



COMILLAS

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Viabilidad, rentabilidad e impacto medioambiental de
una estación eólica *offshore*: un análisis técnico-
económico.

Autor: Pablo Fernández-Moris Fernández

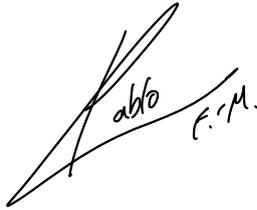
Director: Íñigo Sanz Fernández

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Viabilidad, rentabilidad e impacto medioambiental de una estación eólica offshore: un
análisis técnico-económico.”

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Pablo Fernández-Moris Fernández

Fecha: 03/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Íñigo Sanz Fernández

Fecha: 04/07/2025

**SANZ
FERNANDEZ
IÑIGO -
52367115W**

Firmado digitalmente
por SANZ FERNANDEZ
IÑIGO - 52367115W
Fecha: 2025.07.04
13:24:33 +02'00'

VIABILIDAD, RENTABILIDAD E IMPACTO MEDIOAMBIENTAL DE UNA ESTACIÓN EÓLICA *OFFSHORE*: UN ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.

Autor: Fernández-Moris Fernández, Pablo.

Director: Sanz Fernández, Iñigo.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Este Trabajo de Fin de Grado evalúa de forma integral la viabilidad técnica, económica y medioambiental de una estación eólica *offshore*. El estudio se estructura en torno a tres ejes fundamentales: sostenibilidad e impacto ambiental, análisis técnico de la infraestructura y rentabilidad financiera del proyecto. La Figura 1 muestra a arquitectura general del trabajo, así como la interacción entre las distintas fases del análisis.

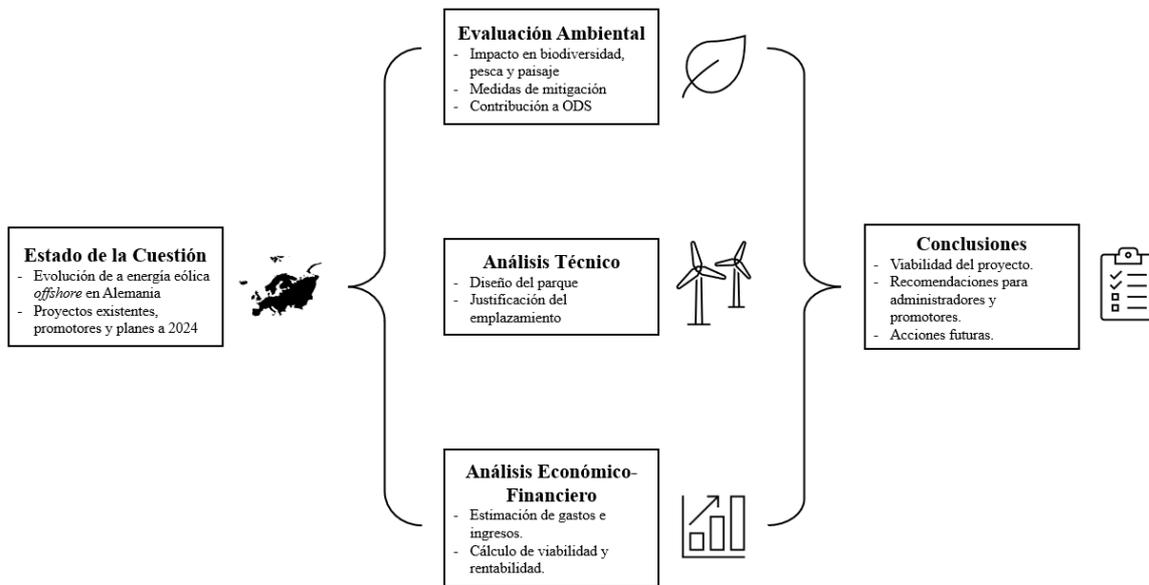


Figura 1: Arquitectura del Trabajo de Fin de Grado.

Palabras clave: energía, eólica, offshore, viabilidad, sostenibilidad, impacto, turbina, biodiversidad.

1. Introducción

En un contexto marcado por la emergencia climática y la transformación del modelo energético, la energía eólica *offshore* se posiciona como una solución estratégica para alcanzar los objetivos de descarbonización de la Unión Europea. La presente investigación analiza la viabilidad ambiental, técnica y económica de una estación eólica offshore tomando como caso de referencia el parque Windanker, desarrollado y operado por Iberdrola

Deutschland en el Mar Báltico alemán. El estudio abarca desde el impacto sobre ecosistemas marinos hasta el diseño técnico de la instalación y su rentabilidad económico-financiera.

2. Estado de la Cuestión

Alemania lidera la capacidad de energía eólica offshore en la UE-27, con más de 9 GW en operación a finales de 2024. Las provisiones oficiales apuntan a alcanzar los 30 GW en 2030, 50 GW en 2035 y 70 GW en 2045. Este crecimiento sostenido se apoya en un marco regulador estable y una infraestructura portuaria avanzada. El parque Windanker se enmarca en esta tendencia de madurez tecnológica y ambición climática del país, y servirá como caso de análisis para este trabajo.

