

LA ENERGÍA RENOVABLE OFFSHORE: UN ANÁLISIS JURÍDICO



idma

instituto
internacional
de derecho y
medio ambiente

El **Instituto Internacional de Derecho y Medio Ambiente (IIDMA)** es una organización sin ánimo de lucro registrada en España y fundada en 1996 con el objetivo de contribuir a la protección del medio ambiente y a la consecución de un desarrollo sostenible a través del estudio, desarrollo, aplicación y ejecución del Derecho desde una perspectiva internacional y multidisciplinar. Desde 1998, IIDMA está acreditada como observador ante la Asamblea del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. En 2001 fue declarada de interés general por el Ministerio del interior de España.

Para más información sobre el IIDMA, visite: <http://www.iidma.org/>

Se permite reproducir el informe citando la fuente: Instituto Internacional de Derecho y Medio Ambiente (IIDMA), “La Energía Renovable Offshore: Un Análisis Jurídico”, noviembre de 2023.

Autores:

Ana Barreira, Directora, IIDMA: Licenciada en Derecho (Universidad Complutense), Máster en Derecho Ambiental (Universidad de Londres), Máster en Estudios Jurídicos Internacionales (Universidad de Nueva York);

Marta Vicioso, Abogada del IIDMA: Licenciada en Derecho y Relaciones Internacionales (Universidad Pontificia de Comillas), Máster en el Ejercicio Profesional de la Abogacía (Universidad Internacional de la Rioja).

Resumen Ejecutivo

Los océanos representan un gran potencial como fuente de energía renovable. Aunque existen múltiples energías renovables marinas – undimotriz, mareomotriz, osmótica, maremotérmica y cinética de las corrientes – las tecnologías que explotan estos recursos energéticos siguen en fase de investigación y desarrollo. La energía eólica marina es la única tecnología que ha alcanzado una madurez suficiente como para permitir su despliegue comercial a nivel global. Sin embargo, la implantación de parques eólicos *offshore* en España no ha sido posible hasta el desarrollo de la tecnología eólica flotante.

España tiene la oportunidad de garantizar un despliegue ordenado y eficiente de la energía eólica *offshore* en sus costas. El objetivo recogido en la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar es entre 1 y 3 GW de capacidad eólica marina instalada para 2030, si bien el borrador de actualización del PNIEC 2023-2030 se posiciona en el máximo de ese objetivo. Esta meta es ambiciosa y los plazos son ajustados, por lo que tener proyectos operativos para finales de la década va a exigir mucho análisis y cautela para no generar daños irreparables en el medio marino, así como la colaboración de todos los actores.

Sin embargo, España debe sortear una importante barrera normativa: la elaboración de un nuevo Real Decreto que regule el procedimiento de autorización de parques eólicos marinos. El despliegue comercial de esta energía renovable vendrá con desafíos sociales y medioambientales, por lo que es imprescindible formular un procedimiento de autorización con las máximas garantías. En este sentido, el presente informe se ha elaborado con el propósito de contribuir a la preparación de ese nuevo procedimiento.

Para ello, en este informe se examina el régimen jurídico vigente en la Unión Europea y España en relación con los procedimientos de autorización de la energía eólica marina. Un requisito previo y esencial antes de autorizar cualquier proyecto es contar con Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM).

Este informe analiza el régimen jurídico para la autorización de parques eólicos en el Reino Unido, Dinamarca y Alemania comparando los principales elementos del marco normativo *offshore* – ordenación del espacio marítimo, procedimiento de licitación y procedimiento de autorización –. Este análisis comparado sirve para conocer los aciertos y errores de los tres países europeos con mayor experiencia en el despliegue de este sector renovable.

Ese análisis ha permitido formular las siguientes recomendaciones:

- **En relación con la caracterización del espacio marítimo español** – es fundamental la adopción de un instrumento de planificación que realice una caracterización más específica de las zonas de alto potencial para la energía eólica marina (ZAPER) identificadas en los POEM. Antes de comenzar un procedimiento de licitación, se deben identificar los emplazamientos más adecuados para la instalación de parques eólicos *offshore* que respeten los ecosistemas marinos. Además, los estudios técnicos que se lleven a cabo en el marco de esta caracterización deben ponerse a disposición del sector eólico marino antes de convocar una ronda de licitación.

- **En relación con el procedimiento de licitación** – para evitar que se desarrollen proyectos con un fin exclusivamente económico, las rondas de licitación deben convocarse en función de las necesidades reales de capacidad de instalación existentes en España. Además, el diseño de las rondas debe ser dinámico y flexible, para poder adaptarse a las necesidades cambiantes del sector eólico marino. Por último, los proyectos presentados en el marco de una ronda de licitación deben evaluarse en base a una serie de criterios cualitativos, y no meramente económicos.
- **En relación con el procedimiento de autorización** – es primordial que el promotor de un parque eólico *offshore* esté en el núcleo de todo procedimiento de autorización. En este sentido, antes de solicitar el permiso de explotación o construcción, el promotor debería organizar diálogos con las autoridades y la comunidad local afectada, con el fin de configurar una propuesta de proyecto con altas tasas de aceptación social.
- **En relación con el esquema de financiación** – el mecanismo de apoyo estatal debe ser el de los Contratos por Diferencia (CfD), en consonancia con el acuerdo alcanzado en el Consejo Europeo sobre una propuesta para modificar la configuración del mercado de la electricidad de la Unión Europea. Se trata de un sistema que garantiza unos ingresos estables al promotor y minimiza los costes financieros, permitiendo en última instancia que los consumidores no asuman un coste adicional en caso de fluctuación de los precios energéticos.

Además, en las rondas de licitación que designen al ganador en función de una cantidad de dinero ofrecida al Estado – conocido como el sistema de puja negativa (*negative bidding*) – no deben aceptarse cantidades de dinero sin límite alguno. Este sistema – mediante el cual los promotores compiten entre sí por ofrecer al estado la cantidad de dinero más elevada por construir un parque eólico marino – impone costes adicionales a los promotores que después deben repercutirse en la sociedad. Por lo tanto, las ofertas negativas se traducirán en un aumento de los precios de la electricidad y podrá hacer que la energía eólica *offshore* deje de ser competitiva frente a otras tecnologías renovables.

Executive Summary

The oceans represent great potential as a source of renewable energy. Although there are multiple marine renewable energies – wave, tidal, osmotic, tidal thermal and marine currents – the technologies that exploit these resources are still in the research and development phase. Offshore wind is the only technology that has reached sufficient maturity to allow for global commercial deployment. However, the implementation of offshore wind farms in Spain has not been possible until the development of floating wind technology.

Spain has the opportunity to ensure an orderly and efficient deployment of offshore wind energy along its coasts. The target set out in the Roadmap for the Development of Offshore Wind and Marine Energy is between 1 and 3 GW of installed offshore wind capacity by 2030, although the draft update of the NECP 2023-2030 is positioned at the upper end of this target. This goal is ambitious and the deadlines are tight, so having projects operational by the end of the decade will require a great deal of analysis and caution to avoid irreparable damage to the marine environment, as well as the collaboration of all stakeholders.

However, Spain must first overcome a major regulatory hurdle: the drafting of a new Royal Decree regulating the authorisation procedure for offshore wind farms. The commercial deployment of this renewable energy will come with social and environmental challenges, so it is essential to formulate a coherent authorisation procedure with maximum guarantees. In this sense, this report has been prepared with the purpose of contributing to the elaboration of this new procedure.

To this end, this report examines the current legal regime in the European Union and Spain in relation to authorisation procedures for offshore wind energy. A prerequisite and essential requirement before any project can be authorised is to have Maritime Spatial Plans (MSPs) in place.

This report analyses the legal regime for the licensing of wind farms in the UK, Denmark and Germany by comparing the main elements of the offshore regulatory framework – offshore spatial planning, tendering and licensing procedures. This comparative analysis provides insight into the strengths and weaknesses of the three European countries with the most experience in the deployment of this renewable sector.

This analysis has led to the following recommendations:

- **In relation to the characterization of the Spanish maritime space** - it is essential to adopt a planning instrument that carries out a specific characterization of the areas of high potential for offshore wind energy identified in the MSPs. Before starting a bidding procedure, the most suitable sites for the installation of offshore wind farms should be identified. In addition, the technical studies to be carried out as part of this characterization should be made available to the offshore wind sector before a bidding round is called.
- **In relation to the bidding procedure** - to avoid projects being developed for purely economic purposes, bidding rounds should be called on the basis of the real needs for installation capacity in Spain. Furthermore, the design of the rounds should be dynamic and flexible in order to be able to adapt to the

changing needs of the offshore wind sector. Finally, projects submitted in the framework of a bidding round should be assessed based on a number of qualitative, rather than purely economic, criteria.

- **In relation to the permitting procedure** - it is paramount that the developer of an offshore wind farm is at the heart of any permitting procedure. In this regard, before applying for the operating or construction permit, the developer should organize dialogues with the authorities and the affected local community, in order to shape a project proposal with high rates of social acceptance.
- **In relation to the financing scheme** - the state support mechanism should be that of the Contracts for Difference (CfD), in line with the agreement reached in the European Council on a proposal to modify the configuration of the EU electricity market. This is a system that guarantees a stable income to the developer and minimizes financial costs, ultimately preventing consumers from bearing an additional cost in the event of fluctuating energy prices.

In addition, bidding rounds that designate the winner on the basis of an amount of money offered to the state - known as negative bidding - should not accept unlimited amounts of money. This system - whereby developers compete with each other to offer the state the highest amount of money to build an offshore wind farm - imposes additional costs on developers that must then be passed on to society. Negative bids will therefore result in higher electricity prices and may make offshore wind energy uncompetitive compared to other renewable technologies.

Índice

INTRODUCCIÓN	10
1. ANÁLISIS PRELIMINAR Y GENERAL SOBRE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MAR	11
1.1. Retos y oportunidades de la energía eólica marina.....	12
1.2. La tecnología eólica marina: desarrollo mundial	15
1.3. Objetivos sobre energía eólica marina de la UE y España	16
1.4. Régimen jurídico vigente en la UE y España	19
1.5. La ordenación del espacio marítimo en España para el desarrollo de renovables.....	21
2. ANÁLISIS COMPARADO DE PAÍSES DE ÉXITO EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LA EÓLICA MARINA	27
2.1. Reino Unido	27
2.1.1. La función de The Crown Estate	28
2.1.2. El diseño de las rondas de arrendamiento	29
2.1.3. La cuarta ronda de arrendamiento	31
2.1.4. Obtención de la Orden de Consentimiento de Desarrollo	34
2.1.5. Los Contratos por Diferencia.....	36
2.1.6. Obtención de los contratos de arrendamiento	37
2.1.7. Síntesis de la legislación de Reino Unido.....	38
2.2. Alemania	39
2.2.1. Delimitación del área eólica en la ZEE	40
2.2.2. Investigación central de las zonas y procedimiento de licitación.....	42
2.2.3. Aprobación de la planificación del proyecto	44
2.2.4. Síntesis de la legislación de Alemania.....	46
2.3. Dinamarca.....	47
2.3.1. La ordenación del espacio marítimo danés.....	48
2.3.2. El procedimiento de autorización para la construcción y explotación de un parque eólico marino.....	49
2.3.3. Autorizaciones concedidas por la ADE	53
2.3.4. Evaluación de impacto ambiental.....	54
2.3.5. Síntesis de la legislación de Dinamarca	54
3. RECOMENDACIONES.....	56
ANEXO 1.....	59
ANEXO 2.....	61

Índice de tablas

Tabla 1 – Retos y desafíos de la energía eólica marina	13
Tabla 2 - Zonificación para la ubicación de parques eólicos marinos teniendo en cuenta la biodiversidad marina.....	22
Tabla 3 - Detalles técnicos de las ZAPER en las cinco demarcaciones marinas	23
Tabla 4 - Criterios de obligado cumplimiento para la construcción de un parque eólico marino.....	25
Tabla 5 - Objetivos de reducción de emisiones de GEI en Reino Unido	27
Tabla 6 - Recopilación del procedimiento de licitación de la cuarta ronda.....	31
Tabla 7 - Fases del régimen de autorización de la OCD.....	34
Tabla 8 – Características principales de la regulación offshore de Reino Unido	38
Tabla 9 – Comparación de los procedimientos de licitación de Alemania	43
Tabla 10 - Fases del procedimiento de aprobación ante la BSH.....	45
Tabla 11 - Tipo de evaluación ambiental requerida según el número de turbinas eólicas	46
Tabla 12 – Características principales de la regulación offshore de Alemania.....	46
Tabla 13 - Preparación del procedimiento de licitación	51
Tabla 14 - Resumen de las autorizaciones concedidas por la ADE.....	53
Tabla 15 – Características principales de la regulación offshore de Dinamarca.....	55

Índice de figuras

Figura 1 – Tipología de anclaje de aerogeneradores de cimentación fija y aerogeneradores flotantes ...	12
Figura 2 – Potencia instalada offshore Operativa.....	15
Figura 3 – Capacidad de energía eólica offshore instalada en la UE-27 entre 2013 y 2022	18
Figura 4 - Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas	23
Figura 5 - ZAPER de las demarcaciones marinas	25
Figura 6 - Identificación de las cuatro zonas de licitación de la cuarta ronda	30
Figura 7 - Esquema general de las rondas de arrendamiento	30
Figura 8 - Potencia y ubicación de los proyectos adjudicados en la cuarta ronda	34
Figura 9 - Tecnologías beneficiarias de contratos CfD en la Ronda 4	37
Figura 10 - Designación de zonas en la ZEE del Mar del Norte (izquierda) y del Mar Báltico (derecha) ...	41
Figura 11 - Visualización de las zonas designadas en el PDZ 2023 (en naranja).....	42
Figura 12: Mapa del rough screening (izquierda) y selección final de emplazamientos (derecha).....	49

Acrónimos

ADE	Agencia Danesa de la Energía
BNetzA	Agencia Federal de Redes (Alemania)
BOE	Boletín Oficial del Estado
BSH	Agencia Federal Marítima e Hidrográfica (Alemania)
CC.AA	Comunidades Autónomas
CfD	Contratos por diferencia (Reino Unido)
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
Energinet.dk	Operador del Sistema de Transportes (Dinamarca)
EWG	Ley de Industria Energética (Alemania)
IDEM	Infraestructura de Datos Espaciales Marítimos (Dinamarca)
LCCC	Low Carbon Contracts Company (Reino Unido)
LPER	Ley de Promoción de Energías Renovables (Dinamarca)
OCD	Orden de consentimiento de desarrollo (Reino Unido)
OFTO	Offshore transmission owner (Reino Unido)
PDZ	Plan de Desarrollo de Zona (Alemania)
PIIN	Proyectos de infraestructura de importancia nacional
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
POEM	Planes de Ordenación del Espacio Marítimo
UVPG	Ley de evaluación de impacto ambiental (Alemania)
WindSeeG	Ley de Desarrollo y Fomento de la Energía Eólica (Alemania)
ZAP	Zonas de Alto Potencial
ZAPER	Zonas de Alto Potencial para el Desarrollo de la Energía Eólica
ZEE	Zona Económica Exclusiva
ZUP	Zonas de Uso Prioritario

INTRODUCCIÓN

La energía eólica marina es un recurso renovable prometedor y de rápido crecimiento, que permite a los países costeros aprovechar los vientos más constantes y elevados presentes en el océano. El potencial de este recurso es inmenso, puesto que se estima que tiene la capacidad de generar más de 420 000 TWh al año, una capacidad suficiente como para satisfacer 11 veces la demanda mundial de electricidad en 2040¹. Estas características han convertido a la energía eólica *offshore* en una importante adición en la cartera de tecnologías para descarbonizar el sector energético de muchos países. Asimismo, las mejoras tecnológicas, la eficiencia en la cadena de suministro y la reducción de costes está permitiendo que el sector eólico marino crezca a pasos gigantescos. Según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la capacidad global instalada de la eólica *offshore* pasará de los 23 GW en 2018 a los 228 GW en 2030 y cerca de los 1000 GW en 2050².

En España, no obstante, el despliegue comercial de la energía eólica *offshore* se ha visto obstaculizado por las características de su plataforma continental, que desciende abruptamente a poca distancia de la costa, dificultando la instalación de turbinas ancladas al lecho marino. Esta realidad orográfica ha sido un obstáculo hasta el reciente desarrollo de la tecnología eólica flotante, que ha dado paso a la construcción de parques eólicos en profundidades de hasta 1000 metros. Sin embargo, antes de poder explotar el recurso eólico disponible en nuestras costas, España también debe sortear una importante barrera normativa: la elaboración de un nuevo Real Decreto que regule el procedimiento de autorización de parques eólicos marinos.

El panorama en España se encuentra en una página en blanco y tiene la oportunidad de garantizar un despliegue ordenado y eficiente de la energía eólica *offshore* en sus costas. Por ello, es necesario realizar un análisis comparado que permita conocer experiencias en esta materia para extraer lecciones y poder elaborar recomendaciones que vayan rellenando esa página. Para ello, el presente informe realiza en primer lugar un examen general de esta tecnología. A continuación, analiza las legislaciones de tres países europeos: Reino Unido, Alemania y Dinamarca, los cuales cuentan con gran experiencia en el despliegue de la energía eólica marina, con el fin de identificar las particularidades de su procedimiento de autorización que les ha permitido alcanzar unos niveles de capacidad de generación tan elevados. Finalmente, se formulan una serie de recomendaciones que puedan servir de guía para el nuevo procedimiento de autorización de parques eólicos *offshore* en España.

¹ Agencia Internacional de la Energía, “Offshore Wind Outlook 2019”, https://iea.blob.core.windows.net/assets/495ab264-4ddf-4b68-b9c0-514295ff40a7/Offshore_Wind_Outlook_2019.pdf.

² IRENA, “Future of Wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects”, https://www.irena.org/-/media/files/irena/agency/publication/2019/oct/irena_future_of_wind_2019.pdf.

1. ANÁLISIS PRELIMINAR Y GENERAL SOBRE LA ENERGÍA RENOVABLE EN EL MAR

Los océanos esconden un gran potencial energético y constituyen una enorme reserva de energía prácticamente sin explotar, aunque su desarrollo a gran escala ya está en marcha. Existen diversas tecnologías que explotan el recurso energético que se manifiesta en las olas (undimotriz), las mareas (mareomotriz), los niveles de salinidad (osmótica), las diferencias de temperatura (maremotérmica) y las corrientes. Todas estas energías se caracterizan por su eficiencia a baja velocidad, puesto que el agua puede generar energía aún con movimientos mínimos, al ser 1000 veces más densa que el aire³. Sin embargo, las energías del mar todavía no han alcanzado una madurez tecnológica suficiente como para permitir su despliegue comercial a nivel global, a diferencia de la energía eólica marina.

En este sentido, la energía eólica marina es una fuente de energía limpia y renovable que permite generar energía eléctrica del viento en alta mar. Los aerogeneradores se ubican en el mar territorial o en la Zona Económica Exclusiva (ZEE)⁴, una localización que implica ventajas significativas respecto a la eólica terrestre⁵. Por este motivo, en los últimos años se viene impulsando el desarrollo y aplicación de esta tecnología en distintos países, como una de las claves para lograr una transición energética hacia la descarbonización.

Hay dos tipos de tecnología eólica marina cuyo desarrollo comercial se considera viable en la actualidad: los aerogeneradores marinos de cimentación fija y los aerogeneradores marinos sobre plataforma flotante. En la tecnología de cimentación fija, las turbinas se apoyan en estructuras de hormigón o acero construidas directamente sobre el lecho marino. En cambio, las turbinas flotantes se montan sobre una subestructura flotante que se mantiene en su sitio mediante cabos de amarre anclados al lecho marino. En ambas tecnologías, la energía producida es evacuada mediante un cable de exportación hasta una subestación de distribución en tierra, que es la que suministra la electricidad al usuario final⁶. Sin embargo, si el parque eólico marino se encuentra a gran distancia de la costa, se necesita construir una subestación en el mar territorial o la ZEE que eleve el voltaje de la potencia generada por las turbinas para que pueda ser transportada hasta la subestación terrestre⁷.

³ E-ficiencia, “Energía del Mar - ¿Es renovable?”, <https://e-ficiencia.com/energia-marina/>.

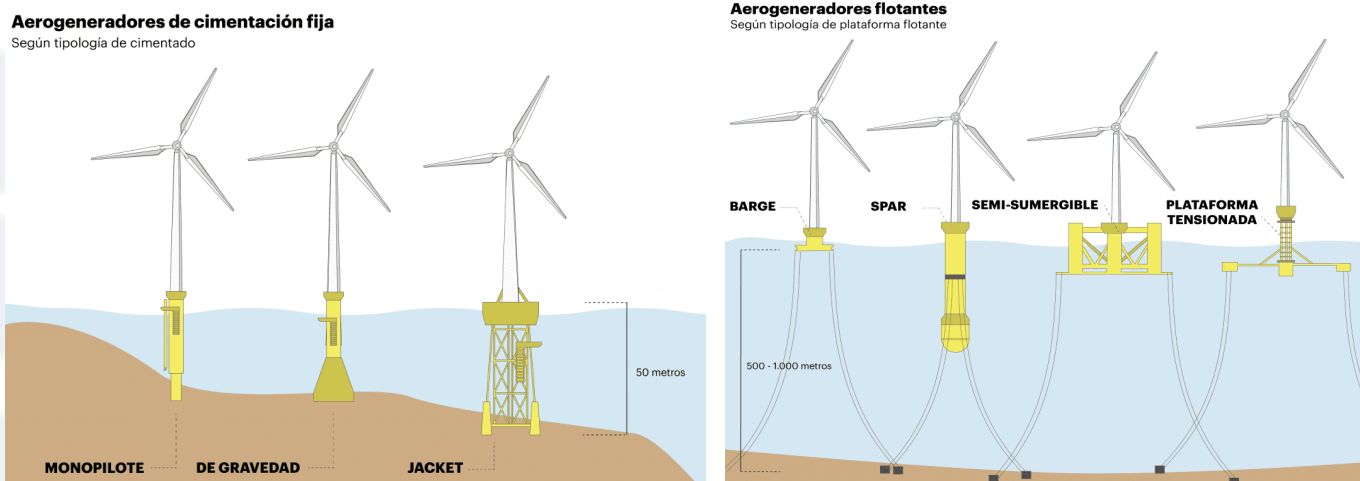
⁴ La ZEE es un espacio marítimo que se extiende 200 millas náuticas desde la costa hacia el mar y dónde el Estado ribereño tiene derechos soberanos a los efectos de la exploración y explotación de los recursos naturales del lecho marino, del subsuelo y de las aguas suprayacentes.

⁵ Ver epígrafe 1.1.

⁶ Iberdrola, “La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación”, Iberdrola, <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante>.

⁷ El transporte de la energía eléctrica se debe hacer en alto voltaje para reducir la intensidad eléctrica, que es la causante de la caída de tensión y consecuente desperdicio de energía en las líneas eléctricas de transporte.

Figura 1 – Tipología de anclaje de aerogeneradores de cimentación fija y aerogeneradores flotantes



Fuente: Newtral

La diferencia primordial entre la tecnología de cimentación fija y la tecnología flotante es que la primera deja de ser económicamente viable a profundidades de más de 60 metros⁸, mientras que la segunda puede desarrollarse a profundidades de hasta 1000 metros. Esto significa que las estructuras flotantes abren la puerta a nuevos emplazamientos más alejados de la costa y supone un hito para países como España, cuya plataforma continental desciende rápidamente a poca distancia de la costa. El potencial de la tecnología flotante se acentúa si tenemos en cuenta que el 80% del potencial técnico de generación de energía eólica marina⁹, estimado en unos 420 000 TWh anuales, se encuentran en aguas de más de 60 metros de profundidad¹⁰.

