador del mercado el importe del impago y los sujetos afectados, indicando asimismo si es objeto o no de devengo del pago de intereses de demora. En la siguiente liquidación posterior a la referida comunicación, el operador del mercado incluiría una obligación de pago al sujeto correspondiente por el importe del impago notificado por dicho órgano, incrementado en su caso con los correspondientes intereses de demora.

Esta obligación del pago quedaría limitada al 40% del derecho de cobro de cada liquidación del mercado diario o intradiario, incorporando nuevas obligaciones de pago en liquidaciones posteriores hasta que la deuda fuera satisfecha. Los importes detraídos por el operador del mercado serán transferidos al órgano encargado de la liquidación.

4. CONCLUSIÓN

El Pleno de la CNMC aprueba su informe sobre el Proyecto de Real Decreto por el que se regula la producción de energía eléctrica en instalaciones ubicadas en el mar, respecto al cual se aportan las consideraciones vertidas en los epígrafes

anteriores. Estas se refieren esencialmente a una mejor concreción de las particularidades para la percepción del régimen económico de energías renovables (REER) en los territorios no peninsulares y al tipo de consideración de las instalaciones de conexión de este tipo de proyectos, y contienen además una propuesta de incorporación de una disposición adicional para la modificación del Real decreto 413/2014, de 6 de junio, con objeto de permitir recuperar deudas contraídas con el sistema de liquidaciones por parte de instalaciones RECORE que ya no perciban retribución específica.

ANEXO I: LISTADO DE ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

Se han recibido alegaciones de:

Administraciones públicas:

- Consejo de Consumidores y Usuarios - Ministerio de Consumo (informe de no alegaciones)
- Generalitat de Catalunya

Asociaciones:

- Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)
- Asociación Empresarial Eólica (AEE)

Empresas:

- Red Eléctrica de España (como Operador del Sistema)

ANEXO II: PROPUESTA DE DISPOSICIÓN ADICIONAL PARA LA MODIFICACIÓN DEL RD 413/2014

1. Las obligaciones de ingreso correspondientes a las liquidaciones de la retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, tramitadas de acuerdo con lo previsto en este real decreto que no sean satisfechas en los plazos previstos presentarán las particularidades establecidas en los siguientes apartados.

2. En el supuesto de incumplimiento de una obligación de ingreso por parte de los sujetos del sistema eléctrico a los que corresponda efectuar pagos por liquidaciones, esta obligación de ingreso podrá ser compensada con los derechos de cobro correspondientes al mismo sujeto, aunque estas correspondan a distintas liquidaciones.

3. En aquellos casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso que corresponda a un sujeto productor, o a su representante indirecto, no hubiera sido satisfecha en su totalidad de acuerdo con lo previsto en los apartados anteriores, podrá ser compensada con las cuantías correspondientes a la participación en el mercado de la energía proveniente de las instalaciones de producción de la titularidad del primero en los términos previstos a continuación:

a) El órgano encargado de las liquidaciones notificará al operador del mercado el importe del impago de las instalaciones de cada generador, especificando la fecha en la que dicho importe comenzó a devengar intereses de demora.

b) El operador del mercado, en la primera liquidación posterior a la notificación por el órgano encargado de la liquidación, incluirá una obligación de pago a cada instalación por el importe del impago notificado por dicho órgano, incrementado en el montante de los intereses de demora que correspondan conforme a la normativa de aplicación.

A efectos del cálculo de los citados intereses de demora, se computará como tiempo de devengo de los mismos el que medie hasta la fecha de cierre de la liquidación practicada por el operador del mercado.

En los casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso correspondiera a un sujeto productor que ofertara su energía al mercado a través de un representante indirecto, el operador del mercado requerirá a dicho representante el desglose horario por instalación de los programas casados por sus unidades de oferta, tanto en el mercado diario como en los distintos mercados intradiarios, para todas las sesiones pendientes de liquidación económica. El operador del mercado, una vez recibida dicha

información, procederá a calcular los derechos de cobro de las instalaciones titularidad del sujeto productor en los mercados diario e intradiarios.

En ningún caso la obligación de pago podrá ser superior al 40 por ciento del derecho de cobro de cada liquidación del mercado diario o intradiario. Si con la obligación de pago no quedara satisfecho el importe del impago y sus intereses de demora, el operador del mercado incluirá en las liquidaciones posteriores obligaciones de pago en los términos anteriormente descritos.

c) Los importes detraídos por el operador del mercado conforme a lo establecido en los apartados anteriores serán transferidos al órgano encargado de la liquidación.

4. En aquellos casos en que el incumplimiento de la obligación de ingreso que corresponda a un sujeto productor o a su representante indirecto no hubiera sido satisfecha en su totalidad de acuerdo con lo previsto en los apartados anteriores, será compensada con las cuantías liquidadas por el operador del sistema que correspondan al mismo sujeto productor.