La Figura 2 muestra la evolución de la capacidad instalada y prevista de energía eólica offshore en Alemania hasta 2034, reflejando un ritmo de expansión sostenido durante la próxima década.

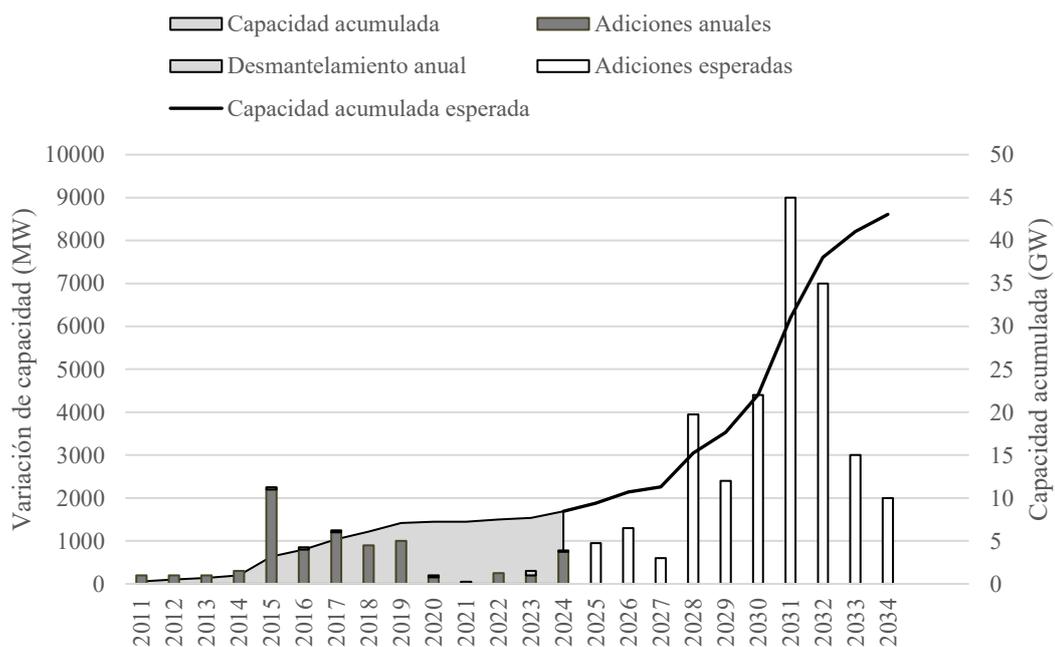


Figura 2: Evolución histórica y proyectada de la capacidad eólica offshore en Alemania (2011–2034) (Deutsche Windguard, 2025)

3. Evaluación Ambiental y Sostenibilidad

La construcción y operación de parques offshore conlleva impactos ambientales significativos, especialmente durante la fase de instalación, como el ruido submarino o la alteración del fondo marino. Sin embargo, la experiencia de proyectos reales ha permitido desarrollar diversas medidas de mitigación que reducen estos efectos.

Por ejemplo, el sistema Run/Stop, desarrollado en los Países Bajos, interrumpe automáticamente los aerogeneradores cuando se detecta la presencia de aves en vuelo, reduciendo significativamente el riesgo de colisión. En el parque Vineyard Wind, en EE.UU., se han empleado bloques de hormigón ecológico ECONcrete sobre los cables submarinos, generando hábitats marinos favorables a la biodiversidad. Por su parte, en el parque operado por Iberdrola en Saint-Brieuc, Francia, se distribuyen boyas inteligentes con rastreo GPS para facilitar la pesca profesional sin interferir con las operaciones del parque.

Diversos estudios coinciden en que la energía eólica offshore presenta una de las menores huellas ecológicas del *mix* renovable. Además, al desarrollarse en entornos marinos, evita conflictos de uso del suelo y contribuye directamente a objetivos clave como el ODS 7, energía asequible y no contaminante, el ODS 13, acción por el clima, o el ODS 14, vida submarina.

4. Análisis Técnico

La instalación analizada, basada en la ya mencionada Windanker, contará con 21 turbinas Siemens Gamesa de 15 MW, alcanzando una potencia total de 315 MW. Se emplearán cimentaciones fijas adaptadas al lecho marino del Báltico, conectadas a través de cables *array* y *export* a subestaciones *offshore* y *onshore* respectivamente. El factor de capacidad adoptado es del 47 %, en línea con los valores realistas para la zona, lo que permitirá una generación anual estimada de 1.297 GWh durante los 25 años de la vida útil del parque.

La Figura 3 muestra un esquema técnico general del funcionamiento de un parque eólico *offshore*, representando los elementos clave, desde las turbinas hasta la conexión a la red eléctrica.