1.1. Retos y oportunidades de la energía eólica marina

La energía eólica marina, tanto de cimentación fija como flotante, ofrece una serie de ventajas respecto a la energía eólica terrestre. Sin embargo, para garantizar que esta tecnología se despliegue de manera ordenada y respetuosa con el medioambiente, es indispensable desarrollar un sistema riguroso de autorización, desarrollo y puesta en marcha de proyectos eólicos *offshore*. Concretamente en el caso de España, este reto es todavía mayor pues partimos prácticamente desde cero, sin contar con un marco normativo adecuado y sin que se haya iniciado ninguna ronda de licitación para el desarrollo de proyectos eólicos en el mar territorial o la ZEE.

⁸ La cantidad de acero u hormigón necesario para construir una estructura fija de más de 60 metros de largo, así como la logística necesaria para instalarla, encarece su construcción hasta el punto de ser inviable.

⁹ El potencial técnico incluye la energía eólica marina situada a una distancia de hasta 300 km de la costa y a una profundidad de hasta 2000 metros. Quedan excluidas las zonas de protección de medioambiente, las zonas de amortiguación para las infraestructuras existentes, las prospecciones de petróleo y gas, las rutas marítimas y la pesca.

¹⁰ International Energy Agency, “Offshore Wind Outlook 2019”, supra.

Tabla 1 – Retos y desafíos de la energía eólica marina

	Oportunidades	Retos
Común a ambas tecnologías	<p>(1) El viento en el mar es más fuerte, constante y estable que en tierra, debido fundamentalmente a la ausencia de barreras¹¹. Esto significa que la producción eléctrica de la energía eólica marina es mayor que la de su alternativa en tierra.</p> <p>(2) El régimen de viento existente en el mar es más laminar que el de tierra, y la menor turbulencia supone menor rugosidad superficial e implica un factor de cortadura vertical bajo. Esta realidad permite una altura de torre menor que la que sería necesaria en tierra para la misma potencia y dimensiones de pala, suponiendo un ahorro en costes de material¹².</p> <p>(3) Los factores de capacidad, conocidos como la producción media anual en relación con la potencia nominal máxima, son superiores en la energía eólica marina que otras energías renovables variables. Por ejemplo, la capacidad media mundial de las turbinas eólicas marinas en 2018 fue del 33%, frente al 25% de la eólica terrestre y el 14% de la solar fotovoltaica¹³.</p> <p>(4) Los proyectos se ubican en áreas alejadas de la población local, lo que a priori puede evitar conflictos con la ciudadanía, que no sufre un impacto directo derivado del ruido y/o cercanía a sus viviendas de los aerogeneradores.</p>	<p>(1) El impacto paisajístico de los aerogeneradores puede ser alto, un factor importante en países como España, con un fuerte sector turístico. De acuerdo con estudios realizados en la materia, los aerogeneradores con alturas de buje de 75 metros y altura hasta la punta de la pala de 103,5 metros son visibles a distancias de 29 km aproximadamente, y el movimiento de las aspas es visible a distancias de hasta 41 km¹⁴. A esto hay que sumar que los parques eólicos actuales son de un tamaño mucho mayor, superando alturas de 200 metros, por lo que es probable que las turbinas sean visibles a una distancia incluso mayor.</p> <p>(2) Los parques eólicos marinos deben coexistir con otras actividades marítimas importantes, como la pesca, los regímenes portuarios y militares, las rutas navales y las reservas naturales. Como se analizará más adelante, los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) han ordenado todos estos intereses para garantizar su coexistencia conforme al enfoque ecosistémico.</p> <p>(3) Los promotores de parques eólicos marinos deben sortear importantes desafíos de instalación, relacionados con las condiciones marítimas y ambientales, las dimensiones de las turbinas y la posición submarina de parte de sus elementos.</p> <p>(4) Ambas tecnologías suponen una amenaza para la biodiversidad local. Las aves marinas, los peces y los mamíferos marinos pueden empezar a evitar la zona de los parques eólicos debido al ruido, el tráfico marítimo y las colisiones con las turbinas y los buques de mantenimiento o construcción. Este posible desplazamiento de animales podría tener graves repercusiones en las redes tróficas oceánicas. El Tribunal de Cuentas Europeo ha advertido que todavía no se han identificado, analizado o afrontado suficientemente el</p>

¹¹ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, “Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar en España”, https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/eshreolicamarina-pdfaccesiblev5_tcm30-534163.pdf.

¹² Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y Energías del Mar en España, supra.

¹³ International Energy Agency, “Offshore Wind Outlook 2019”, supra.

¹⁴ Robert G. Sullivan, “Assessment of Seascape, Landscape, and Visual Impacts of Offshore Wind Energy Developments on the Outer Continental Shelf of the United States”, Bureau of Ocean Energy Management, <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/environment/environmental-studies/BOEM-2021-032.pdf>.

	Oportunidades	Retos
		<p>impacto en el medio marino de las instalaciones en el mar¹⁵.</p> <p>(5) Ese Tribunal de Cuentas también ha señalado el reto relacionado con la disponibilidad de materias primas, sobre todo en cuanto a la dependencia de terceros países para conseguir las materias primas necesarias para el despliegue de energías marinas¹⁶.</p>
Flotante	<p>(1) El viento es aún más fuerte a distancias mayores de la costa, dónde pueden ubicarse los parques eólicos flotantes. Además, una posible ubicación más lejana causará menos disrupción en las comunidades de aves locales.</p> <p>(2) Las turbinas flotantes pueden instalarse con un menor ruido atmosférico que las turbinas de cimentación fija, al no requerir el hincado de monopilotes en el lecho marino, por lo que se genera una molestia menor en los mamíferos marinos sensibles al ruido¹⁷.</p> <p>(3) La tecnología flotante ofrece facilidades de fabricación e instalación, puesto que las turbinas y plataformas flotantes pueden construirse y embalsarse en tierra para luego ser remolcadas hasta el lugar de instalación en alta mar, un mecanismo que permite reducir tiempo y costes de montaje¹⁸.</p>	<p>(1) Al ser una nueva tecnología, la eólica flotante requiere una reducción de costes para alcanzar una escala comercial. Los primeros parques flotantes alcanzaron un coste nivelado de la energía superior a los 180€/MWh aproximadamente, frente a los 45€/MWh que actualmente cuesta la eólica de cimentación fija¹⁹.</p> <p>(2) Uno de los principales retos relacionados con los parques eólicos flotantes es el relativo a la subestación marina, una infraestructura clave que recupera la corriente producida por los aerogeneradores y eleva su tensión para que pueda ser inyectada en la red eléctrica terrestre. El desafío está en desarrollar una subestación flotante, que pueda servir de centro neurálgico a los parques eólicos situados en profundidades de más de 100 metros y muy alejados de la costa, dónde las subestaciones tradicionales de cimentación fija no pueden llegar. Si bien existen varios prototipos de subestaciones <i>offshore</i> flotantes, todos se encuentran en fase de investigación y desarrollo²⁰.</p>
Cimentación fija	<p>(1) La tecnología de cimentación fija ha logrado una reducción del 70% de costes desde 2015, gracias a los desarrollos tecnológicos y las economías de escala. Esto ha permitido que los precios de electricidad</p>	<p>(1) Dado que la tecnología eólica de cimentación fija se encuentra en un estado técnico muy avanzado, no se identifican retos más allá que los mencionados para la energía eólica marina en general.</p>

¹⁵ Tribunal de Cuentas Europeo, “Informe Especial 22/2023: Energía renovable marina en la UE – Los planes de crecimiento son ambiciosos, pero la sostenibilidad supone todavía un reto”, <https://www.eca.europa.eu/es/publications/SR-2023-22>.

¹⁶ Ibid.

¹⁷ Ørsted, “Deeper waters, stronger winds”, https://orsted.es/vision-y-articulos/libros-blancos/eolica-flotante?gclid=Cj0KCQjw8qmhBhCIARIsANAtboft2Gkzs0KjVolCnF2Aw9ET9xUVQH7YUbjqUV-s7TICwJ6HQaC_q_lkaAsvTEALw_wcB.

¹⁸ Iberdrola, “La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación”, supra.

¹⁹ Jocelyn Timperley, “Floating offshore wind prepares to go commercial”, Energy Monitor, <https://www.power-technology.com/analysis/floating-offshore-wind-prepares-to-go-commercial/>

²⁰ En España, un consorcio de 11 empresas vascas está desarrollando el proyecto WIND2GRID desde el año 2020, con vistas a desarrollar la tecnología y los sistemas necesarios para impulsar el despliegue comercial de subestaciones *offshore* flotantes. La información detallada del proyecto puede consultarse en el siguiente enlace: <https://www.wind2gridproject.com/es/>.

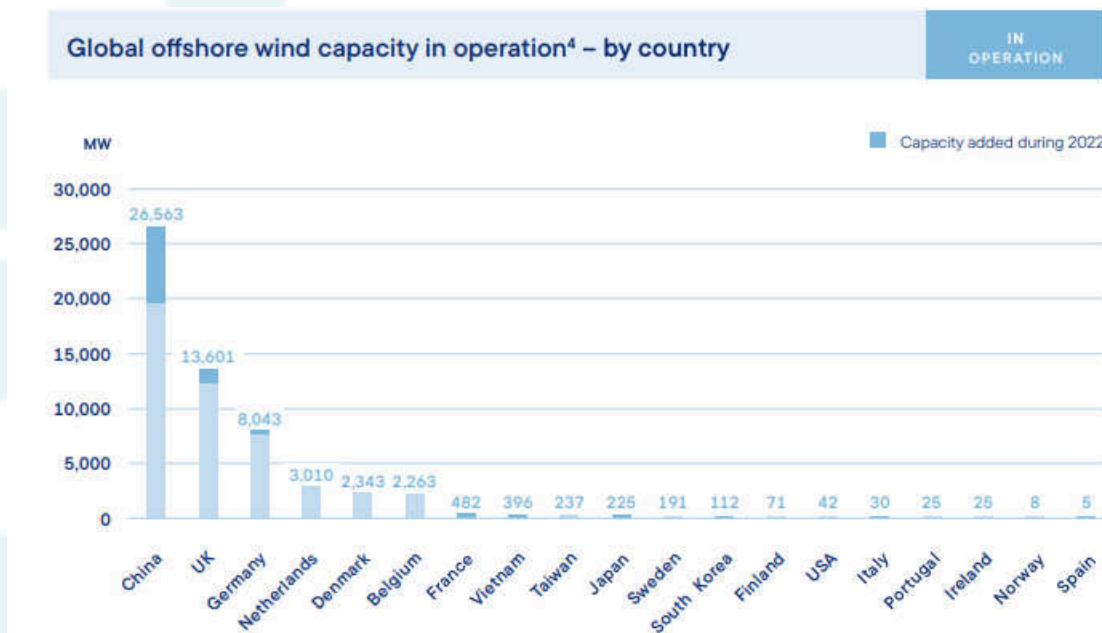
	Oportunidades	Retos
	generada hayan disminuido, alcanzando tarifas inferiores a los 50€/MWh en las subastas europeas más recientes ²¹ .	

Fuente: Elaboración propia

1.2. La tecnología eólica marina: desarrollo mundial

El grado de aplicación y desarrollo de la energía eólica marina varía sustancialmente según el país analizado. La siguiente gráfica, elaborada por el *World Forum Offshore Wind*²², ordena los países de mayor a menor potencia instalada de tecnología eólica marina. Destacan especialmente China (26.563 MW), Reino Unido (13.601 MW) y Alemania (8.043 MW). En segundo término, países como Holanda (3.010 MW), Dinamarca (2.343 MW) y Bélgica (2.263 MW) también cuentan con una potencia instalada notablemente superior al resto.

Figura 2 – Potencia instalada offshore Operativa



Fuente: World Forum Offshore Wind Report 2022

Como se observa en la gráfica anterior, España se encuentra a la cola. Esto se debe a que las características de la plataforma continental española, que desciende abruptamente a poca distancia de la costa, han impedido que se lleve a cabo apenas algún proyecto eólico de cimentación fija. La única excepción es la del aerogenerador del campo de pruebas de la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) instalado en Gran Canaria, que empezó a operar en el año 2018 y cuenta con una potencia de 5

²¹ Tomás Romagosa, “La tecnología de cimentación fija en la eólica marina ha conseguido una reducción de costes del 70% en los últimos 5 años”, Asociación Empresarial Eólica, https://aeolica.org/wp-content/uploads/2019/12/10122019-INFOENERGETICA_Entrevista-Tomas-Romagosa_Eolica-offshore.pdf.

²² World Forum Offshore Wind, “Global Offshore Wind Report 2022”, WFO, https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2023/03/WFO_Global-Offshore-Wind-Report-2022.pdf.

MW²³. Se espera que el desarrollo de la tecnología eólica flotante, que ya cuenta con un prototipo en PLOCAN²⁴, sea la clave para desbloquear la capacidad proyectada de España en potencia instalada de tecnología eólica marina.

Sin embargo, a pesar del reciente impulso de la eólica flotante, esta tecnología sigue estando muy lejos de las cifras de potencia instalada de la eólica común. En el año 2021, la potencia instalada global de la eólica flotante, ubicada fundamentalmente en Reino Unido y Portugal, era de tan solo 139 MW, lo que supone una contribución de apenas un 0,2% a la potencia instalada global de eólica marina²⁵. Teniendo en cuenta los proyectos en marcha y los proyectos en proceso de ejecución, se estima que la capacidad global de energía eólica flotante alcanzará los 18.9 GW de potencia instalada en el año 2030. Esto supondría en torno a un 6% de la potencia instalada de eólica marina a nivel mundial, si bien más del 70% de esta potencia se alcanzará a finales de la década, entre los años 2028 y 2030²⁶.

No obstante, su desarrollo se está potenciando de forma decidida en una serie de países con una situación similar a la de España, como son Reino Unido, especialmente en Escocia, Francia, Corea del Sur, Japón, Estados Unidos, sobre todo en California, Italia, Noruega, Colombia e Irlanda²⁷. Según el *Global Offshore Wind Report 2022*, a finales de esta década, las cinco mayores potencias de eólica flotante serán Corea del Sur, Reino Unido, Estados Unidos, España e Irlanda, y Europa será el mayor mercado de esta tecnología con una cuota de mercado del 57%, por delante de Asia (29%) y Norteamérica (12%)²⁸.

1.3. Objetivos sobre energía eólica marina de la UE y España

A nivel de la Unión Europea, la tecnología eólica marina es una de las apuestas clave a futuro en el sector de las renovables. La Estrategia de la UE para aprovechar el potencial de la energía renovable marina para un futuro climáticamente neutro ²⁹ preveía un aumento desde los 12 GW de eólica marina instalados³⁰ hasta al menos 60 GW en 2030, con vistas a alcanzar los 300 GW en 2050. Dichas previsiones podrían elevarse aún más teniendo en cuenta el aumento de los objetivos de reducción de GEI³¹, por un lado, y la propuesta de aumentar la cuota mínima de generación de energía proveniente de

²³ PLOCAN, “Puesta en marcha del proyecto ELICAN de aerogenerador marino liderado por ESTEYCO”, <https://www.plocan.net/index.php/es/2018/junio/1987-aerogenerador-esteyco-es>.

²⁴ Antonio Barrero, “La primera Plataforma flotante TLP del mundo comienza a inyectar electricidad en Canarias”, Energías Renovables, <https://www.energias-renovables.com/eolica/la-primera-plataforma-eolica-flotante-tlp-del-20230307>.

²⁵ Rebecca Williams, Feng Zhao y Joyce Lee, “Global Offshore Wind Report 2022”, Global Wind Energy Council, <https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Global-Offshore-Wind-Report-2022.pdf>.

²⁶ Ibid.

²⁷ Ibid.

²⁸ Ibid.

²⁹ COM (2020) 741 final, de 19.11.2020.

³⁰ La estrategia cita como fuente el informe sobre la situación de la competitividad de las energías limpias de la Comisión Europea (SWD (2020) 953 final), que se refiere a datos de 2019 (ver sección 3.1 de dicho informe).

³¹ Reducción de las emisiones netas de GEI de, al menos, un 55% con respecto a los niveles de 1990 (Art. 4, Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 (DOUE L 243, de 09.07.2021) conocido como Ley Europea del Clima.

fuentes renovables y el objetivo de eficiencia energética³², que se llevó a cabo en primer término a través del paquete de medidas *Fit for 55*³³.

Al mismo tiempo, los Estados miembros son más ambiciosos: la suma de sus objetivos nacionales de energía eólica marina asciende actualmente a 107 GW, lo que supera con creces el objetivo de la UE. Para alcanzar esos 107 GW en 2030, los países de la UE tendrán que multiplicar casi por siete la instalación de aquí a finales de la década³⁴.

Tras el estallido de la guerra de Ucrania, y con el fin de reducir la dependencia energética de la UE de terceros países, la Comisión Europea presentó el paquete *REPowerEU*³⁵, que entre otras medidas proponía elevar el objetivo de fuentes de energía renovable a una cuota del 45% para 2030³⁶. En virtud de esta nueva meta, también propuso una revisión de la Directiva de Energías Renovables (RED III) ³⁷. Esta nueva Directiva finalmente ha elevado el objetivo vinculante de la UE en materia de energías renovables para 2030 a un mínimo del 42,5%³⁸, frente al anterior objetivo del 32%. Al mismo tiempo, también prevé que los Estados miembros deben procurar incrementar conjuntamente la cuota de energía procedente de fuentes renovables hasta el 45 % del consumo final bruto de energía de la Unión en 2030.

³²Actualmente están fijados en un 32% respecto al objetivo de energías renovables (Art. 3, Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 (DOUE L 328, de 21.12.2018) y en un 32,5% respecto al de eficiencia energética (Art. 1, Directiva (UE) 2018/2022 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 (DOUE L 328, de 21.12.2018).

³³ COM/2021/550 final, de 14.7.2021. Proponía aumentar el objetivo relativo a las energías renovables del 32% a un 40% y el de la eficiencia energética del 32,5% a un 36%.

³⁴ Zahra Janipour, "Great Efforts Required To Achieve EU Countries' National Offshore Wind Energy Targets", Rabobank, <https://www.rabobank.com/knowledge/d011347929-great-efforts-required-to-achieve-eu-countries-national-offshore-wind-energy-targets>.

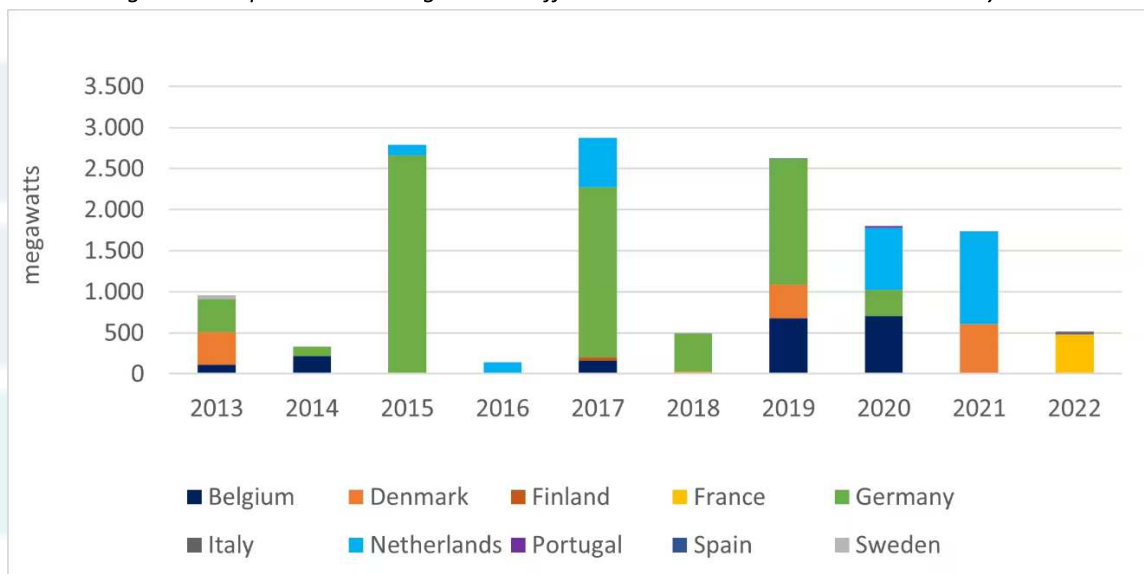
³⁵ COM/2022/230 final, de 18.5.2022.

³⁶ Este nuevo objetivo elevaría la capacidad total de producción de energía renovable a 1 236 GW de aquí a 2030, frente a los 1 067 GW de aquí a 2030 previstos en el paquete de medidas *Fit for 55* (véase la página 7 del Plan *REPowerEU*).

³⁷ Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo de 18 de octubre de 2023 por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo, DO L de 31.10.2023.

³⁸ Ibid, Art. 3.1.

Figura 3 – Capacidad de energía eólica offshore instalada en la UE-27 entre 2013 y 2022



Fuente: Bloomberg NEF, Rabobank 2023

En cuanto a España, el borrador de revisión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), presentado en junio de 2023³⁹ de conformidad con el Reglamento de Gobernanza de la Unión de la Energía⁴⁰, establece como objetivo 214 GW⁴¹ de potencia instalada renovable para el año 2030, con un reparto orientativo de 160 GW en generación renovable, y 22 GW de almacenamiento tanto diario como semanal y estacional. En la generación renovable se realiza una estimación inicial atribuyendo 62 GW para la energía eólica, incluyendo 3 GW de eólica *offshore*. La Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España, elaborada en 2021 por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto demográfico (MITERD)⁴², reconocía que la eólica marina ofrece unos altos niveles de productividad respecto a otras tecnologías renovables y cuenta con una elevada complementariedad con las actividades y usos ya existentes en el entorno marino, permitiendo aumentar los niveles de empleo y actividad económica en este ámbito⁴³.

Hay que destacar que el Plan + Seguridad Energética⁴⁴ establecía una medida específica respecto al desarrollo necesario del marco normativo de la energía eólica marina en España, con el fin de alcanzar una potencia instalada de 1 a 3 GW en 2030⁴⁵, coincidiendo con la cifra incluida en la revisión del PNIEC. El Plan se comprometía a aprobar dicho marco normativo antes de finalizar el año 2022, y regularía al menos los siguientes aspectos: el procedimiento de autorización de las instalaciones eléctricas, el

³⁹ El borrador de actualización del PNIEC puede consultarse en el siguiente enlace:

<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=607>.

⁴⁰ Véase el artículo 14 del Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

⁴¹ El PNIEC aprobado en 2020 establecía que España deberá doblar la potencia de su parque generador renovable, pasando de los 60 GW instalados en 2020 a los 115 GW en 2030.

⁴² Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España, supra.

⁴³ Página 23, Ibid.

⁴⁴ El texto íntegro del Plan + SE puede consultarse en el siguiente enlace:

https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/seguridad-energetica/221011_planse_octubre2022_tcm30-546389.pdf.

⁴⁵ Página 100, Ibid.

otorgamiento de derechos sobre el uso del espacio marino, el acceso y conexión al sistema eléctrico y el marco de impulso a la inversión mediante instrumentos de concurrencia competitiva. No obstante, dicho compromiso no se ha cumplido y, a fecha de elaboración del presente informe, el marco normativo no ha sido aprobado.

1.4. Régimen jurídico vigente en la UE y España

En primer lugar, debemos partir del marco normativo establecido a nivel de la Unión Europea.

Por una parte, es necesario señalar la Directiva 2008/56/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva 2008/56/CE)⁴⁶. Dicha norma jurídica incluía medidas que los Estados miembros debían ejecutar antes del año 2020 para garantizar la protección y preservación del medio marino. Para ello, debían elaborarse las correspondientes estrategias marinas, cuyo objeto es garantizar que “la presión conjunta de las actividades humanas se mantenga en niveles compatibles con la consecución de un buen estado medioambiental y que no se comprometa la capacidad de los ecosistemas marinos de responder a los cambios inducidos por el hombre, permitiéndose a la vez el aprovechamiento sostenible de los bienes y servicios marinos por las actuales y las futuras generaciones”⁴⁷. La Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino⁴⁸, transpuso esta Directiva, regulando el contenido y procedimiento de aprobación de las estrategias y estableciendo que debía elaborarse una para cada una de las cinco demarcaciones marinas en España: Noratlántica, Sudatlántica, Estrecho y Alborán, Levantino-balear y Canaria.

Por otra parte, la Directiva 2014/89/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de julio de 2014, por la que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo⁴⁹ (Directiva 2014/89/UE), tiene como objetivo fomentar la sostenibilidad en relación con el crecimiento de las economías marítimas, el desarrollo de los espacios marinos y el aprovechamiento de sus recursos⁵⁰. Cada Estado miembro ha llevado a cabo la ordenación de su espacio marítimo a través del plan o los planes de ordenación, teniendo en cuenta los objetivos y requisitos previstos por la Directiva⁵¹. Dicha ordenación es fundamental para tener información de los lugares más idóneos para el emplazamiento de los proyectos de eólica *offshore*, así como para el desarrollo de otras actividades que tienen lugar en el mar como es la pesca o el tráfico marítimo. En España, dicha ordenación se ha ejecutado a través de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), analizados en la sección 1.5, y cuya aprobación ha tenido lugar con casi dos años de retraso, puesto que la fecha límite para la elaboración de dichos planes era el 31 de marzo de 2021⁵².

⁴⁶ DOUE núm. 164, de 25.6.2008.

⁴⁷ Art. 1.3 de la Directiva 2008/56/CE.

⁴⁸ BOE núm. 317, de 30.12.2010.

⁴⁹ DOUE núm. 257, de 28.8.2014.

⁵⁰ Art. 1.1 de la Directiva 2014/89/CE.

⁵¹ Arts. 5, 6 y 8, *Ibid.*

⁵² Art. 15.3, *Ibid.*

La Directiva de energías renovables⁵³ adoptada en 2023 tendrá un impacto indiscutible en la futura regulación en España, ya que esta exige tanto la identificación de zonas para la aceleración de renovables⁵⁴, así como la elaboración de planes que identifiquen esas áreas⁵⁵ y las reglas aplicables⁵⁶. Asimismo, esta Directiva ha introducido plazos más cortos y claros para los procedimientos de expedición de la autorización de las instalaciones de energía renovable, con el propósito de acelerar el despliegue de estos proyectos. Para el caso de los proyectos de eólica marina marítimas ubicados en zonas de aceleración de renovables, en principio se prevé que el procedimiento de autorización no podrá demorarse más de dos años y, si tienen una capacidad eléctrica menor de 150 Kw, entonces no podrá superarse el año⁵⁷. Para los proyectos de eólica marina ubicados fuera de las zonas de aceleración de renovables, el plazo será mayor, aumentándose en un año para cada uno de los casos referenciados⁵⁸. La Directiva prevé algunas excepciones que permiten superar esos plazos.

El régimen jurídico nacional de los proyectos eólicos marinos previamente vigente se establecía en el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece un procedimiento administrativo para la tramitación de solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial⁵⁹. Sin embargo, su aplicación quedó suspendida a través del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua (Real Decreto-ley 12/2021)⁶⁰. La disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 12/2021 suspende la admisión de nuevas solicitudes de reserva de zona o de autorización administrativa de instalaciones de generación de energía eléctrica en el mar territorial, hasta la aprobación de un nuevo marco normativo.

Los detalles del procedimiento de autorización del Real Decreto 1028/2007 se explican detalladamente en el anexo 1, si bien vale la pena mencionar que se trataba de un proceso complejo y lento. Además del procedimiento generalmente aplicable a un parque eólico terrestre, también debía llevarse a cabo la caracterización del área eólica marina y una fase de investigación preliminar, para el inicio de cual era necesaria la reserva de zona, la obtención del título de ocupación del dominio público marítimo-terrestre o portuario y una evaluación de impacto ambiental específica, si así lo determinase la normativa aplicable⁶¹.

⁵³ Directiva (UE) 2023/2413 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de octubre de 2023, por la que se modifican la Directiva (UE) 2018/2001, el Reglamento (UE) 2018/1999 y la Directiva 98/70/CE en lo que respecta a la promoción de la energía procedente de fuentes renovables y se deroga la Directiva (UE) 2015/652 del Consejo. DOUE de 31.10.2023.

⁵⁴ Art. 15 quarter, RED III.

⁵⁵ Ibid.

⁵⁶ Ibid. y Art. 16 bis.

⁵⁷ Ibid.

⁵⁸ Art. 16 ter.

⁵⁹ BOE núm. 183, de 1.8.2007. También era de aplicación la normativa general energética, fundamentalmente el 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.

⁶⁰ BOE núm. 151, de 25.06.2021.

⁶¹ Ibid.

1.5. La ordenación del espacio marítimo en España para el desarrollo de renovables

En primer lugar, se han desarrollado los POEM, que fueron aprobados por el 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 españolas⁶². Los POEM, cuyo contenido debe revisarse y actualizarse periódicamente cada 6 años⁶³, divide el territorio marítimo español en cinco demarcaciones: Noratlántica, Sudatlántica, Estrecho y Alborán, Levantino-balear y Canaria⁶⁴. Esta ordenación responde a la necesidad de ordenar las actividades económicas que se desarrollan en el espacio marítimo – como los sectores energéticos, el transporte marítimo, la pesca y la acuicultura – de acuerdo con el enfoque ecosistémico. El fin último es garantizar que la presión conjunta de todas las actividades se mantenga en niveles compatibles con la consecución de un buen estado medioambiental y permitir así el aprovechamiento sostenible de los bienes y servicios marinos para lograr una equidad intergeneracional.

Los POEM identifican un conjunto de **Zonas de Uso Prioritario (ZUP)** para actividades de interés general que ya se están desarrollando. Estas ZUP se han clasificado en seis categorías: para la protección de la biodiversidad; para la extracción de áridos destinados a la protección costera; para la protección del patrimonio cultural; para la investigación, desarrollo e innovación (I+D+i); para la defensa nacional y para la seguridad en la navegación.

Del mismo modo, se identifican unas **Zonas de Alto Potencial (ZAP)** para actividades sectoriales cuyo desarrollo futuro es previsible y en las que es necesario tener identificado un determinado espacio dentro de la demarcación marina. Las ZAP abarcan las siguientes categorías: para la actividad portuaria; para el desarrollo de la energía eólica marina y para la acuicultura. No obstante, dentro de las ZAP también se han incluido zonas con una elevada idoneidad para el desarrollo de algunas actividades de interés general (para la protección de la biodiversidad, para la extracción de áridos y para la I+D+i), con el fin de garantizar sus necesidades futuras de ampliación. Las diferentes categorías de ZUP y ZAP se desarrollan detalladamente en el anexo 2.

Las **zonas de alto potencial para la energía eólica marina (ZAPER)** se han definido por su alta idoneidad para el despliegue de infraestructuras de energía eólica marina de carácter comercial, sin perjuicio de que tales proyectos puedan contemplar hibridaciones con otras tecnologías renovables marinas. El resto de las instalaciones o prototipos que tengan un fin meramente experimental, ya sean de energía eólica o de otro tipo de energía renovable marina, no se encuentran ordenados dentro del ámbito de las ZAPER. Las ZAPER han sido delimitadas en base a los siguientes criterios técnicos:

- El recurso eólico es idóneo para explotación comercial, al alcanzar valores superiores a 7,5 m/s de velocidad de viento, a 100 m de altura para las cuatro demarcaciones marinas peninsulares, y a 140 m de altura en la demarcación marina canaria.

⁶² BOE núm. 54, de 04.03.2023

⁶³ Los POEM deben ser revisados y actualizados a más tardar el 31 de diciembre de 2027.

⁶⁴ Las cinco demarcaciones marinas españolas se encuentran definidas en el artículo 6.2 de la Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de protección del medio marino.

- La profundidad no supera los 1.000 m⁶⁵.
- A ser posible, se encuentran próximas a una zona en tierra con las infraestructuras eléctricas adecuadas para la evacuación de la energía generada.

Para la delimitación de las ZAPER también se han tomado en consideración los impactos sobre la biodiversidad y los hábitats marinos, en base a una serie de criterios desarrollados por la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación. Estos criterios se han establecido mediante un código de colores similar al de un semáforo, incluyendo zonas rojas o de prohibición y zonas amarillas o de restricción. En principio, el resto de la superficie marina está libre de restricciones y/o prohibiciones, si bien en todo caso existe la obligación de realizar la correspondiente evaluación de impacto ambiental. No obstante, esta obligación podría desaparecer para aquellos proyectos que se desarrollen en zonas de aceleración de renovables una vez se transponga a nuestro ordenamiento jurídico la RED III⁶⁶, al dejar esa facultad a los Estados miembros.

Tabla 2 - Zonificación para la ubicación de parques eólicos marinos teniendo en cuenta la biodiversidad marina

CRITERIO	DEFINICIÓN	ZONAS INCLUIDAS
ROJO	Prohibición de instalar turbinas eólicas (tanto si es pivotada como flotante).	<ul style="list-style-type: none"> • Las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) declaradas en el mar, así como aquellas áreas en estudio en el marco del proyecto INTEMARES para declarar próximamente como ZEPA. • Áreas identificadas como valiosas y de interés para aves marinas en el marco del análisis de insuficiencias en la Red Natura 2000 marina del proyecto INTEMARES. • En Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y Zonas Especiales de Conservación (ZEC), aquellas zonas en las que exista presencia de Hábitats de Interés Comunitario. Dicha presencia se establecerá a partir de la información oficial, y en donde no exista o no esté disponible, a través de las correspondientes prospecciones que el promotor deberá ejecutar. • En las áreas identificadas como valiosas o de interés para hábitats en el marco del proyecto INTEMARES – incluyendo las seis áreas en estudio en el marco de dicho proyecto para declarar próximamente como LIC –, aquellas zonas en las que exista presencia de Hábitats de Interés Comunitario. Dicha presencia se establecerá a partir de la información oficial y en donde no exista o no esté disponible, a través de las correspondientes prospecciones que el promotor deberá ejecutar. • Áreas críticas de especies (en especial orca, zifio, cachalote, marsopa y calderón). En esta cartografía se incluyen: o Áreas críticas de la Orca, o Áreas críticas de la Marsopa, o Áreas críticas identificadas en los borradores de los planes de gestión de las 24 ZEC gestionadas por el estado en aguas de la demarcación marina canaria.
AMARILLO	Zonas con mayores restricciones para la instalación de turbinas eólicas por su valor medioambiental.	<ul style="list-style-type: none"> • Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y después en Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y Áreas Marinas Protegidas (AMP), salvo las zonas en rojo.

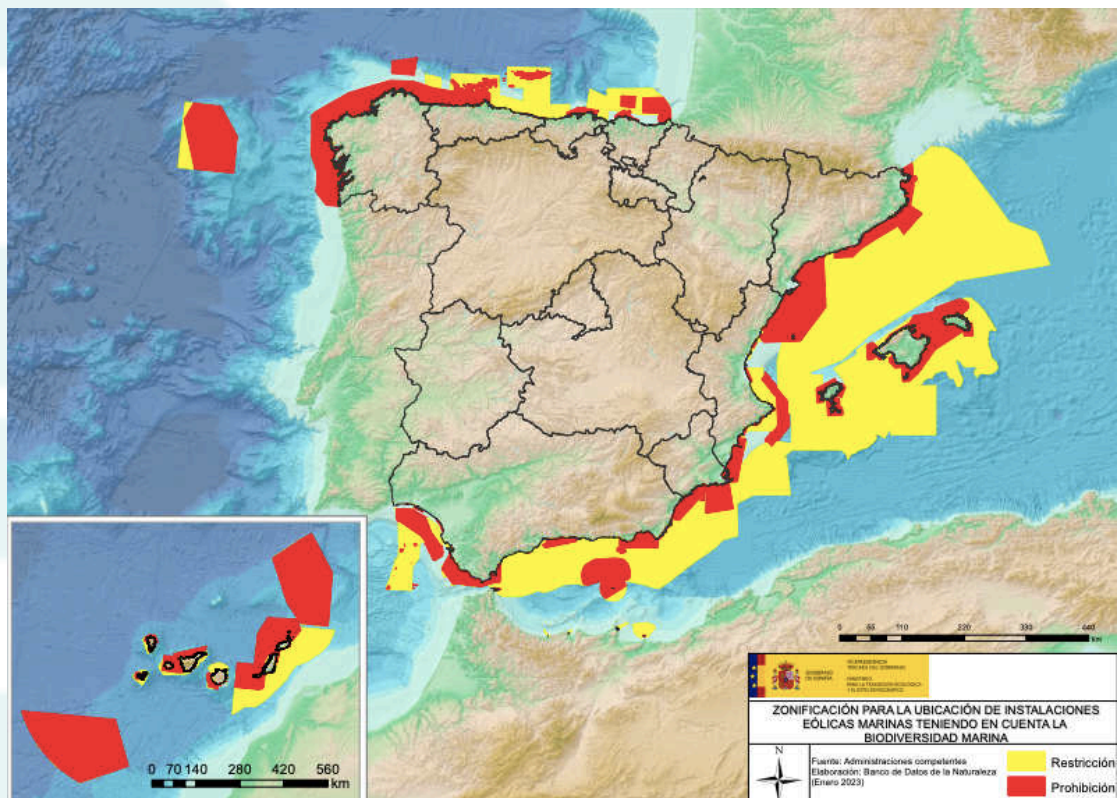
⁶⁵ Únicamente se han identificado dos polígonos con un rango batimétrico entre los 50 y 1000 metros. Teniendo en cuenta que los aerogeneradores de cimentación fija solo pueden instalarse en profundidades de hasta 60 metros, es posible concluir que la práctica totalidad de los parques eólicos marinos en las costas españolas deberán ser de tecnología flotante.

⁶⁶ Arts. 15 quarter y 16 bis, RED III.

	<p>La instalación se permitiría previa evaluación ambiental y evaluación de repercusiones sobre la Red Natura 2000, para determinar que no se afecta a fondos con presencia de Hábitat de Interés Comunitario o a especies marinas.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas en estudio en el proyecto INTEMARES a declarar LIC próximamente, salvo las zonas en rojo. • Áreas identificadas como de interés para Hábitats y especies en el marco del Análisis de insuficiencias en la RN2000 marina, salvo las zonas en rojo. • Corredor de migración de aves identificado por expertos en el marco del análisis de insuficiencia de la RN2000 marina. • Áreas identificadas de interés para cetáceos en el marco de organismos internacionales, en la cartografía se incluyen: o Las IMMA (Important Marine Mammal Areas) de la UICN. Las CCH (Critical Cetacean Habitats) de Accobams.
--	---	---

Fuente: Elaboración propia

Figura 4 - Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Para el desarrollo de la energía eólica marina en las cinco demarcaciones marinas, los POEM han identificado **19 polígonos** para un total de **4947,99 km²**, representando aproximadamente el **0.49%** de la superficie de las aguas territoriales españolas

Tabla 3 - Detalles técnicos de las ZAPER en las cinco demarcaciones marinas

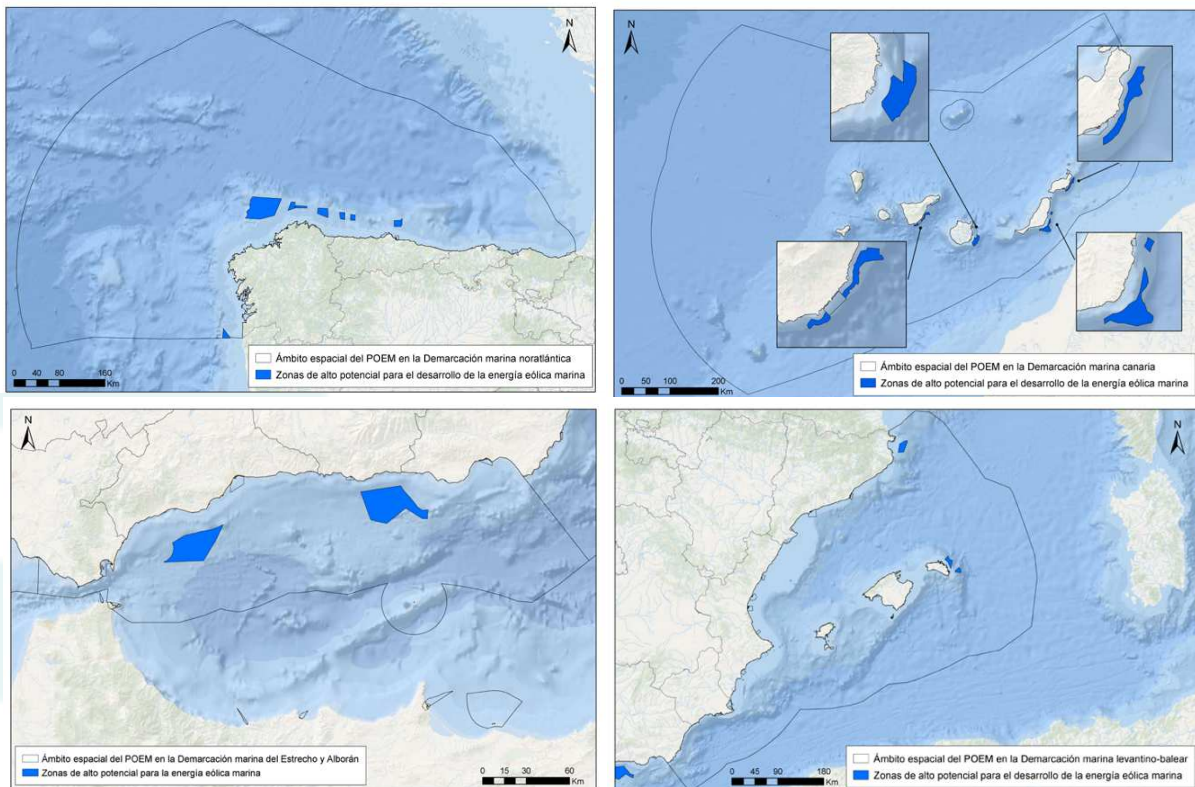
Demarcación marina	Ubicación de la demarcación	Extensión	ZAPER	Interacciones
Noratlántica	Comprendida entre el límite septentrional de las aguas jurisdiccionales entre España y Portugal y el límite de las aguas jurisdiccionales entre	31.492.376,15 hectáreas	8 zonas , que cubren una superficie de 2.688,61 km² (representando aproximadamente	<ul style="list-style-type: none"> • Seguridad aeronáutica • Interacción con la actividad de la flota pesquera de arrastre de fondo, palangre y enmalle

Demarcación marina	Ubicación de la demarcación	Extensión	ZAPER	Interacciones
	España y Francia en el Golfo de Vizcaya.		el 0.85% de toda la demarcación).	<ul style="list-style-type: none"> • ZAP para la biodiversidad • Zonas identificadas con criterio amarillo para la biodiversidad • Ejercicios militares submarinos
Sudatlántica	Comprendida entre el límite de las aguas jurisdiccionales entre España y Portugal en el Golfo de Cádiz y el meridiano que pasa por el cabo de Espartel (Marruecos).	1.408.567,49 hectáreas	No se ha designado ninguna zona. A pesar de contar con un recurso eólico muy interesante, sus aguas tienen fundamentalmente uso militar, por lo que se establece que la defensa nacional debe ser prioritaria.	
Estrecho y Alborán	Comprendida entre el meridiano que pasa por el cabo Espartel y la línea imaginaria con orientación 128º respecto al meridiano que pasa por el cabo de Gata, y el medio marino bajo soberanía o jurisdicción española en el ámbito de Ceuta, Melilla, las islas Chafarinas, el islote Perejil, peñones de Vélez de la Gomera y Alhucemas y la isla de Alborán.	2.499.114,36 hectáreas	2 zonas , que cubren una superficie de 1222,61 km² (representando aproximadamente el 4.9% de toda la demarcación).	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas identificadas con criterio amarillo para la biodiversidad
Levantino-balear	Comprendida entre la línea imaginaria con orientación 128º respecto al meridiano que pasa por el cabo de Gata y el límite de las aguas jurisdiccionales entre España y Francia en el Golfo de León.	23.296.085,46 hectáreas	3 zonas , que cubren una superficie de 474.99 km² (representando aproximadamente el 0.20% de toda la demarcación).	<ul style="list-style-type: none"> • Zonas identificadas con criterio amarillo para la biodiversidad • Interacción con actividad pesquera • ZAP para la biodiversidad (con presencia de hábitats y especies INTERMARES) • Servidumbres aéreas/seguridad aeronáutica

Demarcación marina	Ubicación de la demarcación	Extensión	ZAPER	Interacciones
				<ul style="list-style-type: none"> • Interacción con la actividad de la flota pesquera de arrastre de fondo.
Canaria	Se encuentra en torno a las islas Canarias.	48.616.821,86 hectáreas	6 zonas , que cubren una superficie de 2.688,61 km² (representando aproximadamente el 0.12% de toda la demarcación).	<ul style="list-style-type: none"> • Servidumbres aéreas/seguridad aeronáutica • Zonas identificadas con criterio amarillo para la biodiversidad • ZAP para la biodiversidad (por presencia de hábitats y especies INTERMARES)

Fuente: elaboración propia

Figura 5 - ZAPER de las demarcaciones marinas



Fuente: POEM

El Real Decreto 150/2023 establece una serie de criterios para asegurar que los proyectos de energía eólica marina se desarrollan con las máximas garantías de protección ambiental. Sin perjuicio de lo que se establezca durante el procedimiento de tramitación de la solicitud de autorización de la instalación y durante el proceso de EIA de cada proyecto, todo parque eólico marino comercial deberá desplegarse atendiendo a una serie de normas.

Tabla 4 - Criterios de obligado cumplimiento para la construcción de un parque eólico marino

Ubicación	EIA	Coexistencia	Trazados de evacuación de la energía eléctrica generada
<ul style="list-style-type: none"> • Ocuparán el menor espacio marino posible, sin menoscabo de los objetivos de producción del proyecto y de las distancias de seguridad entre aerogeneradores. • Se ubicarán en zonas donde se constate una menor afección a las comunidades de aves marinas que ocupan dicho espacio, conforme a un análisis prospectivo <i>ad-hoc</i>. • Cuando un proyecto se desarrolle dentro de una ZAPER que solapa con espacios de la Red Natura 2000, el promotor deberá realizar un análisis detallado de las alternativas técnica y ambientalmente viables. • Se procurará que los proyectos originen el menor impacto visual posible desde tierra, tanto desde espacios protegidos como de zonas turísticas o residenciales muy consolidadas, así como de los bienes de interés cultural ubicados en el litoral. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de la avifauna potencialmente afectada, que deberá tener una duración mínima de un ciclo biológico completo de todas las especies presentes en la zona de implantación del proyecto y su zona de influencia. • Estudio de fauna potencialmente afectada por la emisión de ruidos. • Caracterización de los hábitats marinos afectados por el proyecto (aerogeneradores y líneas de evacuación). • Estudio acústico antes de la instalación, durante la instalación y durante el funcionamiento del parque eólico marino. • Estudio de impacto e integración paisajística. • Análisis sobre los tipos de pesca afectados por el proyecto. Se deberá priorizar la coexistencia del parque eólico con la actividad pesquera presente en la zona, con especial consideración a las artes de pesca y a los caladeros gestionados de manera sostenible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los proyectos deberán atenerse a las condiciones que puedan requerir las Administraciones aérea y marítima. • En las zonas donde se constate una interacción relevante con caladeros de pesca, incluida la pesca artesanal, se propondrán opciones que minimicen dicho impacto. • Se procurará identificar las modalidades de acuicultura, las artes de pesca y las tipologías de embarcaciones que podrían coexistir con el parque eólico comercial, y en esos casos, facilitar dicha coexistencia por parte del promotor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se ocupará el menor espacio marino disponible. • Se procurará utilizar trazados de cableado u otras infraestructuras pre-existentes en el fondo marino. • Se realizará una caracterización bionómica de la zona que sería atravesada. • Se evitará la afección sobre ZUP para la protección del patrimonio cultural subacuático. • Se evitará la afección a zonas importantes para la pesca artesanal, así como para la acuicultura. • Se deberá respetar las determinaciones de protección de planeamiento ambiental y territorial en tierra, en las zonas donde se vaya a realizar la entrada y conexión a la red eléctrica.