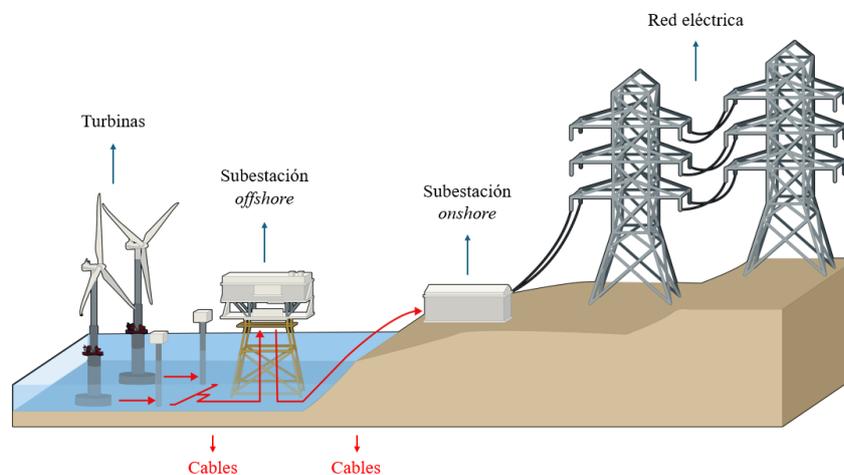


Figura 3: Esquema de un parque eólico offshore típico. (Gobierno de Canarias)

5. Análisis Económico y Financiero

A partir de los datos del proyecto Windanker y referencias de IRENA y NREL, se estima un CAPEX total de 945 M€ en el año 0. El OPEX anual se ha estimado en 23,625 M€ en los 25 años de operación del parque, y el coste de desmantelamiento en el año 26 asciende a 46,52 M€. El 80 % de la energía se comercializara mediante contratos PPA a 85 €/MWh y el 20 % restante en el mercado spot a 89,7 €/MWh. Los indicadores clave resultantes del modelo financiero son:

- $LCOE = 77,13 \text{ €/MWh}$
- $VAN = 155,2 \text{ M€}$
- $TIR = 6 \%$, por encima del WACC estimado en 4 %.
- $Payback = 13,2 \text{ años}$

La Figura 4 muestra el flujo de caja acumulado del proyecto, que se vuelve positivo a partir del año 14 y alcanza cifras crecientes hasta el final de la vida útil del parque, respaldando su rentabilidad.

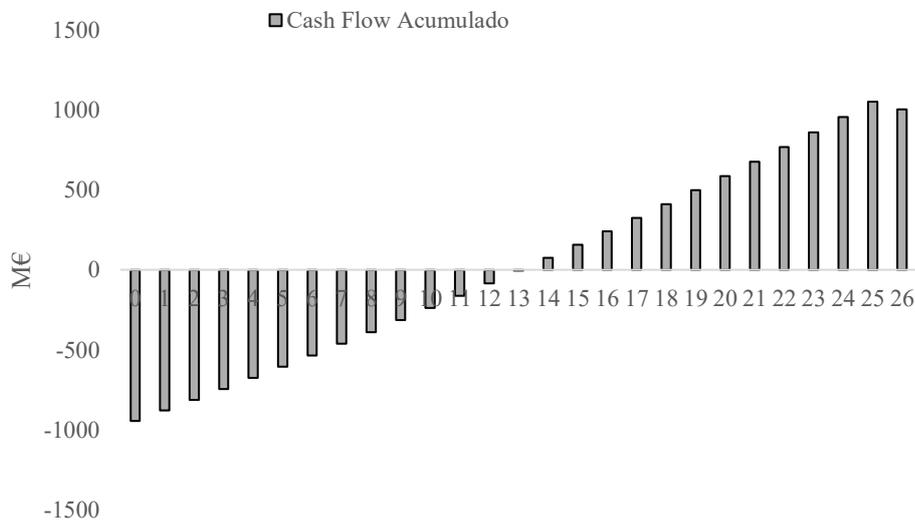


Figura 4: Flujo de caja acumulado (ACF)

Con estos resultados puede concluirse que, tomando un horizonte de inversión de 26 años, con 25 años de vida útil, un CAPEX inicial en el año 0 y un coste de desmantelamiento en el año 26, la instalación del parque eólico *offshore* resulta económicamente viable y rentable. El valor actual neto positivo y una tasa interna de retorno superior al coste del capital justifican la inversión, incluso en un contexto conservador como el que se ha tomado.

Además, el equilibrio entre ingresos estable mediante PPAs y costes operativos razonables, refuerzan la solidez del proyecto a largo plazo.

6. Conclusiones y Posibles Acciones Futuras

El presente trabajo confirma la viabilidad ambiental, técnica y económica de una estación eólica *offshore* en el Mar Báltico alemán, con impactos mitigables, un diseño robusto y una rentabilidad sostenida en sus 25 años de vida útil. De cara a futuros trabajos, se propone incorporar herramientas de simulación estocástica para modelar la incertidumbre en precios y costes, explorar la integración de tecnologías de almacenamiento como el hidrogeno verde, realizar una evaluación de ciclo de vida completa que cuantifique emisiones y recursos utilizados, y analizar el posible efecto de reformas regulatorias en el mercado eléctrico sobre la rentabilidad del proyecto. Estas líneas permitirían reforzar la robustez del modelo y su aplicabilidad a otros contextos europeos.

7. Referencias

- [1] Deutsche Windguard. (2025). *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2024*.
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2025/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202024.pdf
- [2] Iberdrola. (2025). *Windanker, our third offshore wind farm in the Baltic Sea*.
<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/parque-eolico-marino-windanker>
- [3] Stehly, T., Duffy, P., & Mulas, D. (2024). *Cost of wind energy review: 2024 edition*.
<https://research-hub.nrel.gov/en/publications/cost-of-wind-energy-review-2024-edition>.