Fuente: elaboración propia

Sin lugar a duda, la transposición de la RED III afectará a estos criterios en el futuro.

2. ANÁLISIS COMPARADO DE PAÍSES DE ÉXITO EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LA EÓLICA MARINA

En esta sección se realiza un análisis comparado de países en los que el despliegue de renovables *offshore* está más avanzado que en nuestro país, con el objetivo de identificar elementos que puedan ser de utilidad para el futuro borrador de Real Decreto que regule el procedimiento de autorización de parques eólicos en el mar territorial. Los países analizados que destacan por la potencia total instalada de eólica *offshore* son el Reino Unido (13.601 MW), Alemania (8.043 MW), y Dinamarca (2.343 MW), por lo que cuentan con una amplia experiencia en la autorización de parques eólicos *offshore*, así como por sus objetivos de instalación de esta tecnología de aquí a 2050.

2.1. Reino Unido

En 2022, Reino Unido contaba con una capacidad total de generación eólica marina de 13.601 MW⁶⁷, mientras que en 2011 era de 2.093,7 MW⁶⁸, habiendo casi quintuplicado su potencia instalada en diez años. Esta tendencia fue muy pronunciada en el periodo 2020-2021, ya que aumentó su potencia instalada en torno a 2.281 MW⁶⁹. A nivel europeo es la mayor potencia *offshore*, superando ampliamente la potencia instalada de Alemania, que es la segunda potencia en nuestro entorno geográfico. La estrategia de seguridad energética británica de abril de 2022⁷⁰ eleva el objetivo conjunto de potencia instalada de eólica *offshore* para Inglaterra, Escocia y Gales de 40 GW a 50 GW para 2030, incluyendo 5 GW de eólica marina flotante⁷¹. El presente informe se centra en el análisis jurídico del procedimiento de autorización aplicable en Inglaterra, Gales e Irlanda del Norte⁷².

Tabla 5 - Objetivos de reducción de emisiones de GEI en Reino Unido

	Normativa	Objetivo 2030	Objetivo 2040	Objetivo 2045	Objetivo 2050
Inglaterra	<i>Climate Change Act 2008</i> ⁷³ .	Reducción del 68% de sus emisiones			Reducción del 100% de sus emisiones de CO ₂

⁶⁷ Según datos del *World Forum Offshore Wind*, supra.

⁶⁸ Global Wind Energy Council, "Global Wind Report: Annual market update 2011", GWEC, https://gwec.net/wp-content/uploads/2012/06/Annual_report_2011_lowres.pdf.

⁶⁹ World Forum Offshore Wind, "Global Offshore Wind Report 2021", WFO, https://wfo-global.org/wp-content/uploads/2022/02/WFO_Global-Offshore-Wind-Report-2021.pdf.

⁷⁰ Fuente en inglés: <https://www.gov.uk/government/publications/british-energy-security-strategy/british-energy-security-strategy>

⁷¹ La misma estrategia introduce un objetivo a 2035 de 70 GW para la energía solar y de 10 GW para el hidrógeno renovable a 2030.

⁷² El procedimiento aplicable en Escocia es muy similar, por lo que es preferible omitir su estudio para no sobrecargar el informe. Además, el desarrollo de la energía eólica marina ha sido más lenta debido a la profundidad de su plataforma continental, si bien vale la pena mencionar que Escocia cuenta con el primer parque comercial flotante del mundo. Se trata de *Hywind Scotland*, con una capacidad de 30 MW.

⁷³ Art. 1 (1). Puede consultarse el texto completo en inglés en el siguiente enlace: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/27/contents>.

	Normativa	Objetivo 2030	Objetivo 2040	Objetivo 2045	Objetivo 2050
		de CO ₂ respecto a niveles de 1990.			respecto a niveles de 1990 (cero emisiones netas).
Escocia	<i>Climate Change (Scotland) Act 2009</i> ⁷⁴ .	Reducción del 75% de sus emisiones de CO ₂ respecto a niveles de 1990.	Reducción del 90% de sus emisiones de CO ₂ respecto a niveles de 1990.	Reducción del 100% de sus emisiones de CO ₂ respecto a niveles de 1990 (cero emisiones netas).	
Gales	<i>Environment (Wales) Act (2016)</i> ⁷⁵ .	Reducción del 63% de sus emisiones de CO ₂ respecto a niveles de 1990.	Reducción del 89% de sus emisiones de CO ₂ respecto a niveles de 1990.		Reducción del 100% de sus emisiones de CO ₂ respecto a niveles de 1990 (cero emisiones netas).
Irlanda del Norte	<i>Climate Change Act (Northern Ireland) 2022</i> ⁷⁶ .				Reducción del 100% de sus emisiones de CO ₂ respecto a niveles de 1990 (cero emisiones netas).

Fuente: normativa de Inglaterra, Escocia, Gales e Irlanda del Norte y elaboración propia.

2.1.1. La función de The Crown Estate

*The Crown Estate*⁷⁷ es la autoridad encargada de gestionar el patrimonio tanto público como privado perteneciente a la Corona Británica, como es el caso del mar territorial del país⁷⁸. Esto significa que *The Crown Estate* es responsable de conceder derechos sobre los fondos marinos de Inglaterra, Gales e Irlanda del Norte y, en consecuencia, de garantizar el desarrollo sostenible de la energía eólica marina. Desempeña un papel fundamental en el apoyo a la industria eólica *offshore* mediante la identificación y el arrendamiento de emplazamientos adecuados en el lecho marino, así como la recopilación e intercambio de datos cruciales para incentivar la innovación y el desarrollo responsable del sector.

⁷⁴ Artículo 2 (1). Puede consultarse el texto completo en inglés en el siguiente enlace:

<https://www.legislation.gov.uk/asp/2009/12/contents>.

⁷⁵ Art. 29 (19). Puede consultarse el texto completo en inglés en el siguiente enlace:

<https://www.legislation.gov.uk/anaw/2016/3/contents/enacted>.

⁷⁶ Art. 1 (1). Puede consultarse el texto completo en inglés en el siguiente enlace:

<https://www.legislation.gov.uk/nia/2022/31/section/1/enacted>.

⁷⁷ Es una corporación estatutaria constituida en virtud del *Crown Estate Act 1961*. Puede consultarse el texto completo en inglés: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/Eliz2/9-10/55/contents>.

⁷⁸ De acuerdo con el artículo 84 (1) del *Energy Act 2004*. Puede consultarse el texto completo en inglés: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2004/20/section/84>.

Una de las funciones más importantes de *The Crown Estate* es la organización de **rondas de arrendamiento** para otorgar derechos exclusivos sobre partes del lecho marino, un requisito esencial para desarrollar y explotar parques eólicos *offshore*. Cada ronda persigue un objetivo distinto y su diseño de licitación se adapta en consecuencia, habiéndose efectuado cuatro rondas en los últimos 23 años. La primera ronda de arrendamiento se inició en el año 2000 y fue de demostración, diseñada para ofrecer a los posibles promotores la oportunidad de adquirir experiencia tecnológica, económica y ambiental en aguas del Reino Unido. Durante la segunda ronda, iniciada en el año 2003, se llevaron a cabo los primeros proyectos de eólica marina a escala comercial y se adjudicaron más de 7 GW de capacidad. La tercera ronda trajo consigo la industrialización del sector eólico marino del Reino Unido, al haberse adjudicado derechos sobre más de 32 GW de capacidad, estando actualmente en fase de desarrollo, construcción o explotación 24 GW de proyectos.

La cuarta ronda de arrendamiento ha tenido lugar entre 2019 y 2023 y se ha centrado en la reducción de costes y en el desarrollo de tecnología clave, habiendo ofrecido la posibilidad de desbloquear nuevos derechos sobre los fondos marinos hasta un máximo de 8,5 GW. La quinta ronda de arrendamiento comenzará durante el año 2024, si bien *The Crown Estate* ya ha comenzado a matizar el procedimiento de licitación que deberá seguirse⁷⁹. Esta ronda pretende desbloquear hasta 4 GW de capacidad eólica flotante en el Mar Céltico, y se centrará en la necesidad de reflejar el papel estratégico de los puertos en el montaje y despliegue de las turbinas flotantes.

2.1.2. El diseño de las rondas de arrendamiento

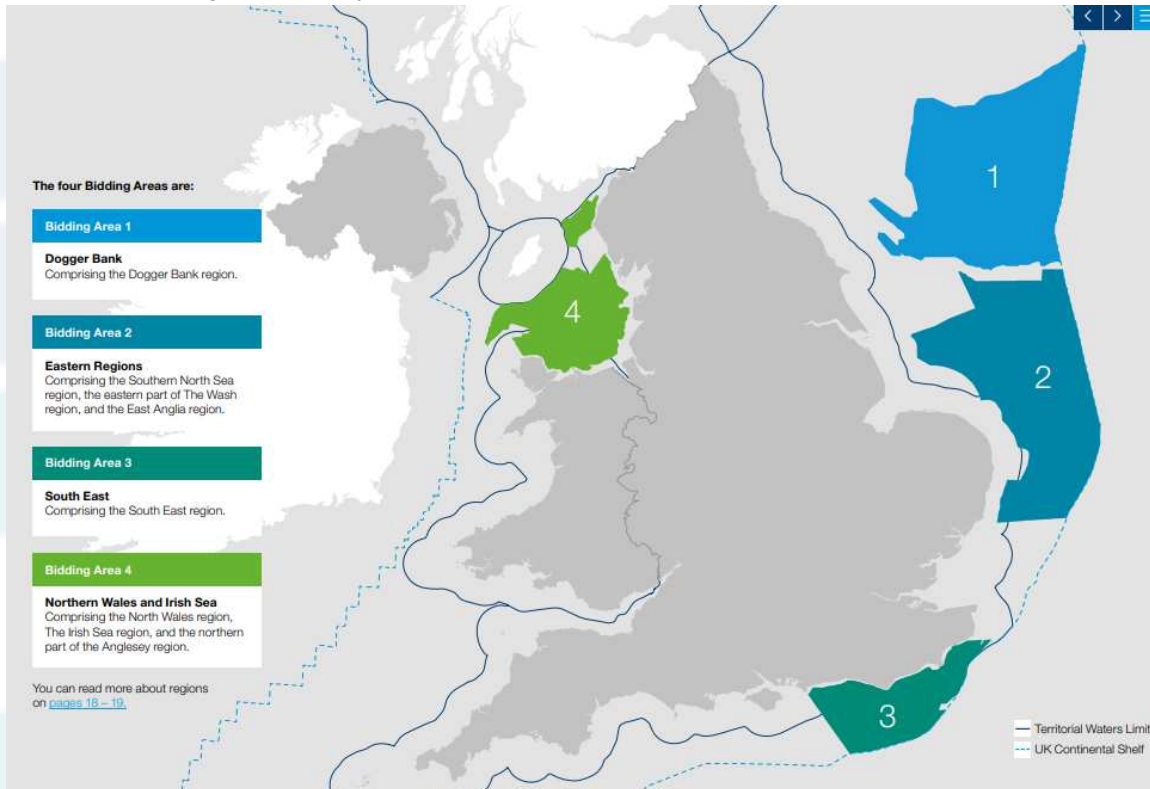
El procedimiento de licitación de las rondas de arrendamiento es flexible y se adapta a los objetivos perseguidos por *The Crown Estate* en cada momento. Para garantizar un compromiso de inicio con las partes interesadas, *The Crown Estate* organiza una serie de eventos para debatir sobre el tamaño y la ubicación de la zona licitada, así como el diseño de licitación que debería implantarse⁸⁰. Tras estas sesiones, *The Crown Estate* lleva a cabo una caracterización del área marina alrededor de Inglaterra, Gales e Irlanda del Norte con el propósito de determinar las zonas de licitación que se ofrecerán en la ronda de arrendamiento. Se buscan las zonas con las mínimas restricciones para la autorización, con grandes áreas de recurso eólico disponibles y que permitan albergar proyectos técnicamente viables. Este estudio de caracterización se pone a disposición de los promotores para que puedan identificar y proponer los emplazamientos de sus proyectos, teniendo en cuenta que no pueden proponer zonas diferentes a las determinadas en la licitación. En la cuarta ronda, *The Crown Estate* identificó cuatro zonas de licitación, tal y como se muestra en la siguiente figura.

⁷⁹ Pueden consultarse los primeros detalles de la convocatoria en el siguiente enlace:

<https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/floating-offshore-wind/>

⁸⁰ El resumen de las sesiones de la cuarta ronda - <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3332/tce-r4-summary-stakeholder-feedback-report.pdf>

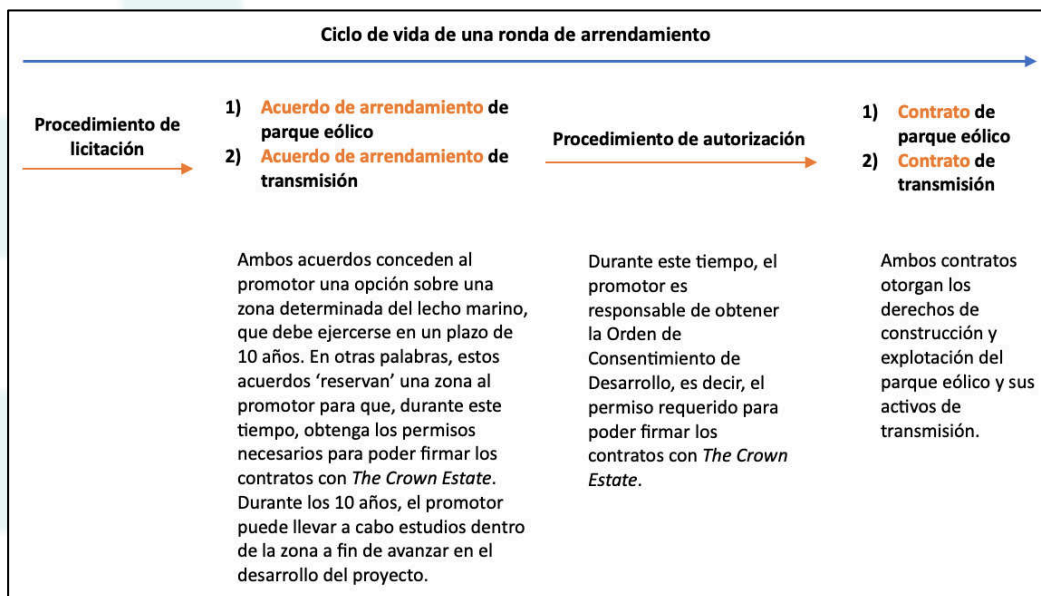
Figura 6 - Identificación de las cuatro zonas de licitación de la cuarta ronda



Fuente: Information Memorandum Introducing Offshore Wind Leasing Round 4⁸¹

Aunque cada ronda de arrendamiento tiene sus propias particularidades, el procedimiento es el mismo desde que se firma un acuerdo de arrendamiento hasta que se firma un contrato propiamente dicho.

Figura 7 - Esquema general de las rondas de arrendamiento



Fuente: Elaboración propia

⁸¹ Este documento puede consultarse en el siguiente enlace:
<https://www.thecrownestate.co.uk/media/3378/tce-r4-information-memorandum.pdf>

2.1.3. La cuarta ronda de arrendamiento

En cada una de las cuatro rondas de arrendamiento celebradas, *The Crown Estate* matiza y perfecciona el diseño del procedimiento de licitación. En este sentido, la cuarta ronda ha reflejado la creciente madurez del mercado británico de la energía eólica *offshore*. Por primera vez, se ha ofrecido la oportunidad a los promotores de participar en la licitación individualmente o dentro de un consorcio⁸². Cualquier promotor ha tenido la oportunidad de presentar un proyecto, siempre que pudiese demostrar que él o sus socios contaban con la solidez financiera y la competencia técnica necesarias para llevarlos a cabo. Una vez que los promotores superaban estas pruebas y pudiesen demostrar que los emplazamientos propuestos cumplían con los criterios exigidos, *The Crown Estate* tomaba la decisión final sobre la asignación del proyecto en base al valor de la cuota de opción propuesta por el licitador.

Tabla 6 - Recopilación del procedimiento de licitación de la cuarta ronda⁸³

<p>Cuestionario de Precalificación</p> <p>octubre 2019 – enero 2020 (14 semanas)</p>	<p>En esta etapa <i>The Crown Estate</i> llevó a cabo una evaluación de la capacidad financiera, la experiencia técnica y el cumplimiento de la legalidad por parte de las empresas. Las empresas que superaron este trámite accedieron a la Etapa 1 de la Licitación, convirtiéndose en licitadores precalificados.</p> <p>a) Capacidad financiera</p> <ul style="list-style-type: none"> - £70 millones de activos netos. - Volumen de negocios medio anual de £600 millones (comprobado en los tres años anteriores). - Mínimo de £45 millones, equivalentes en efectivo o líneas de crédito comprometidas y no dispuestas concedidas por bancos cualificados. <p>b) Experiencia técnica</p> <ul style="list-style-type: none"> - <u>Gestión de proyectos</u>: experiencia directa en la gestión de gastos de al menos £25 millones para un proyecto comercial en fase de desarrollo o construcción (pero no de investigación y desarrollo). - <u>Conexión a la red</u>: que se haya suscrito a partir de 2009 un acuerdo de conexión a la red para un proyecto energético de al menos 50 MW de capacidad instalada. - <u>Autorización</u>: haber participado en un procedimiento de autorización para una Orden de Consentimiento de Desarrollo, el permiso requerido para llevar a cabo proyectos de infraestructura de importancia nacional. - <u>Gestión de evaluación de impacto ambiental (EIA)</u>: haber participado en un procedimiento completo de EIA y haber presentado un Estudio de Impacto Ambiental para un proyecto de energía eólica de al menos 50 MW y un proyecto pertinente de infraestructura o extracción mar adentro a partir de 2009. Si solo se puede demostrar la realización de una EIA para uno de estos tipos de proyectos, entonces el licitador podrá, alternativamente, aportar pruebas de que ha cumplido condiciones de la EIA y gestionado el programa de seguimiento ambiental posterior a la autorización para el otro tipo de proyecto. - Contar con políticas y normativa en materia de salud, seguridad y medio ambiente. <p>c) Cumplimiento de la legalidad, que requiere contar con:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Políticas antisoborno - Políticas contra el fraude
---	---

⁸² Esta opción fomenta la competitividad, puesto que permite que el proceso sea accesible a una amplia variedad de licitadores potenciales.

⁸³ Para mayor detalle puede consultarse el documento referido en la nota ad supra 26, que describe con mayor detalle las distintas fases: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3378/tce-r4-information-memorandum.pdf>

	- Cumplimiento fiscal
<p>Invitación a la Etapa 1 de la licitación</p> <p>Febrero 2020 – junio 2020 (18 semanas)</p>	<p>Se evaluó la solidez financiera y técnica de los proyectos presentados por los licitadores precalificados, así como el cumplimiento de los requisitos de la convocatoria. Los proyectos que superaron esta fase accedieron a la Etapa 2 de la Licitación convirtiéndose en licitadores elegibles.</p> <p>a) Requisitos de capacidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tamaño máximo de los proyectos individuales: 1,5 GW en todas las zonas de licitación. - Tamaño mínimo del proyecto individual de 600 MW en la zona del Banco Dogger, o de 400 MW en todas las demás. <p>b) Requisitos de densidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Densidad mínima de 3 MW por km² dentro del proyecto exterior. <p>c) Requisitos de delimitación:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Ubicados íntegramente en una única zona de licitación. - Proporción máxima de 5:1 para perímetro: Várea. - Evitar limitaciones identificadas en la caracterización de las zonas de licitación - No podían ubicarse a menos de 7.5 km de un parque eólico marino existente, a menos que el propietario hubiera dado su consentimiento por escrito.
<p>Etapa 2 de la Licitación</p> <p>Septiembre 2020 (1-4 semanas)</p>	<p>En esta fase se llevó a cabo un proceso de licitación de varios ciclos para identificar a los licitadores preferentes.</p> <p>Los ciclos de licitación se desarrollaron diariamente y en cada uno de ellos se identificó un proyecto preferente hasta que se asignaron un mínimo de 7 GW y un máximo de 8,5 GW de capacidad, debiendo haber proyectos en al menos tres de las cuatro zonas de licitación. Los licitadores preferentes debían abonar un depósito (<i>Option Fee Deposit</i>), que equivale a la cuota de opción licitada⁸⁴ (libras/MW al año) multiplicado por la capacidad de proyecto propuesta del emplazamiento adjudicatario.</p> <p>Los licitadores preferentes también firmaron una carta de licitador preferente (<i>Preferred Bidder Letter</i>), que determinaba sus derechos en relación con la zona del proyecto obligándoles a firmar un acuerdo de arrendamiento con <i>The Crown Estate</i> (siempre y cuando el proyecto superara la siguiente fase relativa a la normativa sobre hábitats).</p>
<p>Evaluación de la Normativa sobre Hábitats a Nivel de Plan</p> <p>Primavera 2021 – Primavera 2022</p>	<p>Antes de adjudicar derechos sobre el lecho marino, <i>The Crown Estate</i> llevó a cabo una evaluación sobre la aplicación de la normativa sobre hábitats a nivel de proyecto (<i>Plan-Level Habitats Regulations Assessment</i>). Este proceso, que tiene una duración aproximada de 12 meses, permite evaluar las posibles repercusiones de los proyectos de la cuarta ronda sobre las ZEC y las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA).</p> <p>La evaluación se lleva a cabo conforme al <i>Habitats Regulation</i>⁸⁵ y la <i>Conservation of Offshore Marine Habitats and Species Regulations</i>⁸⁶. Dicha evaluación consta de cuatro fases, si bien un proyecto puede ser aprobado sin necesidad de pasar a la siguiente, como se explica a continuación.</p> <p>a) Fase 1: Detección de posibles efectos significativos</p> <p>Se lleva a cabo un análisis para determinar si el proyecto tiene efectos significativos sobre una ZEC o ZEPA.</p> <p><u>El proyecto podrá adoptarse</u> si se determina que, sin tener en cuenta las medidas de mitigación, el proyecto no tendrá ningún efecto significativo probable, tanto solo como en combinación con otros proyectos.</p>

⁸⁴ Las cuotas de opción licitadas (*Option Fee Bid*) han sido propuestas directamente por los licitadores, a diferencia de lo que ha ocurrido en las rondas de arrendamiento pasadas.

⁸⁵ El nombre completo es *The Conservation of Habitats and Species Regulations 2017*, que puede consultarse en el enlace siguiente: <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2017/1012/contents/made>

⁸⁶ Puede consultarse en el enlace siguiente: <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2017/1013/contents/made>

	<p>b) Fase 2: Evaluación adecuada y Prueba de integridad Se lleva a cabo una "evaluación adecuada" del proyecto y se aplica la prueba de Integridad. <u>El proyecto podrá adoptarse</u> si, teniendo en cuenta las medidas de mitigación, no tendrá ningún efecto significativo, tanto solo como en combinación con otros.</p> <p>c) Fase 3: Soluciones alternativas Se estudian las posibles soluciones alternativas que permiten al proyecto alcanzar los mismos objetivos sin impacto alguno o con un mínimo impacto en una ZEC o ZPE. Si se identifican soluciones alternativas, <u>se podrá firmar el acuerdo de arrendamiento</u> si se lleva a cabo la modificación necesaria para acogerlas.</p> <p>d) Fase 4: Razones Imperiosas de Interés Público de primer orden (RIIPPO) y medidas compensatorias Se determina si existen razones imperiosas de interés público que anulen el riesgo a la ZEC o ZPE, debiendo identificarse todas las medidas compensatorias necesarias para proteger la integridad general de la Red Natura 2000.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si existen RIIPPO y medidas compensatorias: <u>El proyecto pasará a la siguiente fase</u> • En caso contrario: <u>El proyecto no pasará a la siguiente fase.</u> <p>Resulta interesante mencionar que, en caso de que un proyecto no pueda ser adjudicado como consecuencia de la Evaluación de Hábitats (o el licitador finalmente decida no suscribir el acuerdo de Arrendamiento del parque eólico), no se reembolsará el depósito de la cuota de opción. Con ello se pretende fomentar la selección responsable de emplazamientos y desalentar cualquier oferta especulativa.</p>
<p>Acuerdo de Arrendamiento de parque eólico</p> <p>+</p> <p>Acuerdo de Arrendamiento de transmisión</p> <p>Enero 2023</p>	<p>El Secretario de Estado de Empresa, Energía y Estrategia Industrial dio su conformidad a una serie de proyectos, pasando a la etapa 5: la firma de Acuerdos de Arrendamiento (de parque eólico y de transmisión) entre el promotor y <i>The Crown Estate</i>.</p> <p>Los acuerdos de arrendamiento tienen una duración de 10 años, y en este tiempo el promotor debe obtener la Orden de Consentimiento de Desarrollo y participar en la subasta de los Contratos por Diferencia. El promotor también debe someter el proyecto a la correspondiente evaluación de impacto ambiental, que es preceptiva para todos los parques eólicos que incorporen al menos dos turbinas o una altura del molino superior a 15 metros, lo que aplica a todos los parques eólicos marinos⁸⁷.</p> <p>Tras la firma de estos acuerdos, los promotores tienen que pagar las cuotas de opción a <i>The Crown Estate</i> y al Tesoro de su Majestad.</p>

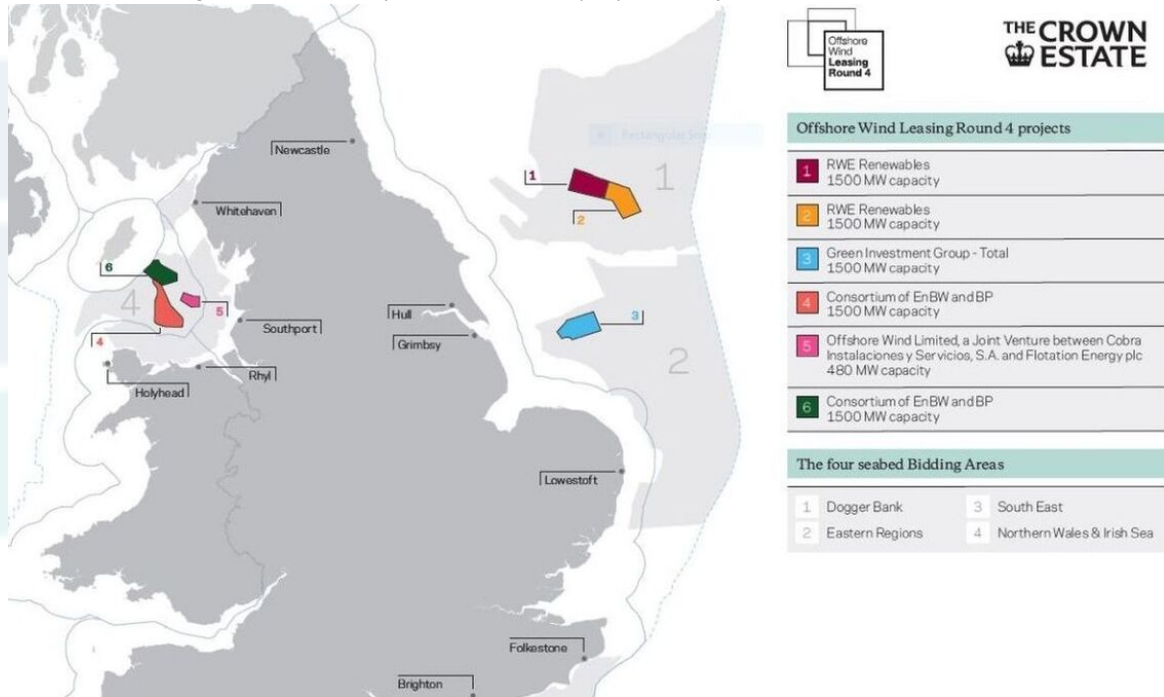
Fuente: elaboración propia

La cuarta ronda de arrendamiento finalizó en enero de 2023 con la firma de los acuerdos de arrendamiento, habiéndose adjudicado seis nuevos proyectos que suman una potencia total de casi 8 GW⁸⁸.

⁸⁷ El procedimiento se determina en el Anexo II de la *Town and Country Planning (Environmental Impact Assessment) Regulations 2017*

⁸⁸ El listado con los 6 adjudicados de la página web de The Crown Estate puede consultarse en el siguiente enlace: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3920/round-4-tender-outcome-dashboard.pdf>

Figura 8 - Potencia y ubicación de los proyectos adjudicados en la cuarta ronda



Fuente: página web de The Crown Estate

2.1.4. Obtención de la Orden de Consentimiento de Desarrollo

Tras la firma de los acuerdos de arrendamiento, el promotor debe obtener la Orden de Consentimiento de Desarrollo (OCD), el permiso requerido para llevar a cabo un proyecto de infraestructura de importancia nacional (PIIN)⁸⁹. En este sentido, todo proyecto de energía renovable de potencia superior a los 100 MW se considera un PIIN, lo que aplica a todos los parques eólicos *offshore* de la cuarta ronda de arrendamiento, puesto que ha exigido una potencia mínima por proyecto de 600 MW.

La OCD es una pieza clave en el procedimiento de autorización de todo proyecto eólico *offshore* en Inglaterra, puesto que logra plasmar la importancia del diálogo temprano y constante entre el promotor del proyecto y la comunidad local afectada. La OCD incorpora una serie de autorizaciones, incluida una autorización marítima⁹⁰ y autorizaciones para la construcción de las infraestructuras necesarias en tierra. El procedimiento de autorización entraña una gran complejidad como se refleja en la siguiente tabla.

Tabla 7 - Fases del régimen de autorización de la OCD

Fase	Explicación
Pre-solicitud	El promotor tiene dos obligaciones: 1) Realizar un proceso de consulta previa con las autoridades y la comunidad local afectada por el proyecto propuesto, con el objetivo de proporcionar un espacio de deliberación para articular las cuestiones importantes e intentar llegar a un acuerdo.

⁸⁹ De acuerdo con los artículos 14, 15 (3) y 31 del *Planning Act 2008*. Puede consultarse el texto en inglés en el siguiente enlace: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/29/contents>. La aprobación de proyectos con potencia igual o inferior a 100 MW es competencia de las autoridades locales de planificación, de acuerdo con el *Town and County Planning Act 1990*.

⁹⁰ De acuerdo con la sección 149 A del capítulo 1 (parte 7) de la *Planning Act 2008*.

Fase	Explicación
<p>No existe plazo legalmente establecido y depende de la complejidad del proyecto.</p>	<p>Si bien el promotor tiene plena libertad para organizar el proceso, el <i>Planning Act 2008</i> regula una serie de requisitos mínimos:</p> <ul style="list-style-type: none"> plazo mínimo de 28 días para convocar la consulta a partir del día siguiente a la recepción de los documentos de consulta por los consultados. Siempre deben consultarse: la Organización de Gestión Marina, las autoridades locales, la comunidad local y las personas con un interés legítimo en las zonas en las que se desarrollará el proyecto⁹¹. <p>2) Elaborar un informe de consulta⁹² que detalle cómo han cumplido con los requisitos del <i>Planning Act 2008</i>. Dicho informe será tenido en cuenta por la Inspección de Planificación cuando decida si la solicitud puede aceptarse o no.</p> <p>Durante todo el procedimiento previo a la solicitud, el promotor puede hacer uso de un servicio gratuito de asesoramiento ofrecido por la Inspección de Planificación, que da apoyo para preparar solicitudes de buena calidad con altas probabilidades de ser aceptadas.</p>
<p>Aceptación</p>	<p>La solicitud es presentada a la Inspección de Planificación, que debe decidir en un plazo de 28 días si se puede proceder a la fase de examinación⁹³. El solicitante cuenta con un plazo de seis semanas para presentar un recurso legal si su petición es rechazada.</p> <p>Antes de aceptar una solicitud de OCD, la Inspección de Planificación debe evaluar la idoneidad de la consulta previa llevada a cabo por el solicitante. Para ello, debe escribir a las autoridades locales correspondientes para recabar su opinión. Además, cualquier parte interesada puede presentar una queja sobre la inadecuación de la consulta a la autoridad local competente o directamente a la Inspección de Planificación.</p>
<p>Pre-examen</p> <p>No existe un calendario legal para esta fase (suele durar sobre tres meses).</p>	<p>Una vez la solicitud es aceptada a trámite, se inicia su examen. La Inspección de Planificación nombra a un Inspector Examinador (o a un grupo de Inspectores) como Autoridad Examinadora, que es el órgano encargado de dirigir y supervisar el examen de la solicitud.</p> <p>El solicitante debe anunciar que su solicitud ha sido aceptada por la Inspección de Planificación e indicar cuándo y cómo pueden registrarse las partes interesadas para participar en el examen. El plazo de registro lo fija el solicitante, pero no debe ser inferior a 28 días. La sección 102 del <i>Planning Act 2008</i> establece una lista de partes interesadas, que esencialmente abarca a todas las entidades consultadas en el procedimiento previo a la solicitud. No obstante, las normas de procedimiento⁹⁴ aplicables disponen que la Autoridad Examinadora puede permitir que cualquier otra persona presente alegaciones por escrito o participe en cualquier otra audiencia celebrada para examinar la solicitud⁹⁵.</p> <p>Tras realizar una evaluación inicial de la solicitud, la Autoridad Examinadora debe convocar una reunión preliminar, con el fin de considerar todos los aspectos procedimentales y fijar el calendario del examen. Se invita al solicitante, a todas las partes interesadas y a cualquier otra persona que la Autoridad Examinadora considere necesario, con una antelación mínima de 21 días.</p>
<p>Examen</p> <p>La Autoridad tiene un plazo de seis meses para</p>	<p>El examen se lleva a cabo principalmente mediante alegaciones por escrito, aunque también pueden celebrarse audiencias. Un documento clave que tiene en cuenta la Autoridad Examinadora es la declaración de motivos comunes presentada por el promotor junto con la solicitud. Este documento es una declaración escrita elaborada conjuntamente por el promotor y otra u otras partes, en la que se identifican los asuntos que no son objeto de controversia, así como aquellos ámbitos en los que no se ha alcanzado un acuerdo. La Guía</p>

⁹¹ Secciones 44 a 44, *Planning Act 2008*.

⁹² Sección 37, *Planning Act 2008*.

⁹³ Sección 55, *Planning Act 2008*.

⁹⁴ *The Infrastructure Planning (Examination Procedure) Rules 2010*, que de acuerdo con su sección serán de aplicación a la examinación de una aplicación. Dichas normas pueden ser consultadas en el siguiente enlace: <https://www.legislation.gov.uk/uksi/2010/103/contents/made>

⁹⁵ Secciones 10 y 13, respectivamente, de las normas de procedimiento.

Fase	Explicación																																																																																																																																																		
<p><i>revisar la solicitud (a partir del día siguiente a la reunión preliminar).</i></p>	<p>para el examen de las solicitudes de autorización de desarrollo (elaborada por el Departamento de Comunidades y Gobierno Local)⁹⁶ establece lo siguiente:</p> <p><i>La declaración debe dejar clara la información básica sobre la que las partes se han puesto de acuerdo, como la naturaleza exacta de la infraestructura propuesta, una descripción del emplazamiento y su historial urbanístico. Deben utilizarse referencias cruzadas eficaces de otros documentos de solicitud para evitar duplicación de documentos y mantener el volumen de material de examen al mínimo posible.</i></p> <p>El uso eficaz de estas declaraciones conduce a un proceso de examen más eficiente, dado que garantizan que las pruebas se centran en las diferencias reales entre las principales partes.</p> <p>El sitio web del <i>National Infrastructure Planning</i>⁹⁷ incluye ejemplos de lo que se considera una buena declaración de motivos comunes, especialmente en lo relativo al estilo, el formato y el enfoque utilizados. Por ejemplo, en una de las declaraciones se incluye el siguiente cuadro de elementos comunes⁹⁸:</p> <div data-bbox="368 723 1026 1093" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>Table 4.1 Table of Commonality at Deadline 8</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">SoCG Ref</th> <th rowspan="2">Party</th> <th colspan="13">Topics</th> </tr> <tr> <th>Draft DOO</th> <th>Protective Provisions</th> <th>Other Consents and Licences</th> <th>CEMR and associated documents</th> <th>Design and Engineering</th> <th>Planning Policy</th> <th>Landscape & Visual</th> <th>Historic Environment</th> <th>Archaeology</th> <th>Traffic and Transport</th> <th>Air Quality</th> <th>Noise and Vibration (including EMF)</th> <th>Water Environment</th> <th>Geology, Soils and Agriculture</th> <th>Socio-economic and recreation</th> <th>Cumulative effects</th> <th>Broad Oak</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>8.4.1(C)</td> <td>Environment Agency</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>8.4.2(B)</td> <td>River Stour (Kent) Internal Drainage Board</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>8.4.3(A)</td> <td>Natural England</td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> </tr> <tr> <td>8.4.4</td> <td>Kent Wildlife Trust</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>8.4.5(A)</td> <td>Kent County Council – Highways & Public Rights of Way</td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>✓</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>8.4.6(B)</td> <td>The Councils</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> <td>✓</td> </tr> </tbody> </table> </div>	SoCG Ref	Party	Topics													Draft DOO	Protective Provisions	Other Consents and Licences	CEMR and associated documents	Design and Engineering	Planning Policy	Landscape & Visual	Historic Environment	Archaeology	Traffic and Transport	Air Quality	Noise and Vibration (including EMF)	Water Environment	Geology, Soils and Agriculture	Socio-economic and recreation	Cumulative effects	Broad Oak	8.4.1(C)	Environment Agency	✓	✓	✓	✓				✓					✓				✓	8.4.2(B)	River Stour (Kent) Internal Drainage Board	✓	✓		✓									✓					8.4.3(A)	Natural England	✓			✓		✓		✓						✓			✓	8.4.4	Kent Wildlife Trust	✓	✓	✓	✓	✓			✓										8.4.5(A)	Kent County Council – Highways & Public Rights of Way	✓								✓						✓			8.4.6(B)	The Councils	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
SoCG Ref	Party			Topics																																																																																																																																															
		Draft DOO	Protective Provisions	Other Consents and Licences	CEMR and associated documents	Design and Engineering	Planning Policy	Landscape & Visual	Historic Environment	Archaeology	Traffic and Transport	Air Quality	Noise and Vibration (including EMF)	Water Environment	Geology, Soils and Agriculture	Socio-economic and recreation	Cumulative effects	Broad Oak																																																																																																																																	
8.4.1(C)	Environment Agency	✓	✓	✓	✓				✓					✓				✓																																																																																																																																	
8.4.2(B)	River Stour (Kent) Internal Drainage Board	✓	✓		✓									✓																																																																																																																																					
8.4.3(A)	Natural England	✓			✓		✓		✓						✓			✓																																																																																																																																	
8.4.4	Kent Wildlife Trust	✓	✓	✓	✓	✓			✓																																																																																																																																										
8.4.5(A)	Kent County Council – Highways & Public Rights of Way	✓								✓						✓																																																																																																																																			
8.4.6(B)	The Councils	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓																																																																																																																																	
<p>Decisión</p> <p><i>Se dispone de seis meses.</i></p>	<p>La Autoridad Examinadora dispone de tres meses para redactar su informe de recomendaciones y presentarlo al Secretario de Estado del Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial (<i>Secretary of State Department for Business, Energy and Industrial Strategy</i>). El Secretario dispone de otros tres meses para conceder o rechazar la OCD.</p> <p>Tras la decisión, del solicitante y cualquier otra parte interesada cuentan con seis semanas para impugnar la decisión del Secretario de Estado ante el Tribunal Superior.</p>																																																																																																																																																		

Fuente: elaboración propia

2.1.5. Los Contratos por Diferencia

Los Contratos por Diferencia (CfD), introducidos por el *Energy Act 2013*, se utilizan por el gobierno británico para regular la venta de energía de los proyectos eólicos *offshore* a los consumidores. Se trata de un mecanismo eficaz para apoyar la generación de electricidad con emisiones bajas de carbono. Estos contratos se suscriben entre el promotor y la *Low Carbon Contracts Company* (LCCC) – una sociedad propiedad del

⁹⁶ Puede consultarse dicha Guía en el siguiente enlace:

<https://www.gov.uk/government/publications/planning-act-2008-examination-of-applications-for-development-consent>

⁹⁷ <https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/legislation-and-advice/example-documents/>

⁹⁸ La tabla completa puede consultarse en el siguiente documento (páginas 16 y 17):

[https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/wp-content/ipc/uploads/projects/EN020017/EN020017-002310-National_Grid_8.4\(F\)_Statement_of_Commonality_for_SoCGs.pdf](https://infrastructure.planninginspectorate.gov.uk/wp-content/ipc/uploads/projects/EN020017/EN020017-002310-National_Grid_8.4(F)_Statement_of_Commonality_for_SoCGs.pdf)

Estado Británico – por un **plazo de 15 años**. Los CfDs se otorgan a través de rondas periódicas de licitación⁹⁹ convocadas por la Secretaría de Estado de Empresa, Energía y Estrategia Industrial, y su tramitación es competencia de *National Grid ESO*, que es la entidad que opera el sistema eléctrico de Reino Unido.

Un CfD estabiliza los ingresos de los promotores al proporcionar un precio fijo de la energía eólica producida, conocido como el *strike price*, que se determina en el procedimiento de licitación. En caso de que el precio medio anual de la electricidad en el mercado mayorista se eleve por encima del *strike price*, el promotor abonará la diferencia a la LCCC. Si ocurre lo contrario, será la LCCC quien abone la diferencia al promotor. De este modo se protege a los promotores de los precios mayoristas volátiles y, al mismo tiempo, se evita que los consumidores paguen más cuando los precios de la electricidad se elevan. Por lo tanto, los CfDs reducen significativamente el riesgo en el que incurren los promotores al invertir en el desarrollo de un proyecto de energía renovable, algo que en el caso del desarrollo de un parque eólico *offshore* es especialmente alto.

Si bien hay distintas tecnologías para las que pueden suscribirse un CfD, la energía eólica *offshore* es la más beneficiada actualmente, según se puede comprobar en la siguiente figura sobre los resultados de la cuarta ronda de otorgamiento de los CfD¹⁰⁰.

Figura 9 - Tecnologías beneficiarias de contratos CfD en la Ronda 4

Technology	Pot		2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	Total Capacity (MW)
Solar PV (>5MW)	Pot 1	£/MWh	45.99	45.99	NA	NA	2209.41
		MW	251.38	1958.03	NA	NA	
Onshore Wind (>5MW)	Pot 1	£/MWh	-	42.47	NA	NA	887.96
		MW	-	887.96	NA	NA	
Energy from Waste (with CHP)	Pot 1	£/MWh	-	45.99	NA	NA	30.00
		MW	-	30.00	NA	NA	
Tidal Stream	Pot 2	£/MWh	NA	NA	178.54	178.54	40.82
		MW	NA	NA	5.62	35.20	
Floating Offshore Wind	Pot 2	£/MWh	NA	NA	-	87.30	32.00
		MW	NA	NA	-	32.00	
Remote Island Wind (RIW)	Pot 2	£/MWh	NA	NA	-	46.39	597.60
		MW	NA	NA	-	597.6	
Offshore Wind	Pot 3	£/MWh	NA	NA	-	37.35	6994.34
		MW	NA	NA	-	6994.34	

Fuente: Decisión sobre los proyectos beneficiarios de CfD de la cuarta ronda¹⁰¹

2.1.6. Obtención de los contratos de arrendamiento

Tras la obtención de la OCD y los CfDs, el promotor puede firmar los contratos de arrendamiento – de parque eólico y de transmisión – con *The Crown Estate*. Estos

⁹⁹ Estas rondas de licitación se rigen por *The Contracts for Difference (Allocation) Regulations 2014*.

Puede consultarse el texto en inglés en el siguiente enlace:

<https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2014/9780111116777/contents>.

¹⁰⁰ La tabla resume el *strike Price* de la tecnología y el año de operabilidad de los proyectos, que para la energía *offshore* se sitúa en el parámetro temporal de los años 2026 a 2027.

¹⁰¹ Pueden consultarse estos datos en el siguiente enlace:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1103022/contracts-for-difference-allocation-round-4-results.pdf

contratos tienen una duración máxima de 60 años, aunque se ofrece al promotor la posibilidad de rescindir el contrato a los 25 años o iniciar un proceso de *repowering* para continuar con su explotación una vez finalizado este. El contrato de arrendamiento determina, entre otros aspectos, la renta a satisfacer por el promotor a *The Crown Estate*, las cláusulas de cambio de control¹⁰² y las obligaciones aplicables para el desmantelamiento del proyecto una vez finalice su explotación.

En este momento, **Ofgem**¹⁰³ (*The Office for Gas and Electricity Markets*) – el regulador de la energía en Reino Unido – también organiza un proceso de licitación separado para explotar los activos de transmisión en alta mar. De conformidad con la normativa aplicable para los proyectos *offshore*¹⁰⁴, el promotor debe transmitir la infraestructura de evacuación del parque eólico al *Offshore Transmission Owner* (OFTO)¹⁰⁵ que resulte beneficiario tras este proceso de licitación. Esto se debe a que debe existir una propiedad separada de los activos de generación y de transmisión una vez que los parques marinos sean operativos, dónde Ofgem también puede determinar que sea el OFTO el encargado de construir dicha infraestructura.

2.1.7. Síntesis de la legislación de Reino Unido

A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes de los aspectos analizados en relación con la legislación de Reino Unido.

Tabla 8 – Características principales de la regulación offshore de Reino Unido

	Elementos más destacables
Caracterización del espacio marítimo	Antes de iniciar una ronda de arrendamiento del lecho marino, <i>The Crown Estate</i> lleva a cabo un proceso previo de caracterización del espacio marítimo para determinar las zonas específicas de licitación. Estas zonas se identifican en función de la viabilidad técnica para el desarrollo de proyectos, el recurso eólico disponible y los menores niveles de restricciones para la concesión de los permisos requeridos. Además, el estudio previo de caracterización se pone a disposición del sector eólico marino para asistir a los licitadores en la selección del mejor emplazamiento posible, algo que también reduce el riesgo en la autorización al permitir la presentación de los proyectos más sólidos posibles.
Procedimiento de licitación	Cada ronda de arrendamiento del lecho marino establece un procedimiento de licitación flexible y dinámico , que se ajusta a las lecciones aprendidas en rondas pasadas y a las necesidades reales de cada zona eólica que se desarrolla. Para definir los objetivos de cada ronda, <i>The Crown Estate</i> lleva a cabo un procedimiento exhaustivo de preparación para entender las capacidades del sector eólico marino y así determinar el diseño del procedimiento de licitación. Por ejemplo, la quinta ronda

¹⁰² Las cláusulas de cambio de control aplican cuando se produzca un cambio de control societario en la compañía (a pesar de que esta siga siendo la misma persona jurídica).

¹⁰³ OFGEM es el organismo independiente que regula el mercado energético en Reino Unido. El procedimiento se regula a través del *Electricity (Competitive Tenders for Offshore Transmission Licences) Regulations 2015*. Puede consultarse el texto en inglés en el siguiente enlace: <https://www.legislation.gov.uk/ukxi/2015/1555/contents/made>.