VIABILITY, PROFITABILITY AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF AN OFFSHORE WIND POWER STATION: A TECHNICAL-ECONOMIC ANALYSIS.

Author: Fernández-Moris Fernández, Pablo.

Supervisor: Sanz Fernández, Iñigo.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

This Final Degree Project comprehensively evaluates the technical, economic, and environmental viability of an offshore wind power station. The study is structured around three fundamental pillars: sustainability and environmental impact, technical analysis of the infrastructure, and financial profitability of the project. Figura 9 shows the general architecture of the work, as well as the interaction between the different phases of the analysis.

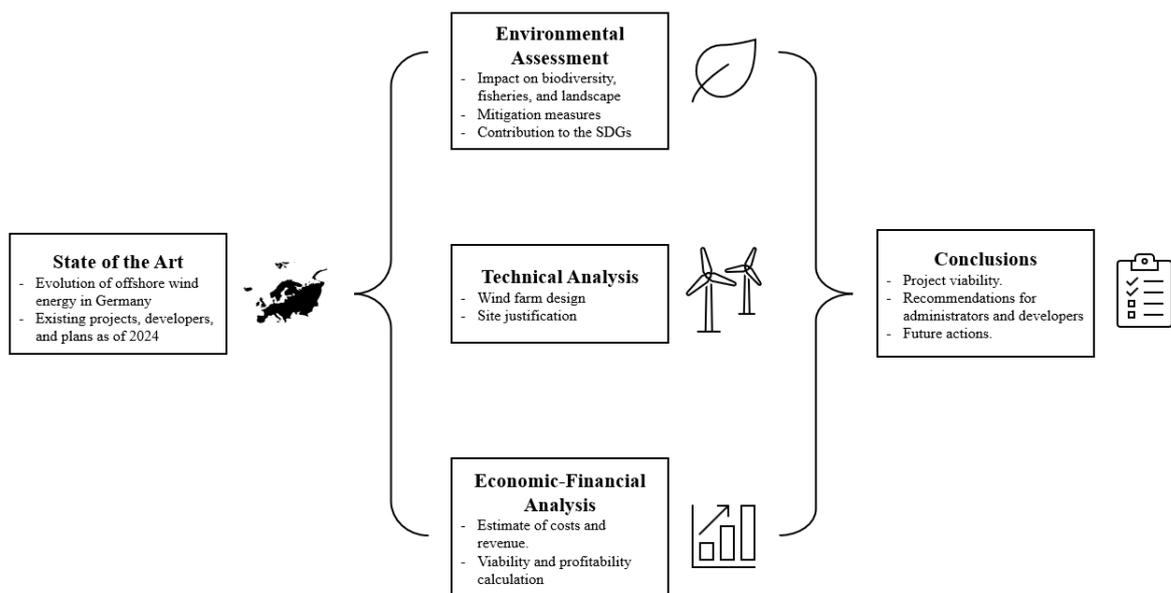


Figure 5: Architecture of the Final Degree Project.

Keywords: energy, wind, offshore, viability, sustainability, impact, turbine, biodiversity.

1. Introduction

In a context marked by the climate emergency and the transformation of the energy model, offshore wind energy stands out as a strategic solution to meet the European Union's decarbonization goals. This research analyzes the environmental, technical, and economic viability of an offshore wind power station, using the Windanker wind farm, developed and operated by Iberdrola Deutschland in the German Baltic Sea, as a reference case. The study

ranges from the impact on marine ecosystems to the technical design of the installation and its economic-financial profitability.

2. State of the Art

Germany leads offshore wind energy capacity in the EU-27, with over 9 GW in operation by the end of 2024. Official targets aim for 30 GW by 2030, 50 GW by 2035, and 70 GW by 2045. This sustained growth is supported by a stable regulatory framework and advanced port infrastructure. The Windanker project is part of this trend of technological maturity and climate ambition and serves as the case study for this thesis.

Figure 6 shows the evolution of installed and projected offshore wind capacity in Germany through 2034, reflecting a steady expansion pace over the next decade.

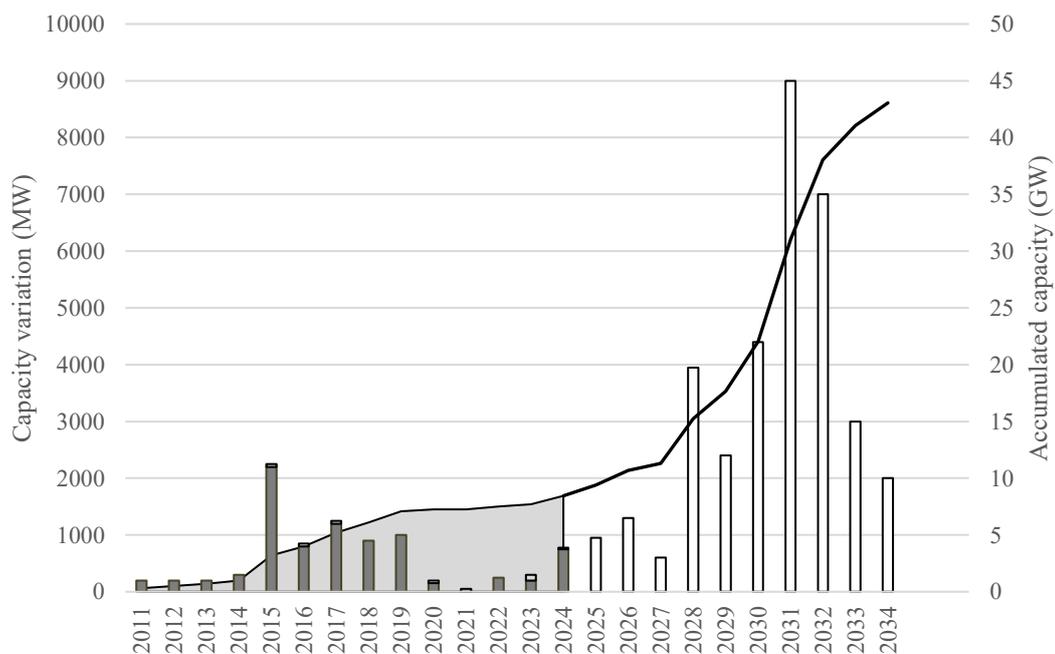


Figure 6: Historical and projected evolution of offshore wind capacity in Germany (2011–2034) (Deutsche Windguard, 2025)

3. Environmental Assessment and Sustainability

The construction and operation of offshore wind farms entail significant environmental impacts, particularly during the installation phase, such as underwater noise or seabed disturbance. However, experience from real projects has enabled the development of various mitigation measures that reduce these effects.

For example, the Run/Stop system, developed in the Netherlands, automatically halts turbines when flying birds are detected, significantly reducing collision risk. At the Vineyard Wind farm in the U.S., EConcrete eco-friendly concrete blocks have been placed over submarine cables, creating favourable marine habitats for biodiversity. At Iberdrola's Saint-Brieuc project in France, smart GPS-tracked buoys are distributed to enable professional fishing without interfering with wind farm operations.

Various studies agree that offshore wind energy has one of the lowest ecological footprints in the renewable mix. Furthermore, being developed in marine environments avoids land-use conflicts and contributes directly to key Sustainable Development Goals (SDGs) such as SDG 7, affordable and clean energy, SDG 13, climate action, and SDG 14, life below water.

4. Technical Analysis

The analyzed installation, based on the aforementioned Windanker project, will feature 21 Siemens Gamesa turbines of 15 MW each, for a total installed capacity of 315 MW. Fixed foundations adapted to the Baltic seabed will be used, with array and export cables connecting to offshore and onshore substations, respectively. A capacity factor of 47% is adopted, in line with realistic values for the area, enabling an estimated annual generation of 1,297 GWh during the park's 25 year lifetime.

Figura 3 shows a general technical diagram of an offshore wind farm, depicting key components from turbines to the grid connection.

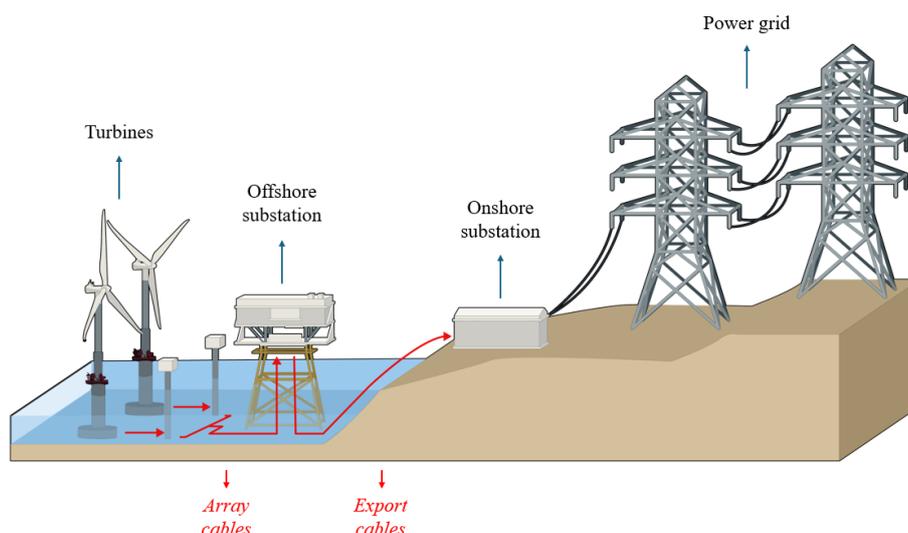


Figure 7: Diagram of a typical offshore wind farm. (Gobierno de Canarias)

5. Economic and Financial Analysis

Based on Windanker project data and references from IRENA and NREL, total CAPEX is estimated at 945 M€ in year 0. Annual OPEX is estimated at 23,625 M€ over the 25 years of operation, and decommissioning costs in year 26 amount to 46,52 M€. 80 % of the energy will be sold through PPA contracts at 85 €/MWh, and the remaining 20% on the spot market at €89,7 €/MWh. Key financial indicators resulting from the model are:

- $LCOE = 77,13 \text{ €/MWh}$
- $VAN = 155,2 \text{ M€}$
- $TIR = 6 \%$, above the estimated WACC of 4%.
- $Payback = 13,2 \text{ years}$

Figure 8 shows the cumulative cash flow of the project, which turns positive from year 14 onwards and continues growing until the end of the asset's life, supporting its profitability.