¹⁰⁴ Véase la Sección 6 del *Electricity Act 1989*. Puede consultarse el texto en inglés en el siguiente enlace: <https://www.legislation.gov.uk/ukpga/1989/29/contents>.

¹⁰⁵ El compromiso de transmisión de la red de evacuación se firma como parte de los permisos requeridos para la explotación del Parque Eólico Marino, una vez determinada la ruta de la línea y aprobada esta por *The Crown Estate* y con carácter previo a la solicitud de la DCO.

	de arrendamiento se va a centrar en la importancia estratégica de los puertos, sobre todo en lo relativo al montaje de las plataformas flotantes, y en la necesidad de crear un impacto social que perdure en el tiempo. Al tener flexibilidad en los criterios que serán aplicables para evaluar las ofertas en el procedimiento de licitación, <i>The Crown Estate</i> puede ajustar la ronda de arrendamiento a las realidades de cada zona eólica marina que se desarrolla.
Procedimiento de autorización	<p>El procedimiento de autorización de la OCD está diseñado para reducir las interrupciones sociales y medioambientales de un parque eólico marino. La fase de pre-aplicación es una oportunidad para que el promotor presente el proyecto a las autoridades y la población local afectada, con el fin de que estos puedan dar forma a la propuesta y proponer posibles medidas paliativas. El promotor también puede utilizar este espacio de diálogo para identificar maneras en las cuales el proyecto puede apoyar objetivos sociales, económicos y medioambientales más amplios y con un beneficio claramente local. Por lo tanto, este debate en la fase más temprana del procedimiento de autorización permite reducir el riesgo global del proyecto. La decisión del Secretario de Estado para otorgar la OCD se basa, en gran medida, en la idoneidad de la consulta realizada en esta fase, por lo que la postura de las partes interesadas tiene un impacto real en el resultado final del proyecto. Es relevante mencionar también que el promotor del proyecto tiene que asumir los gastos de este proceso de pre-aplicación, lo que supone un ahorro significativo para la administración.</p> <p>Los <i>Statements of Common Ground</i> presentados por el promotor tras la fase de pre-aplicación permiten identificar las cuestiones más controvertidas del proyecto, al exponer tanto aquellos puntos en los que puede lograrse un acercamiento como aquellos en los que no es posible. Esto evita una sobrecarga de información y agiliza el examen de la solicitud de la OCD, al no ser necesario debatir sobre temas en los que existe un acuerdo explícito entre las partes. Además, la Autoridad Examinadora tiene plena flexibilidad para ajustar el examen de la OCD según las necesidades del proyecto, atendiendo a los puntos controvertidos identificados en los <i>Statement of Common Ground</i>.</p>
Financiación	El régimen de los contratos por diferencia (CfD) es el principal mecanismo del gobierno británico para apoyar la generación de electricidad con bajas emisiones de carbono. Los promotores reciben un flujo garantizado de ingresos durante los 15 años de vigencia del contrato, que forma la base de la financiación a bajo coste de los mecanismos intensivos en capital. Esto hace que los proyectos resulten más atractivos para un mayor número de inversores, permitiendo así que los proyectos de energías renovables se desarrollen con mayor rapidez y volumen. Además, al ser la LCCC la contraparte en todos los CfD, los promotores están protegidos frente a cualquier cambio en el gobierno británico.

Fuente: elaboración propia

2.2. Alemania

En la última década, el desarrollo del sector eólico marino en Alemania ha sido notable, pasando de los 200 MW de capacidad de generación en 2011 a los 8.043 MW en 2022¹⁰⁶. Debido a la guerra de Ucrania y a la necesidad de acelerar el proceso de transición energética, la reforma de la **Ley de Energías Renovables (Erneuerbare-Energien-**

¹⁰⁶ Según datos del *Global Offshore Wind Report 2022* y el *Global Wind Report 2011*, supra.

Gesetz)¹⁰⁷ ha aumentado el objetivo de presencia de energías renovables del 65% al 80% en 2030, debiendo alcanzarse la neutralidad climática antes del año 2050. En concreto, prevé que Alemania deberá contar con 115 GW de energía eólica terrestre y 215 GW de energía fotovoltaica para el año 2030. Los objetivos relativos a la energía eólica *offshore* se establecen en la **Ley de Desarrollo y Fomento de la Energía Eólica en el Mar** (*Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See*, WindSeeG¹⁰⁸): al menos 30 GW para el año 2030, 40 GW para 2035 y 70 GW para 2045.

2.2.1. Delimitación del área eólica en la ZEE

En Alemania, los parques eólicos *offshore* se construyen fundamentalmente en la ZEE del Mar del Norte y el Mar Báltico, ya que en el mar territorial dichos proyectos están muy limitados por motivos medioambientales¹⁰⁹. En caso de que se pretendiera instalar un parque eólico en aguas territoriales, debe ser en una zona que haya sido designada como adecuada por el *Lander* costero en cuyo ámbito territorial se prevea desarrollar el proyecto¹¹⁰.

La delimitación de las zonas aptas para el desarrollo de la energía eólica en la ZEE se lleva a cabo conforme al **Plan de Desarrollo de Zona** (*Flächenentwicklungsplan*, PDZ)¹¹¹. El PDZ es el instrumento de planificación técnica que realiza una demarcación más específica de las áreas eólicas *offshore* identificadas en el POEM alemán¹¹². Además, el PDZ es revisado cada vez que se ajustan los objetivos de expansión de la energía eólica marina y, desde la aprobación del primer PDZ en 2019, se han aprobado otros dos: en diciembre de 2020 y en enero de 2023¹¹³. De acuerdo con el artículo 6 WindSeeG, la

¹⁰⁷ La reforma de la Ley entró en vigor el 1 de enero de 2023. Puede consultarse el texto en alemán en el siguiente enlace: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/.

¹⁰⁸ La WindSeeG fue reformada el 20 de julio de 2022. Puede consultarse el texto en alemán en el siguiente enlace: <http://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>.

¹⁰⁹ De conformidad con la World Wind Energy Association (WWEA), “El impacto sobre el medio ambiente y el paisaje es muy alto. Los parques eólicos *offshore* (Nordergründe) en el Mar del Norte y en el Mar Báltico son actualmente los únicos en Alemania hasta la fecha. Dado que las áreas prioritarias para la energía eólica marina solo se han designado en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) y teniendo en cuenta las altas restricciones ambientales en la zona de las 12 millas náuticas, se puede suponer que no habrá apenas propuestas para construir turbinas marinas dentro de la zona de 12 millas náuticas” (página 38). Faraimunashe Nkomo, “WWEA Policy Paper Series: Germany”, WWEA, https://wwindea.org/wp-content/uploads/2018/06/Germany_Full.pdf.

Puede consultarse igualmente el siguiente enlace de la Unión Federal para la Energía Eólica (*Bundesverband WindEnergie*): <https://www.wind-energie.de/english/policy/offshore/>

¹¹⁰ Artículo 5 (1), apartados 1 y 2, WindSeeG.

¹¹¹ Desde 2018, el PDZ unifica en el mismo instrumento de planificación al Plan Federal Offshore (PFO) y al Plan de Desarrollo de la Red Marina (*Offshore-Netzentwicklungsplan*, O-NET), ambos regulados por la Ley de Industria Energética (*Energiewirtschaftsgesetz*, EWG).

¹¹² La versión revisada del POEM alemán entró en vigor el 1 de septiembre de 2021. Puede consultarse el texto en alemán en el siguiente enlace:

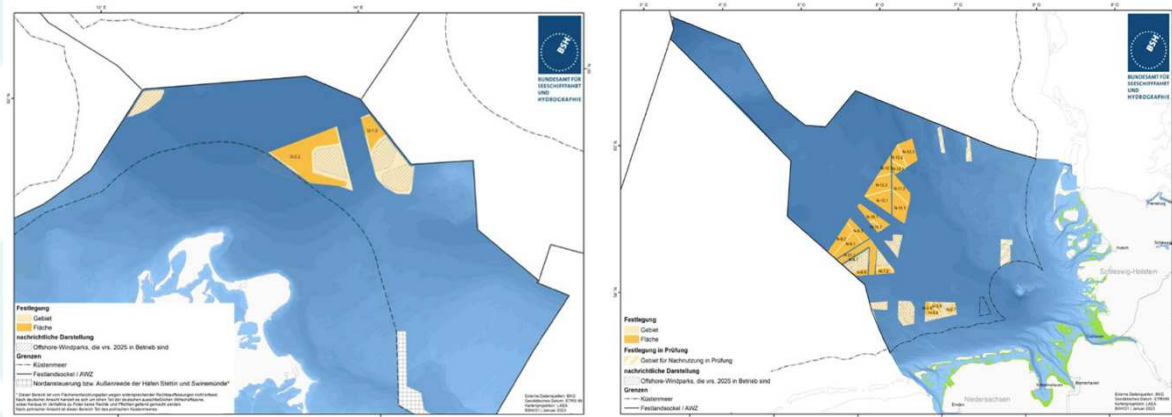
https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?startbk=Bundesanzeiger_BGBI&jumpTo=bgbl121058_Anlageband.pdf#_bgbl_%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl121058_Anlageband.pdf%27%5D__1696845543439. También está disponible un [documento de apoyo](#) en inglés.

¹¹³ Las áreas de expansión identificadas en el PDZ 2023 suman una capacidad instalada de 36,5 GW, garantizando así la materialización del objetivo de al menos 30 GW para el año 2030. Puede consultarse la versión definitiva del PDZ 2023 en el siguiente enlace:

autoridad competente para el desarrollo de estos planes es la Agencia Federal Marítima e Hidrográfica (*Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie*, BSH¹¹⁴), en coordinación con la Agencia Federal de Redes (*Bundesnetzagentur*, BNetzA¹¹⁵).

El PDZ establece las especificaciones de planificación técnica para el desarrollo de la energía eólica en la ZEE, con el tripe objetivo de¹¹⁶: alcanzar los objetivos de capacidad instalada de la WindSeeG; asegurar una expansión organizada espacialmente; y garantizar la utilización ordenada y eficiente de las líneas de conexión en alta mar. A tal efecto, el PDZ identifica una serie de áreas en la ZEE apropiadas para el desarrollo de proyectos eólicos¹¹⁷, determinando el orden cronológico en el que se licitarán, la manera en la cual se conectarán a la red eléctrica terrestre y el principio técnico de sus líneas de conexión¹¹⁸.

Figura 10 - Designación de zonas en la ZEE del Mar del Norte (izquierda) y del Mar Báltico (derecha)



Fuente: PDZ 2023¹¹⁹

https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1

¹¹⁴ La BSH es una autoridad subordinada al Ministerio Federal de Transportes. Es responsable de la aprobación de parques eólicos en la ZEE y del seguimiento del correcto funcionamiento de los sistemas.

¹¹⁵ Se trata de una autoridad federal superior independiente con sede en Bonn que opera en el ámbito de actividad del Ministerio Federal de Economía y Acción por el Clima (BMWK) y del Ministerio Federal de Digital y Transportes (BMDV). Son responsables de las infraestructuras esenciales de electricidad, gas, telecomunicaciones y correos de Alemania desde hace más de 20 años.

¹¹⁶ Artículo 4, WindSeeGee.

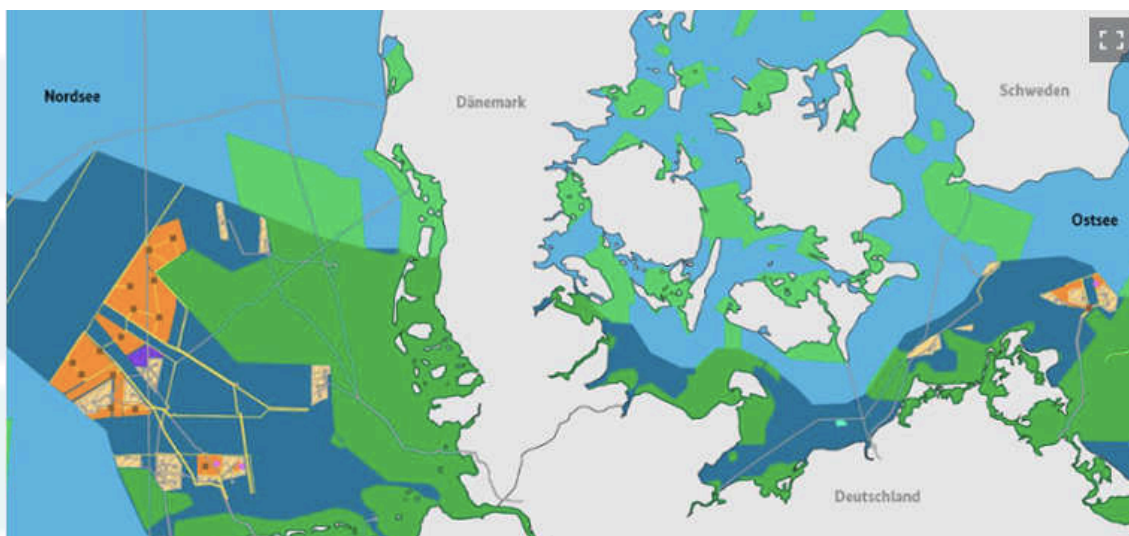
¹¹⁷ Puede comprobarse en detalle esta planificación en el visor desarrollado por la BSH:

<https://www.geoseaportal.de/mapapps/resources/apps/meeresnutzung/index.html?lang=de>

¹¹⁸ Artículo 5 (1), WindSeeG.

¹¹⁹ Véase la página 4 del PDZ 2023.

Figura 11 - Visualización de las zonas designadas en el PDZ 2023 (en naranja)



Fuente: ZDF

2.2.2. Investigación central de las zonas y procedimiento de licitación

En base a la zonificación de la ZEE establecida en el PDZ, se inicia la investigación preliminar central de las zonas en el orden establecido en dicho instrumento de planificación¹²⁰. La BNetzA tiene la responsabilidad de realizar dicha investigación, si bien puede encomendar su ejecución efectiva a la BSH, cuando se alcance un acuerdo administrativo¹²¹. En todo caso, la investigación preliminar central tiene un doble propósito. Por un lado, determina la idoneidad de las zonas para el desarrollo de la energía eólica marina¹²² y, por otro, proporciona a los licitadores información técnica muy valiosa para poder definir una oferta competitiva en el procedimiento de licitación posterior.

De acuerdo con el artículo 10 (1) WindSeeG, únicamente se examinan de forma centralizada las zonas sobre las que existe determinada información técnica, como son las condiciones oceanográficas o del viento. Sin embargo, desde la reforma de dicha Ley en 2022, también se permite el desarrollo de determinadas zonas que no han sido examinadas centralmente, con el fin de acelerar el desarrollo de la energía eólica marina y alcanzar el objetivo de los 30 GW para 2030. La investigación de estas zonas, que se identifican en el PDZ 2023, es responsabilidad de los propios licitadores tras la obtención de los derechos de explotación.

En ambos casos, los derechos de explotación de las zonas marinas se adjudican en un procedimiento de licitación dirigido por la BNetzA, que cambia en algunos detalles según estemos ante zonas centralmente investigadas o no.

¹²⁰ Artículo 9 (1), WindSeeG

¹²¹ Artículo 11, WindSeeG.

¹²² De acuerdo con el artículo 10 de la WindSeeG, la idoneidad de la zona se determina en base a las condiciones del medio marino, del subsuelo, del viento y oceanográficas, entre otras.

Tabla 9 – Comparación de los procedimientos de licitación de Alemania

Particularidades del procedimiento de licitación	Zonas no examinadas centralmente (sección 2 de la WindSeeG)	Zonas examinadas centralmente (sección 5 WindSeeG)
Valor de la oferta	<p align="center"><u>Artículo 19</u></p> <p>La oferta debe presentarse en céntimos por kilovatio hora. Para las licitaciones celebradas a partir de 2023, el valor máximo de la oferta es de 6,2 céntimos € /kWh, que representa la financiación estatal solicitada.</p>	<p align="center"><u>Artículo 51</u></p> <p>Los licitadores de las subastas que se beneficien de la investigación previa centralizada no recibirán primas de mercado (financiación estatal). En cambio, los licitadores ofrecen un pago de concesión por KWh producido, que constituye el 60% de los criterios de adjudicación.</p> <p>La oferta debe presentarse en € /kWh, sin decimales, y no se establece ningún valor máximo.</p>
Criterios aplicados por la BSH para analizar las ofertas y adjudicar el contrato	<p align="center"><u>Artículo 20</u></p> <p>El contrato se adjudica al licitador que presente el precio más bajo, puesto que se busca la oferta que suponga el menor coste para el estado.</p> <p align="center"><u>Artículos 21 y 22</u></p> <p>En el caso de que se presenten varias ofertas de 0 céntimos € /kWh (en aquellos casos en los que el licitador no solicite financiación estatal), la BnetzA inicia un segundo procedimiento de licitación dinámico. Este procedimiento también se conoce como el procedimiento de “puja negativa”.</p> <p>El contrato se adjudica al licitador que esté dispuesto a pagar el precio más alto por MW licitado, que se determina en rondas sucesivas de licitación con niveles de oferta crecientes.</p> <p>En la última licitación dinámica, BP y TotalEnergies ofertaron un total de €12.600 millones¹²³. De acuerdo con el artículo 23 WindSeeG, el 90% de esta cantidad se destina a financiar los costes de conexión a la red, el 5% a proteger la biodiversidad marítima y el otro 5% a apoyar una pesca respetuosa con el medio ambiente.</p>	<p align="center"><u>Artículo 53</u></p> <p>Las ofertas se evalúan en base a los siguientes criterios:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El importe del valor de la oferta. 2. Contribución a la descarbonización del sector eólico marino (por ejemplo, el uso de electricidad verde en la construcción de los aerogeneradores). 3. Alcance del suministro de la energía generada en la zona licitada. 4. Contaminación acústica y del fondo marino asociada a las tecnologías de cimentación utilizadas. 5. Contribución a la obtención de trabajadores cualificados. <p>La evaluación de las ofertas se basa en un 60% en el precio y en un 40% en los criterios cualitativos. El contrato se adjudica al licitador con la puntuación más alta. En cuanto al precio, se busca el valor más alto, puesto que esto se traduce en una mayor recaudación económica para el estado.</p> <p>En la última ronda de licitación de zonas examinadas centralmente, los licitadores tenían hasta el 1 de agosto de 2023 para presentar sus ofertas. La BSH ha seleccionado a <i>RWE, Vattenfall y Waterkant Energy</i> para desarrollar cuatro</p>

¹²³ Puede consultarse la noticia en el siguiente enlace:

<https://www.offshorewind.biz/2023/07/13/windeurope-european-governments-should-not-follow-german-example-of-negative-bidding/>

	<p>Aunque este proceso puede reportarle al estado alemán miles de millones de euros, también ha recibido muchas críticas. Las ofertas negativas imponen costes adicionales a los promotores y podría obligarles a repercutir dichos costes a consumidores, en forma de facturas energéticas más elevadas.</p>	<p>parques eólicos que suman 1,8 GW en el Mar del Norte. Las licitaciones ascienden a un total de €784 millones¹²⁴, que se destinarán al operador del sistema de transmisión para reducir los costes de electricidad.</p>
<p>Consecuencias de la adjudicación del contrato</p>	<p style="text-align: center;"><u>Artículo 24</u></p> <p>El licitador adjudicatario tiene el derecho exclusivo de iniciar un procedimiento de aprobación del proyecto para la construcción y operación del parque eólico en la zona licitada. Este procedimiento se lleva a cabo ante la BSH, tal y como se explica en el apartado 2.2.2. del presente informe.</p> <p>Para participar en las subastas se exige una fianza de 100.000 euros/MW de capacidad instalada. Esta fianza garantiza el cumplimiento de varios hitos de desarrollo establecidos en el WindSeeG. Si el adjudicatario no cumple con estos hitos se aplican primero diferentes sanciones, pudiendo llegar a ejecutarse la fianza si el incumplimiento perdura. No obstante, el adjudicatario no está obligado a pagar las penalizaciones si puede demostrar que el proyecto se ha retrasado por circunstancias ajenas a su voluntad.</p> <p>Tras la adjudicación del contrato, el adjudicatario debe realizar las investigaciones en el emplazamiento, antes de continuar con el procedimiento de autorización.</p>	<p style="text-align: center;"><u>Artículo 55</u></p> <p>Aplica lo mismo que en la licitación de las zonas no examinadas centralmente, salvo las investigaciones sobre el emplazamiento.</p> <p>La fianza para los emplazamientos investigados de forma centralizada es de 200.000 euros/MW.</p>

Fuente: Elaboración propia

2.2.3. Aprobación de la planificación del proyecto

Los adjudicatarios de ambos modelos de licitación tienen el derecho exclusivo de solicitar la autorización del proyecto en el emplazamiento correspondiente. Este procedimiento, que la WindSeeG denomina *Plangenehmigung* (aprobación del proyecto), es competencia de la BSH¹²⁵. Si se cumplen todos los requisitos previos y el resultado de la evaluación es positivo, el procedimiento concluye con la decisión de aprobación del proyecto.

¹²⁴ Estos pagos de concesión se pagan en plazos anuales durante un periodo de 20 años.

¹²⁵ Artículo 69 (2), WindSeeG.

Tabla 10 - Fases del procedimiento de aprobación ante la BSH¹²⁶

<p>Fase 1 – Solicitud de aprobación del proyecto ante la BSH</p>	<p>La BSH examina la solicitud para verificar que está completa y con suficiente detalle. A iniciativa de la BSH, se celebra una reunión inicial con el promotor, para que pueda obtener una primera visión del procedimiento de aprobación y tenga la oportunidad de presentar la información básica del proyecto. Esta coordinación temprana entre la BSH y el promotor permite acelerar el procedimiento y evitar una carga de trabajo innecesaria para ambas partes.</p>
<p>Fase 2 – Reunión de alcance</p>	<p>El promotor presenta el proyecto en una reunión de alcance, para que la BSH pueda determinar la dimensión de la investigación que se realiza en la siguiente fase del procedimiento, en relación con los efectos del proyecto sobre el medio marino y el transporte marítimo. La presentación del promotor debe contener, como mínimo, la siguiente información:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Designación de los parámetros del parque eólico, la finalidad y el periodo de funcionamiento (si los aerogeneradores estarán en funcionamiento exclusivamente durante el día o también durante la noche), así como información sobre cualquier infraestructura de tráfico aéreo prevista (en caso de que se pretenda establecer un aeródromo en alta mar). 2. Un análisis de las cuestiones que deben analizarse en la fase 4 de discusión y aprobación. En particular, los puntos de mayor desafío desde el punto de vista del promotor. 3. Coordenadas de localización de los aerogeneradores y de las eventuales plataformas, así como del cableado dentro del parque. 4. Representación cartográfica del parque que incluya también los usos vecinos, en particular, la conexión a la red, otros corredores de cables, corredores aéreos de terceros y aerogeneradores vecinos. <p>Tras la reunión de alcance, la BSH prepara el marco de investigación acordado y presenta el documento al promotor.</p>
<p>Fase 3 – Elaboración del dictamen pericial</p>	<p>En base al marco de investigación, el solicitante prepara los informes periciales requeridos. Se deben preparar documentos técnicos sobre el subsuelo, las condiciones ambientales, oceanográficas y meteorológicas. También debe llevarse a cabo un análisis de riesgos para determinar el peligro de colisión entre un barco y los aerogeneradores marinos, debiendo detallarse la configuración del parque.</p>
<p>Fase 4 – Participación pública y aprobación</p>	<p>Una vez presentados los informes periciales ante la BSH, se envían a los organismos públicos, asociaciones y a la ciudadanía, para que tengan la oportunidad de presentar comentarios.</p>
<p>Fase 5 – Cumplimiento de los requisitos del permiso</p>	<p>En base en los documentos elaborados en las fases anteriores y las declaraciones presentadas durante la audiencia pública, la BSH examina el cumplimiento de todos los requisitos para la aprobación definitiva del proyecto. La decisión de aprobación se otorga por un periodo limitado de 25 años y, tras recibir la decisión, se fija un plazo dentro del cual debe comenzar la construcción del parque eólico marino¹²⁷.</p>

Fuente: Elaboración propia

¹²⁶ En la web del Ministerio Federal de Economía y Protección del Clima se analizan en detalle estas fases: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Genehmigung/genehmigung.html>

¹²⁷ Artículo 69, WindSeeG.