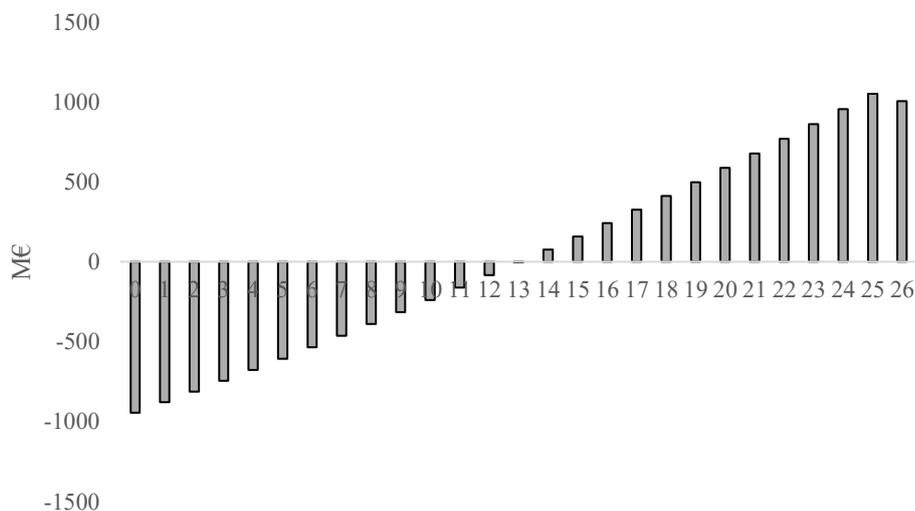


Figure 8: Cumulative Cash Flow (ACF)

With these results, it can be concluded that, taking a 26 year investment horizon, with 25 years of operational life, an initial CAPEX in year 0, and decommissioning costs in year 26, the offshore wind farm is economically viable and profitable. The positive net present value and internal rate of return higher than the cost of capital justify the investment, even under a conservative scenario. Additionally, the balance between stable revenues through PPAs and reasonable operating costs strengthens the project's long-term robustness.

6. Conclusions and Future Actions

This study confirms the environmental, technical, and economic viability of an offshore wind station in the German Baltic Sea, with mitigable impacts, robust design, and sustained profitability throughout its 25-year lifespan. For future work, it is proposed to incorporate stochastic simulation tools to model uncertainty in prices and costs, explore the integration of storage technologies such as green hydrogen, conduct a full life cycle assessment to quantify emissions and resource use, and analyze the potential effects of regulatory reforms in the electricity market on the project's profitability. These lines of research would enhance the model's robustness and its applicability to other European contexts.

7. References

- [1] Deutsche Windguard. (2025). *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland, Jahr 2024*.
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2025/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202024.pdf
- [2] Iberdrola. (2025). *Windanker, our third offshore wind farm in the Baltic Sea*.
<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/parque-eolico-marino-windanker>
- [3] Stehly, T., Duffy, P., & Mulas, D. (2024). *Cost of wind energy review: 2024 edition*.
<https://research-hub.nrel.gov/en/publications/cost-of-wind-energy-review-2024-edition>.

Índice de la memoria

| | |
|---|------------------|
| <i>Glosario de Términos</i> | <i>I</i> |
| <i>1. Introducción</i> | <i>9</i> |
| 1.1 Contexto Energético y Climático Europeo | 9 |
| 1.2 Rol Estratégico de la Energía Eólica Offshore | 9 |
| 1.3 Objetivos, Motivación y Justificación | 10 |
| <i>2. Estado de la Cuestión</i> | <i>12</i> |
| 2.1 Panorama Europeo de la Energía Eólica Offshore | 12 |
| 2.1.1 Distribución Geográfica y Actividad Reciente (2024) | 12 |
| 2.1.2 Evolución y Tendencia de Crecimiento (2018-2030) | 15 |
| 2.2 Desarrollo y Potencial de la Energía Eólica Offshore en Alemania | 17 |
| 2.2.1 Situación Actual de la Energía Eólica Offshore en Alemania (2024) | 17 |
| 2.2.2 Evolución Histórica y Proyecciones de Desarrollo | 20 |
| 2.3 Marco Regulatorio y Planificación Offshore | 23 |
| 2.3.1 Normativa Nacional Vigente: Windenergie-auf-See-Gesetz | 23 |
| 2.3.2 Coordinación Institucional: Offshore Realisation Agreement | 24 |
| 2.3.3 Instrumentos de Planificación Técnica: FEP y NEP | 26 |
| 2.3.4 Modelo de Licitación y Adjudicación | 29 |
| 2.4 Principales Actores y Proyectos Actuales en Alemania | 31 |
| 2.4.1 Principales Actores Involucrados | 32 |
| 2.4.2 Proyectos Actuales y Cartera Futura | 34 |
| 2.5 Retos y Barreras del Despliegue Eólico Offshore | 36 |
| <i>3. Evaluación Ambiental y Sostenibilidad</i> | <i>39</i> |
| 3.1 Impacto Sobre Ecosistemas Cercanos | 40 |
| 3.1.1 Ecosistemas Marinos | 41 |
| 3.1.2 Aves Marinas y Migratorias | 43 |
| 3.1.3 Actividades Humanas y Tradicionales | 45 |
| 3.2 Medidas de Mitigación y Normativa Ambiental | 47 |
| 3.2.1 Medidas de Mitigación | 47 |
| 3.2.2 Normativa Ambiental Relevante en Alemania | 53 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.3 | Alineación con los ODS y Beneficios Ambientales Netos..... | 57 |
| 3.3.1 | <i>Alineación con los ODS</i> | 57 |
| 3.3.2 | <i>Beneficios Ambientales Netos</i> | 59 |
| 4. | <i>Análisis Técnico</i> | 61 |
| 4.1 | Arquitectura de un Parque Eólico Offshore Típico..... | 62 |
| 4.1.1 | <i>Elementos Principales del Sistema</i> | 63 |
| 4.1.2 | <i>Distribución Espacial del Parque</i> | 64 |
| 4.1.3 | <i>Conexión a Red: del Parque Offshore a la Red Terrestre</i> | 66 |
| 4.2 | Descripción de Componentes Técnicos..... | 67 |
| 4.2.1 | <i>Aerogenerador</i> | 68 |
| 4.2.2 | <i>Subestaciones</i> | 69 |
| 4.2.3 | <i>Cables</i> | 71 |
| 4.3 | Cimentaciones según Profundidad y Suelo Marino..... | 73 |
| 4.3.1 | <i>Cimentaciones Fijas</i> | 73 |
| 4.3.2 | <i>Cimentaciones Flotantes</i> | 75 |
| 4.3.3 | <i>Cimentaciones Empleadas por Iberdrola en el Mar Báltico</i> | 76 |
| 4.4 | Factores Determinantes del Emplazamiento: Profundidad y Recurso Eólico..... | 77 |
| 4.4.1 | <i>Profundidad del Lecho Marino</i> | 77 |
| 4.4.2 | <i>Recurso Eólico</i> | 80 |
| 5. | <i>Análisis Económico y Financiero</i> | 83 |
| 5.1 | Estimación de Costes..... | 84 |
| 5.1.1 | <i>Estructura General del CAPEX</i> | 85 |
| 5.1.2 | <i>Estimación del OPEX</i> | 87 |
| 5.1.3 | <i>Estimación del Coste de Desmantelamiento y Cierre del Proyecto</i> | 88 |
| 5.1.4 | <i>Evolución Temporal de los Costes del Proyecto</i> | 89 |
| 5.2 | Ingresos Esperados: Mercado Eléctrico y PPA..... | 90 |
| 5.2.1 | <i>Ingresos del Mercado Eléctrico</i> | 91 |
| 5.2.2 | <i>Ingresos Mediante PPAs</i> | 92 |
| 5.2.3 | <i>Ingresos Totales y Evolución Temporal de los Ingresos</i> | 94 |
| 5.3 | Evaluación de la Rentabilidad del Proyecto..... | 97 |
| 5.3.1 | <i>Cálculo del LCOE</i> | 97 |
| 5.3.2 | <i>VAN, TIR Y Payback</i> | 99 |

| | |
|---|------------|
| 6. Conclusiones y Posibles Acciones Futuras | 103 |
| 6.1 Principales Resultados Técnicos, Económicos y Ambientales. | 103 |
| 6.2 Recomendaciones para Desarrolladores y Administradores. | 104 |
| 6.2.1 Recomendaciones para Desarrolladores y Promotores del Sector..... | 105 |
| 6.2.2 Recomendaciones para Administraciones Públicas y Organismos Reguladores | 106 |
| 6.3 Limitaciones del Estudio y Propuestas para Trabajos Futuros..... | 106 |
| 6.4 ¿Sería un Apagón como el Ocurrido en España Posible en Alemania? | 107 |
| 7. Bibliografía..... | 109 |

GLOSARIO DE TÉRMINOS

| Término | Siglas | Definición |
|--|---------------|---|
| Agencia Internacional de Energía Renovable | IRENA | Organización intergubernamental que apoya a los países en la transición energética. |
| Cables <i>Export</i> | - | Cables que transportan la energía desde la subestación <i>offshore</i> hasta tierra firme. |
| Cables <i>Inter-Array</i> | - | Cables que conectan entre sí los aerogeneradores con la subestación <i>onshore</i> . |
| <i>Capital Expenditures</i> | CAPEX | Inversión inicial necesaria para construir un proyecto. |
| <i>Contrats for Difference</i> | CfD | Mecanismo de apoyo que garantiza un precio fijo para la energía renovable. |
| Curtailement | | Reducción forzada de la producción eléctrica de una planta. |
| <i>Day-ahead</i> | - | Mercado diario. Segmento del mercado eléctrico en el que se casan ofertas de compra y venta con un día de antelación. |
| Gigavatio | GW | Unidad de potencia equivalente a mil megavatios (1 GW = 1.000 MW). |
| Laboratorio Nacional de Energía Renovable | NREL | Centro de investigación del gobierno de EE.UU. Especializado en energías renovables. |