Durante esta fase, el proyecto también deberá someterse a la correspondiente EIA, en caso de encajar en alguna de las categorías previstas en el anexo I de la Ley de Evaluación Ambiental alemana (*Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung, UVPG*). Es importante resaltar que, tras la reforma de la WindSeeG, la EIA debe limitarse a los impactos ambientales adicionales u otros impactos ambientales significativos que no estén previstos en la evaluación ambiental estratégica ya realizada para el PDZ o la investigación preliminar central, de conformidad con los artículos 5 a 12 de la WindSeeG¹²⁸. En todo caso, una vez obtenida la autorización de planificación y tras la EIA, podrá iniciarse la construcción del parque eólico marino.

Tabla 11 - Tipo de evaluación ambiental requerida según el número de turbinas eólicas

Número de molinos del proyecto	Tipo de evaluación	Características
20 o más	Evaluación ambiental ordinaria	Procedimiento completo de EIA.
Entre 6 y 19	Examen preliminar general del caso individual ¹²⁹	El órgano competente analiza, en base a los criterios previstos en el Anexo III, si el proyecto puede tener impactos ambientales adversos significativos. En caso afirmativo, se someterá a EIA.
Entre 3 y 6	Examen preliminar relacionado con la ubicación del caso individual ¹³⁰	El órgano competente analiza si el proyecto debe someterse a EIA en dos pasos. En primer lugar, analiza si existen condiciones locales especiales de acuerdo con los criterios de protección enumerados en el Anexo 3 número 2.3. En caso afirmativo (y solo en caso afirmativo) se analiza en base a los criterios previstos en el Anexo III, si el proyecto puede tener impactos ambientales adversos significativos. En caso de que la respuesta también sea afirmativa, se someterá a EIA.

Fuente: Elaboración propia

2.2.4. Síntesis de la legislación de Alemania

A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes de los aspectos analizados en relación con la legislación de Alemania.

Tabla 12 – Características principales de la regulación offshore de Alemania

	Elementos más destacables
Caracterización del espacio marítimo	El PDZ sirve para identificar las zonas específicas para el desarrollo de la energía eólica en el Mar del Norte y el Mar Báltico, que se determinan en función de las ZAPER identificadas en el POEM alemán. El PDZ es también una hoja de ruta para alcanzar los objetivos de instalación de la energía eólica offshore, puesto que fija el orden de licitación de las zonas identificadas, la puesta en servicio de los parques eólicos y su conexión a la red. En esencia, es un instrumento de planificación sectorial que garantiza un despliegue ordenado de la energía eólica marina acorde con las necesidades reales de

¹²⁸ Antes de esta última reforma se daba la posibilidad de limitar la EIA por los mismos motivos, mientras que con la nueva redacción se trata de una obligación (artículo 72 WindSeeG).

¹²⁹ En alemán: *Allgemeine Vorprüfung des Einzelfalls*. Artículo 7 (1), UVPG.

¹³⁰ En alemán: *Standortbezogene Vorprüfung des Einzelfalls*. Artículo 7 (2), UVPG.

	<p>capacidad instalada de Alemania, y no en base a los intereses económicos del promotor.</p> <p>Además, los proyectos desarrollados en una zona identificada en el PDZ, que haya sido objeto de una investigación preliminar central por parte de la BNetzA, pueden beneficiarse de una EIA simplificada, lo que está en línea con el trasfondo de RED III. En este sentido, la EIA del proyecto debe limitarse a los impactos ambientales adicionales que no hayan sido previstos en la evaluación ambiental estratégica de la PDZ o la investigación preliminar central.</p>
Procedimiento de licitación	<p>Los proyectos presentados en un procedimiento de licitación para una zona examinada centralmente se evalúan, en un 40%, en base a cuatro criterios cualitativos: contribución del proyecto a la descarbonización del sector eólico marino; contaminación acústica y del fondo marino; alcance del suministro de la energía generada y contribución a la obtención de trabajadores cualificados. Si bien el 60% del proyecto se evalúa en función del precio ofertado, la inclusión de estos criterios cualitativos permite la selección de aquellas propuestas con mayores beneficios sociales y menores impactos en el medioambiente marino. Sin embargo, el reto está en asegurar las máximas garantías de transparencia en la evaluación de dichos criterios.</p>
Procedimiento de autorización	<p>En el procedimiento de aprobación del proyecto existe una colaboración temprana y estrecha entre el promotor y la BSH. Esta relación cercana entre ambos actores – desde el primer momento del procedimiento de aprobación – permite generar un nivel de <i>expertise</i> en torno a los detalles del proyecto.</p>
Financiación	<p>En las licitaciones de zonas no examinadas centralmente, puede iniciarse un procedimiento de ‘puja negativa’ si se presentan varias ofertas de 0 céntimos €/kWh. El problema con este esquema es que los promotores no sólo no reciben ninguna ayuda estatal para construir un parque eólico marino, sino que tienen que pagar al gobierno por el derecho a iniciar las obras, sin ningún límite en cuanto a la cantidad máxima que pueden llegar a ofrecer para ganar la licitación. Por lo tanto, el sistema de ‘puja negativa’ impone costes adicionales a los promotores durante el periodo de mayor riesgo – cuando están construyendo el parque eólico <i>offshore</i> – que pueden llegar a trasladarse a los consumidores de electricidad o a la cadena de valor.</p>

Fuente: elaboración propia

2.3. Dinamarca

El desarrollo de la energía eólica *offshore* en Dinamarca ha sido más limitado que en Reino Unido y Alemania, habiendo aumentado su capacidad total instalada en tan solo 1.486 MW en la última década (de los 857 MW¹³¹ en 2011 a los 2.343 MW¹³² en 2022). Sin embargo, los objetivos fijados en relación con el desarrollo de esta energía son muy ambiciosos. En mayo de 2023, el parlamento danés firmó un acuerdo que establece el marco de licitación para el mayor desarrollo de la energía eólica marina en la historia de Dinamarca¹³³. Se ha acordado desbloquear 9 GW de energía eólica *offshore* para 2030, con la posibilidad de alcanzar más de 14 GW si los promotores aprovechan la libertad

¹³¹ Según datos del *Global Wind Energy Report de 2011*, supra.

¹³² Según datos del *Global Offshore Wind Report 2022*, supra.

¹³³ Puede leerse el comunicado oficial de la ADE en el siguiente enlace (en danés):

<https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2023/maj/danmarkshistoriens-stoerste-havvindsudbud-er-paa-plads>.

incluida en el acuerdo para desarrollar plenamente toda la capacidad prevista en las zonas designadas.

Asimismo, existe un proyecto para construir una “isla energética” en el Mar del Norte, que conectará una potencia de 10 GW de molinos *offshore* con Dinamarca y otros mercados de países vecinos; un proyecto que ya cuenta con un acuerdo de colaboración público-privada entre el estado danés y un consorcio de empresas¹³⁴. Sin embargo, debido a su elevado coste, el gobierno danés ha aplazado la decisión de iniciar la licitación de dicha isla energética y van a iniciar estudios para reformular su concepto¹³⁵.

2.3.1. La ordenación del espacio marítimo danés

La planificación para el desarrollo de la energía eólica *offshore* es responsabilidad de la **Agencia Danesa de la Energía (ADE)**, que coordina el proceso de elaboración en nombre de todas las autoridades competentes. En este sentido, el procedimiento para identificar emplazamientos adecuados para la instalación de parques eólicos se inicia a través de la firma de un Acuerdo Energético, en el que los partidos políticos se comprometen a apoyar la legislación necesaria para alcanzar los objetivos energéticos en él contenidos. En el último Acuerdo¹³⁶, alcanzado en el año 2018, los partidos acordaron iniciar un proceso de ordenación de las aguas danesas para identificar emplazamientos para el desarrollo de 10 GW de capacidad eólica marina.

El procedimiento para la identificación de emplazamientos se divide en dos fases: la fase de *rough mapping* y la fase de *fine-screening*. En la primera, la ADE elabora una cartografía aproximada del mar territorial y la ZEE para seleccionar las zonas que se someterán a un examen más detallado en la segunda fase. Esta tarea de ordenación se lleva a cabo en colaboración estrecha con las autoridades competentes para conocer sus intereses y limitaciones dentro del espacio marítimo, que se representan en un mapa (ver figura 7). Es interesante resaltar que la ADE identifica zonas significativamente mayores que las que serán desarrolladas en la práctica, dado que la experiencia de ejercicios cartográficos anteriores demuestra la necesidad de reservar una superficie bruta 3 o 4 veces más grande que la superficie neta finalmente explotada¹³⁷. Esto se debe a que la zona bruta se verá reducida debido a circunstancias no identificadas en esta fase y que pueden aparecer en la prueba de viabilidad realizada durante el *fine-screening*.

En este sentido, la fase de *fine-screening* consiste en el análisis detallado de las zonas seleccionadas para la identificación de emplazamientos concretos para licitar. Si bien la ADE coordina esta fase, la ejecución de las tareas se delega a empresas de consultoría.

¹³⁴ Sección 3.1.2(i) del PNIEC danés de diciembre de 2019. Fuente en inglés:

<https://stateofgreen.com/en/solutions/the-worlds-first-energy-island-will-produce-10-gw-offshore-wind/>

¹³⁵ La noticia puede accederse a través del siguiente enlace:

<https://www.offshorewind.biz/2023/06/28/danish-government-postpones-tender-for-north-sea-energy-island-current-concept-found-to-be-too-expensive/>

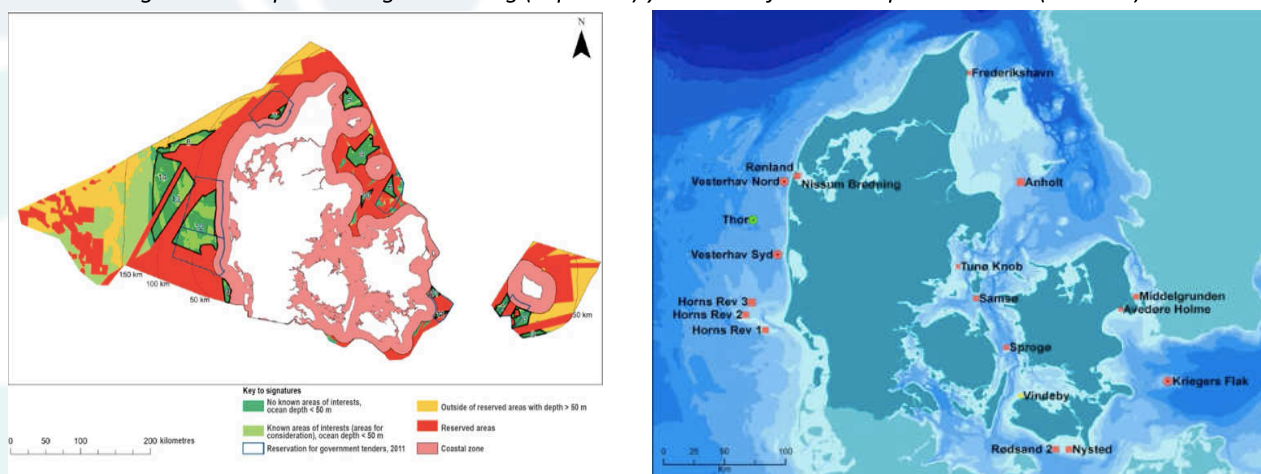
¹³⁶ El Acuerdo Energético de 2018 puede consultarse en el siguiente enlace:

<https://en.kefm.dk/Media/C/5/Energy%20Agreement%202018%20a-webtilg%C3%A6ngelig.pdf>.

¹³⁷ Resulta interesante también que los parques eólicos marinos en funcionamiento se representan en el mapa con una zona de protección de 6km a su alrededor, con el fin de minimizar la pérdida de ondas de viento provocada por la instalación de nuevos parques en la vecindad.

El objetivo del *fine-screening* es elaborar una clasificación económica de las zonas para desarrollar primero las más rentables. Para ello, las empresas analizan los datos y estudios existentes sobre cada zona para determinar su viabilidad y calcular así su coste nivelado de la energía (*Levelized Cost of Energy, LCoE*)¹³⁸. Las condiciones locales que se analizan son las siguientes¹³⁹: las limitaciones medioambientales y sociales; las condiciones del viento; las condiciones del lecho marino; los requisitos de conexión y el coste estimado de construir y operar un parque eólico en la zona. Sobre la base de este análisis, se seleccionan emplazamientos específicos a desarrollar.

Figura 12: Mapa del rough screening (izquierda) y selección final de emplazamientos (derecha)



Fuente: Centre of Excellence for Offshore Wind and Renewable Energy¹⁴⁰

2.3.2. El procedimiento de autorización para la construcción y explotación de un parque eólico marino

La Ley de Promoción de Energías Renovables (LPER)¹⁴¹ regula el procedimiento de autorización para construir y explotar un parque eólico *offshore* en Dinamarca. El otorgamiento de los derechos para construir un parque eólico en aguas danesas puede llevarse a cabo por dos vías: mediante un **procedimiento de licitación** iniciado por la ADE o mediante un **procedimiento abierto** iniciado a petición del promotor. A pesar de las diferencias procedimentales, ambas vías dan lugar a un permiso de explotación con una duración inicial de 25 años.

¹³⁸ La ADE ha desarrollado la calculadora LCoE, una herramienta que compara los datos socioeconómicos de producción de electricidad utilizando datos y estimaciones localizadas. Se puede acceder a la calculadora a través del siguiente enlace: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/levelized-cost-energy-calculator>.

¹³⁹ Véase la página 22 del informe preparado por la ADE. "Offshore Wind Development", ADE, https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/offshore_wind_development_final_june_2022.pdf.

¹⁴⁰ Puede consultarse el webinar organizado por este Hub de información sobre el procedimiento danés de ordenación del espacio marítimo: <https://coe-osw.org/session-2-danish-procedures-for-spatial-planning-and-site-identification/>.

¹⁴¹ Artículos 22 a 29 de la LPER. Puede consultarse el texto en danés en el siguiente enlace: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2020/125#:~:text=Lovens%20formål%20er%20at%20fremme,C02%20og%20andre%20drivhusgasser.>

2.3.2.1. El procedimiento de licitación

El procedimiento de licitación es convocado por la ADE, a iniciativa del parlamento danés mediante un acuerdo político. El último acuerdo fue alcanzado el 30 de mayo de 2023, por el cual los partidos políticos pactaron desbloquear entre 9 y 14 GW de capacidad eólica marina¹⁴². El marco de licitación acordado introduce novedades muy interesantes, que plasman la madurez cada vez más consolidada de la industria eólica *offshore*. A este respecto, 6 de los 9 GW se ofrecen sin subvención y con una cuota de concesión anual como modelo de pago. Esto implica que los licitadores deben ofrecer una cantidad fija al Estado danés durante 30 años por el derecho a utilizar la zona marina. Además, los 6 GW se ofrecen con una copropiedad estatal indirecta del 20 por ciento, por lo que el Estado se convierte en copropietario de los parques eólicos a través de una sociedad holding estatal, creada a tal efecto.

Para garantizar que sólo se invita a presentar ofertas a promotores de proyectos sólidos y fiables, la ADE lleva a cabo una precalificación de los posibles licitadores para evaluar su solidez financiera, económica y técnica. Los criterios de precalificación deben ser lo suficientemente altos como para atraer únicamente a licitadores competentes, pero no deben ser inalcanzables para permitir la competencia entre licitadores.

Los solicitantes de la precalificación pueden ser una sola empresa, un consorcio de varias empresas, una empresa conjunta o una empresa creada específicamente para el proyecto, lo que se denomina *Special Purpose Vehicle* (SPV). Para cumplir los requisitos mínimos de capacidad, el solicitante puede recurrir a otros operadores económicos, por ejemplo, un socio, una empresa matriz, o subcontratistas. En este caso, el solicitante debe demostrar que dispone de la experiencia o los recursos necesarios y, en cierta medida, las entidades de apoyo deben asumir una responsabilidad solidaria.

Además, el legislador danés ha decidido no incluir la obligatoriedad de los **local content requirements** para proyectos de energía eólica marina. Los requisitos de contenido local exigen que se compren y/o fabriquen localmente un nivel mínimo de bienes y servicios. Sin embargo, según la ADE, la experiencia demuestra que las normas de contenido local tienden a aumentar el coste final de los proyectos, al eliminar la flexibilidad del ganador de la licitación para encontrar opciones más económicas. Por lo tanto, uno de los parámetros fundamentales del modelo de licitación danés es que los requisitos de contenido local no se imponen al ganador de la licitación, y este tiene plena libertad sobre el abastecimiento de los elementos del proyecto durante su proceso de contratación.

Uno de los aspectos más interesantes del procedimiento de licitación es la **fase preparatoria** tan exhaustiva que se prevé, primando el diálogo temprano entre los diferentes actores para evitar cualquier desacuerdo en el procedimiento posterior de autorización. En este sentido, se llevan a cabo varias encuestas y estudios preliminares con anterioridad a la fecha de licitación, que pasan a formar parte del material de licitación.

¹⁴² Puede consultarse el acuerdo político, en danés, a través del siguiente enlace:

[https://kefm.dk/Media/638210643069728737/Till%C3%A6gsaftale%20om%20udbudssrammer%20for%2006%20GW%20havvind%20og%20Energi%C3%B8%20Bornholm%20\(002\).pdf](https://kefm.dk/Media/638210643069728737/Till%C3%A6gsaftale%20om%20udbudssrammer%20for%2006%20GW%20havvind%20og%20Energi%C3%B8%20Bornholm%20(002).pdf).

Tabla 13 - Preparación del procedimiento de licitación¹⁴³

<p>Diálogos técnicos y de mercado</p>	<p>La ADE invita a los posibles licitadores y a la industria eólica a una serie de diálogos, para debatir y sugerir ajustes al proceso de licitación. Estos diálogos son un mecanismo esencial para armonizar las expectativas y garantizar la competencia leal durante la licitación, gracias a la transparencia y la igualdad de trato entre los posibles licitadores.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El diálogo técnico se centra en el alcance de las investigaciones preliminares previstas sobre el emplazamiento, para que los promotores y expertos técnicos puedan dar su opinión sobre las metodologías propuestas y los resultados esperados. • El diálogo de mercado se centra en las condiciones de la licitación, como el calendario, las condiciones de precalificación o las penalizaciones. <p>También se invita a los posibles licitadores e inversores a dar su opinión en reuniones bilaterales de carácter más confidencial con la ADE y Energinet (el operador del sistema eléctrico danés). Los comentarios proporcionados en ambas sesiones, así como en las reuniones bilaterales, se publican posteriormente de forma anónima en el sitio web de la ADE, para garantizar la igualdad de trato y la transparencia del proceso.</p>
<p>Estudios preliminares sobre el emplazamiento</p>	<p>Durante la preparación de la licitación, la ADE encarga a Energinet la realización de varios estudios sobre el emplazamiento. A diferencia del estudio de viabilidad llevado a cabo en la fase de <i>fine-screening</i> (véase el apartado 2.3.1), durante las investigaciones preliminares se llevan a cabo múltiples pruebas sobre el terreno y se crean nuevas bases de datos.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estudios meteoceánicos (viento, oleaje y corrientes): La evaluación del recurso eólico permite a los licitadores estimar la producción anual de energía, así como los ingresos potenciales generados en consecuencia. • Estudios geofísicos y geotécnicos: El objetivo es generar conocimientos sobre las condiciones del lecho marino (capas geofísicas, composición, relieves, presencia de arrecifes) y la posible presencia de artefactos explosivos sin detonar (por ejemplo, de la Segunda Guerra Mundial) y de otros obstáculos creados por el hombre (como pecios u objetos arqueológicos). <p>Los resultados de estos estudios ofrecen a los licitadores una visión de las mejores opciones tecnológicas que pueden seleccionar en el procedimiento de licitación. Aunque Energinet sufraga inicialmente los costes de estos estudios, el ganador de la licitación los reembolsa tras la adjudicación del concurso. Además, el desglose de los costes se incluye en el material de la licitación, para que los licitadores puedan contemplar su importe en el precio de la oferta.</p>

Fuente: Elaboración propia.

2.3.2.2. El procedimiento abierto

En el procedimiento abierto, no existe un periodo de licitación convocado por la ADE, sino que es el propio promotor el que toma la iniciativa de proponer una zona para iniciar las investigaciones preliminares. Sin embargo, las solicitudes no pueden abarcar zonas reservadas para los procedimientos de licitación y serán rechazadas si los proyectos se solapan. La aprobación de la solicitud se otorga a los solicitantes que tengan la capacidad técnica y financiera necesaria para completar las investigaciones preliminares¹⁴⁴, si bien la ADE goza de poder discrecional y puede incluir un amplio conjunto de criterios en su evaluación. En cualquier caso, la autorización para iniciar las investigaciones preliminares no se concederá si es evidente que la construcción del

¹⁴³ Toda la información relevante puede consultarse en el informe *Offshore Wind Development* preparado por la ADE, supra.

¹⁴⁴ Artículo 23 (4), *Ibid.*

parque eólico está descartada por razones medioambientales, de seguridad nacional, tráfico marítimo o pesca, entre otras.

La LPER impone determinadas obligaciones a los propietarios de un parque eólico autorizado bajo el procedimiento abierto. De acuerdo con el artículo 13, el propietario de un parque *offshore* situado a menos de 16 km de la costa debe ofrecer el 20% de las acciones de propiedad a los residentes de un municipio que tenga un tramo de costa dentro de un radio de 16 km de la ubicación del parque eólico¹⁴⁵. Desde 1 de enero de 2017, el **régimen de opción de compra** también se aplica a los propietarios de viviendas vacacionales que cumplan las mismas condiciones que los residentes locales. Estas opciones de compra deben ofrecerse después de la expedición de la licencia de construcción, pero antes de la conexión del parque eólico a la red.

De conformidad con el denominado **régimen de depreciación** previsto en la LPER, todo propietario de un parque eólico está obligado a compensar la depreciación del valor de la propiedad residencial que genere su parque, siempre que dicha depreciación supere el 1% del valor de la propiedad. Para informar a los residentes sobre este derecho, el promotor del proyecto y Energinet deben organizar una reunión pública y todo aquél que pretenda acogerse al régimen debe presentar una solicitud en el plazo de ocho semanas desde la celebración de la reunión.

Desde el 1 de enero de 2017, la LPER también **autoriza a los municipios a oponerse** a la expedición de una autorización para iniciar las investigaciones preliminares en un emplazamiento situado a menos de 15 km de la costa¹⁴⁶. Si un municipio se opone en virtud de estas nuevas normas, el asunto se someterá a la Comisión de Energía, Servicios Públicos y Clima del Parlamento danés para su revisión, antes de que el Ministro de Clima, Energía y Servicios Públicos tome la decisión final sobre la concesión de la licencia.

Sin embargo, el 1 de febrero de 2023¹⁴⁷ la ADE suspendió la tramitación de 33 proyectos pendientes de aprobación bajo el procedimiento abierto. El Ministerio de Clima, Energía y Servicios Públicos, en diálogo con la Secretaría de Ayudas Estatales, determinó que la concesión de permisos bajo este procedimiento podría estar infringiendo determinadas normas europeas sobre ayudas estatales. Apenas un mes más tarde, se pudo comprobar que cuatro autorizaciones para llevar a cabo investigaciones preliminares, expedidas por la ADE en el periodo 2014-2019¹⁴⁸, no infringían las normas europeas y podían continuar con el procedimiento de autorización¹⁴⁹. En el momento de elaboración de este informe, la ADE seguía en proceso de evaluar la legalidad de los otros 29 proyectos, y la tramitación de cualquier nuevo proyecto bajo el procedimiento abierto seguía suspendida.

¹⁴⁵ Artículo 15 (2), *Ibid.* En el caso de un parque eólico marino autorizado bajo el procedimiento de licitación, el régimen de opción de compra se aplica a todo propietario de una vivienda situada a menos de 4,5 km de la costa.

¹⁴⁶ El Acuerdo Energético de 2018 amplió este derecho municipal de rechazo de 8 a 15 km de la costa, puesto que era necesario tener en cuenta el tamaño cada vez mayor de las turbinas eólicas.

¹⁴⁷ El anuncio de la ADE puede consultarse en el siguiente enlace:

<https://ens.dk/pressesagsbehandlingen-under-aaben-doer-ordningen-stilles-i-bero>.

¹⁴⁸ Se trata de los parques eólicos *offshore* de Jammerland Bugt, Lillebælt South Offshore Wind Farm, Omø South Offshore Wind Farm y Nordre Flint Offshore Wind Farm

¹⁴⁹ El anuncio de la ADE puede consultarse en el siguiente enlace: <https://ens.dk/pressesagsbehandlingen-af-yderligere-fire-havvindmoelleprojekter>.

2.3.3. Autorizaciones concedidas por la ADE

Tanto en el procedimiento de licitación como en el procedimiento abierto, la ADE debe conceder tres permisos secuenciales antes de que el parque eólico *offshore* pueda construirse. La concesión de estos permisos se lleva a cabo a través del método **one-stop-shop**, mediante el cual la ADE prepara y concede todas las licencias en coordinación con las autoridades competentes¹⁵⁰. Además, la ADE sigue actuando como contacto de referencia tras la autorización del parque, y el propietario recibe toda la asistencia necesaria sobre cuestiones relacionadas con las licencias concedidas. Este mecanismo organizativo garantiza un procedimiento administrativo ágil y sencillo, reduciendo así cualquier riesgo u obstáculo normativo.

Tabla 14 - Resumen de las autorizaciones concedidas por la ADE

Tipo de autorización	Finalidad	Aspectos relevantes
Autorización para realizar pruebas	Autorizar la realización de pruebas para decidir sobre las características técnicas y de construcción que mejor se adaptan al emplazamiento. La licencia suele tener una validez de un año. Estas investigaciones sirven de base a las autoridades para el otorgamiento de la autorización de construcción.	<ul style="list-style-type: none"> • El Ministro de Energía y Clima¹⁵¹ podrá establecer condiciones específicas para el desarrollo de las pruebas. • Una vez finalizadas las pruebas, se envía un informe preliminar para su aprobación por parte del Ministro de Clima y Energía¹⁵². • Si se aprueba dicho informe, el promotor dispone de un plazo de tres meses para decidir si lleva a cabo el proyecto en el emplazamiento¹⁵³. • Una vez el promotor notifique su voluntad de ejecutar el proyecto, el Ministro de Energía y Clima fijará un plazo límite para solicitar la autorización de construcción¹⁵⁴. • Si se supera el plazo de tres meses sin recibir ninguna comunicación por parte del promotor, o si termina el plazo para la solicitud de la autorización de construcción, el Ministro de Energía y Clima podrá hacer público el informe preliminar para su consulta por parte de terceros interesados en desarrollar un proyecto en el emplazamiento¹⁵⁵.
Autorización de construcción	Permite el inicio de las obras para la construcción del parque eólico.	El Ministro de Energía y Clima podrá establecer condiciones técnicas, de seguridad y ambientales en relación con la construcción y futura operación del proyecto ¹⁵⁶ .
Autorización de explotación	Permite explotar el parque eólico durante un plazo de 25 años, con posibilidad de	<ul style="list-style-type: none"> • Únicamente se otorgará dicha autorización si el promotor demuestra haber cumplido todas las condiciones previstas en la sección tercera de la LPER, así como

¹⁵⁰ El mandato de la ADE se prevé para todos los parques eólicos marinos, tanto en el mar territorial como en la ZEE.

¹⁵¹ Artículo 22 (4), LPER.

¹⁵² Apartado 24 (1), LPER.

¹⁵³ Artículo 24 (2), LPER. Alternativamente, también puede optar por solicitar la autorización del Ministro de Energía y Clima para transferir los derechos de explotación de la aprobación de investigaciones preliminares a un tercero en el mismo plazo de 3 meses.

¹⁵⁴ Artículo 24 (3), LPER. El Ministro de Energía y Clima también tiene la posibilidad de solicitar el otorgamiento de una garantía financiera.

¹⁵⁵ Artículo 24 (4), LPER.

¹⁵⁶ Artículo 25 (3), LPER.

Tipo de autorización	Finalidad	Aspectos relevantes
	prórroga previo acuerdo ¹⁵⁷ .	<p>cualquier otra condición establecida en el contrato de licitación¹⁵⁸.</p> <ul style="list-style-type: none"> • La autorización podrá establecer condiciones relativas a la operación del parque, tales como garantizar el cumplimiento a futuro de los requisitos previstos en la sección tercera de la LPER, la realización de inspecciones o la obligación de reportar periódicamente dichos aspectos¹⁵⁹.
<p>Cualquier objeción contra las decisiones relativas a las autorizaciones puede presentarse ante la Junta de Recursos Energéticos en un plazo de cuatro semanas a partir de su expedición. Salvo decisión en contrario de la Junta de Recursos Energéticos, los recursos no tienen efecto suspensivo.</p>		

Fuente: Elaboración propia

2.3.4. Evaluación de impacto ambiental

Además de estas tres autorizaciones administrativas, deberá llevarse a cabo una **evaluación de impacto ambiental** de conformidad con la LPER¹⁶⁰. Podrá establecerse la obligación de llevar a cabo esta evaluación dos veces, tanto durante el procedimiento de autorización del proyecto, como una vez finalizada su construcción, antes de iniciarse la explotación del parque eólico marino. El Ministro de Clima y Energía también podrá determinar que la evaluación de impacto ambiental se lleve a cabo por expertos independientes, en lugar de por el propio Ministerio.

Se valorará también de forma específica si el parque *offshore*, por sí mismo o en combinación con otros, puede tener un **efecto significativo en áreas internacionales de conservación**¹⁶¹. Su construcción únicamente podrá autorizarse si no daña la integridad de las áreas o se aprecian razones imperiosas de interés público de primer orden¹⁶². Si el proyecto también **afecta negativamente a tipos de hábitat natural o especies prioritarias**, solo se podrá autorizar si, en base a las razones imperiosas, la finalización del proyecto es imperativo por cuestiones de interés público.

2.3.5. Síntesis de la legislación de Dinamarca

A continuación, se presentan las conclusiones más relevantes de los aspectos analizados en relación con la legislación de Dinamarca.

¹⁵⁷ Artículo 29 (1), LPER.

¹⁵⁸ Artículo 29 (2), LPER.

¹⁵⁹ Artículo 29 (3), LPER.

¹⁶⁰ Artículo 26 (1), LPER.

¹⁶¹ Las cuestiones relacionadas con las áreas internacionales de conservación se regulan en el artículo 27 (1) LPER.

¹⁶² En este caso, el Ministro de Clima y Energía establecerá una serie de medidas que compensen los impactos medioambientales negativos producidos.

Tabla 15 – Características principales de la regulación offshore de Dinamarca

	Elementos más destacables
Caracterización del espacio marítimo	El procedimiento de caracterización del espacio marítimo se divide en la fase de <i>rough mapping</i> y la fase de <i>fine-screening</i> . En la primera, la ADE selecciona las zonas que se someten al examen minucioso en el proceso de <i>fine-screening</i> . En esta segunda fase, se lleva a cabo un análisis detallado de las zonas seleccionadas para identificar los emplazamientos concretos que se van a licitar, con el objetivo de desarrollar primero los más rentables .
Procedimiento de licitación	La fase preparatoria de todo proceso de licitación tiene como objetivo dar la máxima información a los promotores potenciales y ofrecer un mecanismo de diálogo entre los diferentes actores. A instancia de la ADE, Energinet.dk lleva a cabo una serie de investigaciones preliminares en las zonas de licitación (estudios meteoceánicos, geofísicos y medioambientales), con el fin de ofrecer a los licitadores una visión de las opciones tecnológicas que pueden seleccionar en la elaboración de su oferta. Esto significa que los licitadores tienen la máxima información <i>antes</i> de hacer una oferta, pudiendo incluso hacer una cuantificación del coste general estimado del proyecto.
Procedimiento de autorización	A través del sistema de ventanilla única (one-stop-shop) , la ADE es el único punto de referencia en todo el procedimiento de autorización, tanto para los promotores del proyecto como para las autoridades involucradas. Además, la ADE sigue actuando como ventanilla única para el promotor incluso tras la autorización del proyecto. Este mecanismo organizativo reduce el riesgo normativo en la autorización, puesto que facilita la coordinación y la comunicación con el gran número de autoridades afectadas, ayudando así a prevenir obstáculos reglamentarios imprevistos en las fases de desarrollo del proyecto.
Régimen de financiación	En las licitaciones que se van a llevar a cabo de aquí a 2030 – para desbloquear hasta 14 GW de energía eólica marina – los parques eólicos se ofrecen sin subvención alguna y con una cuota de concesión anual como modelo de pago . Además, el estado danés se va a convertir en copropietario del 20% de los parques eólicos marinos construidos como consecuencia de las licitaciones celebradas a partir de 2023. Este nuevo elemento de propiedad estatal está pensado para asegurar que los proyectos <i>offshore</i> tengan un impacto positivo en la sociedad danesa.

Fuente: elaboración propia

3. RECOMENDACIONES

Teniendo en cuenta la ausencia de potencia instalada de energía eólica marina en España y el objetivo de despliegue de dicha tecnología para el año 2030, nos encontramos en un momento fundamental para desarrollarla. Por ello, es esencial contar con un marco normativo que facilite el despliegue de la misma, protegiendo al mismo tiempo el medio y los recursos marinos. El análisis de este informe puede servir de aprendizaje a la hora de elaborarlo, fundamentalmente para conocer los aciertos y errores de los tres países europeos con mayor experiencia en el despliegue de este sector renovable. No obstante, ese marco normativo, y específicamente el desarrollo del futuro procedimiento de autorización, estará influido inevitablemente por los requisitos plasmados en RED III. Resulta evidente que la construcción de parques eólicos en las costas españolas vendrá con desafíos sociales y medioambientales, por lo que es imprescindible que se formule un procedimiento de autorización con las máximas garantías.

Teniendo en cuenta el análisis comparado del marco normativo de Reino Unido, Alemania y Dinamarca se formulan las siguientes recomendaciones:

- El ámbito de aplicación del futuro Real Decreto no debe limitarse al mar territorial, debiendo alcanzar la ZEE. Dado que en España deberá optarse por el desarrollo de proyectos basados en la tecnología eólica flotante, es indiferente que la distancia de la costa supere las 12 millas náuticas de las aguas territoriales.
- La convocatoria de rondas periódicas de licitación es el mejor mecanismo para garantizar un despliegue ordenado de la energía eólica *offshore*. Para evitar que se desarrollen proyectos con un fin exclusivamente económico, estas rondas de licitación deben celebrarse en función de las necesidades reales de capacidad de instalación existentes en España. El diseño de las rondas de licitación debe ser dinámico y flexible, puesto que debe adaptarse a las necesidades del sector eólico marino, que está constante proceso de cambio y aprendizaje. La autoridad encargada de analizar los proyectos presentados en un procedimiento de licitación debe poder ajustar los criterios de evaluación en función del contexto social, técnico y medioambiental de cada emplazamiento. En este sentido, un diseño de licitación flexible permite escoger a los licitadores con las capacidades más indicadas para desarrollar el emplazamiento de forma responsable.
- Es fundamental la adopción de un instrumento de planificación que realice una caracterización más específica de las ZAPER, con el fin de identificar los emplazamientos más adecuados para la instalación de parques eólicos *offshore*. Los estudios técnicos que se lleven a cabo en el marco de esta caracterización, como por ejemplo del recurso eólico disponible o del lecho marino, deben ponerse a disposición del sector eólico marino antes de convocar la ronda de licitación. Esto permite a los licitadores tener la información técnica necesaria para presentar un proyecto sólido y con altas probabilidades de ser aprobado. No obstante, teniendo en cuenta los plazos para el otorgamiento de autorizaciones que introduce RED III es muy posible que los promotores tengan que llevar a cabo estos estudios.

- Los proyectos presentados en el marco de una ronda de licitación deben evaluarse en base a una serie de criterios cualitativos, y no meramente económicos. Esto lograría un alto nivel de competitividad en el procedimiento de licitación, puesto que favorecería la participación de un mayor número de licitadores, y no únicamente aquellos con la mayor solidez financiera.
- Se recomienda que se exija al promotor que aporte una cantidad anual mientras se construye el parque eólico (los denominados *option fees*), para garantizar su interés en finalizar el proyecto lo antes posible y evitar que se produzca una “congelación” del proyecto.
- Es primordial que el promotor de un parque eólico *offshore* esté en el núcleo de todo procedimiento de autorización, tal y como ocurre en los tres países analizados. Antes de solicitar el permiso de explotación o construcción, el promotor debe organizar diálogos con las autoridades y la comunidad local afectada, con el fin de configurar una propuesta de proyecto con altas tasas de aceptación social. La decisión de otorgar el permiso de explotación o construcción deberá tener en cuenta el resultado de esos diálogos para evitar que dicha obligación se tome a la ligera y posibilitar un cambio real en los aspectos más negativos del proyecto.
- Es fundamental que se cree una unidad administrativa especializada en la tramitación de proyectos eólicos *offshore*, como es el caso de la ADE o *The Crown Estate*. Esto permitirá un asesoramiento adecuado al promotor, teniendo en cuenta la complejidad de la materia, y otorgará una mayor capacidad a la Administración, debido a un mayor nivel de especialización. Además, tal y como ocurre en los tres países analizados, es muy importante que este organismo aglutine el conjunto de autorizaciones y/o licencias necesarias desde un punto de vista ambiental, energético y marítimo para favorecer una tramitación eficaz, sin perjuicio de la intervención y participación de otros organismos especializados durante el procedimiento. Es importante tener en cuenta que el artículo 16 de la RED II ya fijaba la obligación para los Estados miembro de designar un único punto de contacto para la concesión de los permisos necesarios para construir, repotenciar y poner en servicio instalaciones de energía renovable.

El mecanismo de financiación debe ser el de los Contratos por Diferencia (CfD), en consonancia con el acuerdo alcanzado en el Consejo Europeo sobre una propuesta para modificar la configuración del mercado de la electricidad de la Unión Europea¹⁶³. Resulta claro que los CfD aportan seguridad a los promotores y la Administración, garantizando también que los consumidores no asuman un coste adicional en caso de fluctuación de los precios energéticos. En un contexto de crisis energética como el actual, se trata de la mejor fórmula para retribuir la

¹⁶³ Dicho acuerdo, alcanzado el 17 de octubre de 2023, dispone que los CfD deben ser el modelo de uso obligatorio para financiar las inversiones de nuevas instalaciones de generación de electricidad que utilicen energía eólica, entre otras energías renovables. Se establece también que los ingresos generados por el Estado a través de los CfD se redistribuirán entre los clientes finales, si bien con flexibilidad para los Estados miembro en cuanto al modelo de redistribución. Puede consultarse el acuerdo, en inglés, en el siguiente enlace: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-14339-2023-INIT/es/pdf>.

generación de electricidad de un parque eólico de forma estable, compensando al promotor en caso de pérdidas por la caída del precio de la energía y limitando sus ganancias en caso de un aumento del mismo, al mismo tiempo protegiendo al consumidor de estas potenciales variaciones de precio.

ANEXO 1

PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DEL REAL DECRETO 1028/2007

A. SOLICITUD DE RESERVA DE ZONA

La reserva de zona se realiza para llevar a cabo las actividades de investigación, a fin de determinar si el proyecto eólico marino es viable y puede ejecutarse.

B. INICIO DEL PROCEDIMIENTO DE CARACTERIZACIÓN DEL ÁREA EÓLICA

El artículo 9 dispone que el documento de caracterización es “la recopilación de todos los informes emitidos por las instituciones afectadas en relación con las previsibles afecciones que la instalación de un potencial parque eólico marino podría tener sobre el entorno que le rodea”. A través de este instrumento de planificación, se lleva a cabo una estimación de la cantidad de energía máxima evacuable a través de las redes eléctricas de transporte, así como un análisis de la incidencia del proyecto sobre los diferentes elementos del entorno.

La caracterización de área eólica es un requisito previo a la iniciación del procedimiento de concurrencia, si bien tiene carácter indicativo y no supone el reconocimiento de ningún derecho sobre el área eólica en cuestión. Únicamente podrá dictaminarse la imposibilidad de instalación por razones de defensa nacional, serio riesgo u obstáculo para la navegación y el tráfico marítimo o especial protección medioambiental en el interior de una poligonal determinada.

Para llevar a cabo la caracterización, se efectúa un periodo de consultas a los siguientes organismos:

- Operador del sistema y gestor de la red de transporte
- Administraciones e instituciones previsiblemente afectadas
- Ministerios de Fomento, Defensa, Agricultura, Alimentación y Medioambiente

90 días naturales para enviar los comentarios que se estimen oportunos, teniendo en cuenta el factor temporal con un horizonte de 5 años.

Este proceso culmina con la publicación del documento de caracterización en el BOE, que tendrá una vigencia de 5 años.

C. PROCEDIMIENTO DE CONCURRENCIA

El procedimiento de concurrencia comienza el día siguiente a la publicación del documento de caracterización en el BOE, que también anuncia la apertura de un periodo de **3 meses** para que cualquier promotor interesado pueda concurrir con un proyecto de instalación de parque eólico marino, a través de una solicitud de reserva de zona. El promotor original y los nuevos promotores disponen de dicho plazo para presentar:

- Los documentos del artículo 8 RD 2007
- Aval en la Caja General de Depósitos por cuantía del 1% del presupuesto de la instalación

- Solicitud expresada en €/kWh producido

Un Comité de valoración calificará todas las solicitudes recibidas, *y en el caso de que exista una sola solicitud o los proyectos solicitados no se solapen, y la potencia o suma de sus potencias no exceda el límite máximo determinado por el operador del sistema y gestor de la red de transporte en la caracterización de área eólica marina, dicho comité elevará propuesta favorable de resolución al Secretario de Estado de Energía, de tantas reservas de zona como proyectos existan, siempre que se den las condiciones necesarias para la autorización del proyecto o proyectos de las instalaciones eólicas marinas.*

El Comité de valoración elevará la propuesta de resolución al Secretario de Estado de Energía para su consideración antes de que transcurran tres meses desde la finalización del periodo de recepción de solicitudes, quien dictará resolución antes de que transcurra un mes desde la fecha de la propuesta. Dicha propuesta deberá ser motivada conforme a los criterios indicados en el artículo 16. La resolución del procedimiento de concurrencia y otorgamiento de la reserva de zona serán notificados a los interesados y enviados al «Boletín Oficial del Estado» para su publicación, en el plazo de un mes desde la fecha de la misma.

D. RESERVA DE ZONA PARA LAS ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN

El titular de la reserva de zona debe promover la obtención de la autorización de ocupación del dominio público marítimo-terrestre, que es un requisito imprescindible para llevar a cabo las investigaciones preliminares en la zona. En este momento, el titular de la reserva de zona también deberá iniciar la EIA del proyecto.

E. TRAMITACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE AUTORIZACIÓN DE LA INSTALACIÓN

La presentación de la solicitud de autorización administrativa de la instalación se realizará de acuerdo con el artículo 122 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. La solicitud se somete a un único trámite de información pública para la autorización del parque eólico, el estudio de impacto ambiental y la concesión del dominio público marítimo-terrestre.

ANEXO 2

CATEGORÍAS DE ZUP Y ZAP EN LOS POEM

ZUP	ZAP
<p>1. Para la protección de la biodiversidad: estas zonas comprenden los espacios marinos protegidos, incluidos los espacios de la red natura 2000, tanto de gestión estatal como autonómica.</p>	<p>1. Para la conservación de la biodiversidad: las zonas identificadas con esta categoría están consideradas por su alto valor para la protección de la biodiversidad, debido a la presencia de hábitats y/o especies de alto valor de conservación, y que no están actualmente incluidas en ninguna figura de protección.</p>
<p>2. Para la extracción de áridos destinados a la protección costera: albergan yacimientos de arena estratégicos, cuya extracción podría ser necesaria para actuaciones de protección de la costa, incluida la lucha contra el cambio climático.</p>	<p>2. Para la extracción de áridos destinados a la protección costera: Se trata de zonas con presencia de yacimientos de arena cuya extracción podría ser necesaria para actuaciones de protección de la costa, incluida la lucha contra el cambio climático, y que no se hayan considerado zonas de uso prioritario.</p>
<p>3. Para la investigación, desarrollo e innovación (I+D+i): Estas zonas han sido declaradas con su correspondiente título de ocupación de Dominio Público Marítimo-Terrestre, mediante la figura de Reserva (en el caso de PLOCAN) o concesión (BIMEP).</p>	<p>3. Para la investigación, desarrollo e innovación (I+D+i): Estas zonas han sido propuestas por los distintos departamentos de las CCAA o entidades públicas. A diferencia de las ZUP para la I+D+i, el desarrollo de actividades de I+D+i en las ZAP estará supeditada a que una administración, consorcio de administraciones públicas, o consorcio público-privado, asuman la coordinación y autorización de dichas actuaciones, y tramite el correspondiente título de ocupación de Dominio Público Marítimo-Terrestre.</p>
<p>Para la protección del patrimonio cultural: Las zonas identificadas con esta categoría albergan zonas de dos tipologías:</p> <p>a) Bienes de interés cultural, u otro tipo de elementos de patrimonio cultural subacuático de especial relevancia.</p> <p>b) Zonas de protección paisajística en torno a elementos de interés cultural ubicados en la costa.</p>	<p>4. Para la actividad portuaria: Las zonas identificadas con esta categoría responden a dos tipologías:</p> <p>a) Zonas de alto potencial para la extensión de las aguas de servicio de los puertos.</p> <p>b) Los puntos de vertido de material dragado también pueden ser considerados zonas de alto potencial para la actividad portuaria.</p>
<p>5. Para la Defensa Nacional: comprenden las zonas permanentes de ejercicios militares (ZPEN) utilizadas para actividades de Defensa Nacional, especialmente en lo relativo al adiestramiento permanente de las Fuerzas Armadas, mediante ejercicios militares aéreos, anfibios, submarinos y en superficie, así como la experimentación y ensayo del sector aeroespacial.</p>	<p>5. Para la acuicultura marina: Las zonas identificadas con esta categoría están consideradas por su alta idoneidad para el desarrollo de instalaciones de acuicultura y comprenden aquellas áreas proporcionadas por las autoridades competentes de las CCAA.</p>
<p>6. Para la seguridad en la navegación: se corresponden exclusivamente con los dispositivos de separación de tráfico (DST) aprobados por la Organización Marítima Internacional (OMI), existentes en España, excluidas las zonas de navegación costera correspondientes: Finisterre (DM noratlántica), Estrecho de Gibraltar (DM sudatlántica y del Estrecho y Alborán), Cabo de Gata (DM del Estrecho y Alborán y levantino-balear), Cabos de Palos y La Nao (DM levantino-balear) y los dos de Canarias (DM canaria).</p>	

LA ENERGÍA RENOVABLE OFFSHORE: UN ANÁLISIS JURÍDICO

 | instituto
internacional
de derecho y
medio ambiente