| | | |
|------------------------------------|------|---|
| <i>Levelized Cost of Energy</i> | LCOE | Coste medio por unidad de energía generado durante la vida útil del proyecto. |
| Megavatio | MW | Unidad de potencia equivalente a un millón de vatios (1 MW = 1.000.000 W). |
| Megavatio-hora | MWh | Unidad de energía que equivale a 1.000.000 de vatios utilizados durante una hora. |
| <i>Mix energético</i> | - | Composición de las distintas fuentes de energía utilizadas en un país o sistema. |
| <i>Nacelle</i> | - | Carcasa situada en la parte superior de un aerogenerador. |
| Objetivos de Desarrollo Sostenible | ODS | Agenda de 17 objetivos adoptados por la ONU para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad. |
| <i>Offshore</i> | - | Localización de instalaciones en el mar, lejos de la costa (ej.: parques eólicos). |
| <i>Offshore Wind Turbine</i> | OWT | Aerogenerador marino instalado en el mar para generar energía eólica |
| Offshore-Netzverbindungssysteme | ONAS | Sistemas de conexión a red <i>offshore</i> . |
| <i>Onshore</i> | - | Localización de instalaciones en tierra firme. |
| Operational Expenditures | OPEX | Costes anuales de operación y mantenimiento de la instalación. |

| | | |
|---------------------------------|-------|--|
| <i>Payback</i> | - | Periodo necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto. |
| <i>Power Purchase Agreement</i> | PPAs | Contrato de compraventa de electricidad a largo plazo. |
| Revoluciones por minuto | rpm | Unidad que indica la velocidad de rotación de un eje. |
| <i>Spot</i> | - | Mercado intradiario. Mercado eléctrico donde se ajustan ofertas de compra y venta para el mismo día. |
| Tasa Interna de Retorno | TIR | Tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de caja con la inversión inicial. |
| Unión Europea a 27 | UE-27 | Conjunto de los 27 Estados miembros de la Unión Europea tras el Brexit. |
| Valor Actual Neto | VAN | Diferencia entre los ingresos y los costes de un proyecto, descontados a valor presente. |
| Zona Económica Exclusiva | ZEE | Área del mar hasta 200 millas náuticas donde un Estado tiene derechos exclusivos de explotación económica. |

Tabla 1: Glosario.

Índice de figuras

| | |
|---|-----------|
| Figura 1: Arquitectura del Trabajo de Fin de Grado. | 3 |
| Figura 2: Evolución histórica y proyectada de la capacidad eólica offshore en Alemania (2011–2034) (Deutsche Windguard, 2025) | 4 |
| Figura 3: Esquema de un parque eólico offshore típico. (Gobierno de Canarias)..... | 5 |
| Figura 4: Flujo de caja acumulado (ACF) | 6 |
| Figure 5: Architecture of the Final Degree Project. | 8 |
| Figure 6: Historical and projected evolution of offshore wind capacity in Germany (2011–2034) (Deutsche Windguard, 2025) | 9 |
| Figure 7: Diagram of a typical offshore wind farm. (Gobierno de Canarias) | 10 |
| Figure 8: Cumulative Cash Flow (ACF) | 11 |
| Figura 9: Capacidad eólica offshore acumulada por país en Europa en 2024 (Incluye países de la UE-27 y otros países europeos) (Costanzo et al., 2025) | 13 |
| Figura 10: Nuevas instalaciones eólicas offshore por país en Europa en 2024 (Costanzo et al., 2025)..... | 14 |
| Figura 11: Evolución histórica y proyectada de la capacidad instalada offshore y su porcentaje sobre el total de nueva capacidad eólica en Europa (2018–2030). (Costanzo et al., 2025)..... | 16 |
| Figura 12: Distribución del mix energético alemán en 2024 (%): detalle de la energía eólica onshore y offshore. (Costanzo et al., 2025)..... | 18 |
| <i>Figura 13: Evolución histórica y proyectada de la capacidad eólica offshore en Alemania (2011–2034) (Deutsche Windguard, 2025)</i> | <i>20</i> |
| Figura 14: Objetivos de expansión de la capacidad eólica offshore en Alemania para 2030, 2035 y 2045 , con desglose previsto por fases de desarrollo. (Deutsche Windguard, 2025) | 22 |
| Figura 15: Coordinación entre los instrumentos regulatorios y de planificación de la energía eólica offshore en Alemania | 25 |

| | |
|---|----|
| Figura 16: Áreas de planificación y conexión para energía eólica offshore en el Mar del Norte y el Mar Báltico. (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022; Übertragungsnetzbetreiber, 2023) | 28 |
| Figura 17: Zonificación del territorio alemán según las competencias de los operadores de red de transporte.(Übertragungsnetzbetreiber, 2023) | 29 |
| Figura 18: Localización, capacidad y estado de desarrollo de los parques eólicos offshore en Alemania (Mar del Norte y Mar Báltico). (Deutsche Windguard, 2025) | 35 |
| Figura 19: Ejemplo de efecto arrecife en la base de un aerogenerador offshore. (Cieślewicz et al., 2025) | 42 |
| Figura 20: Rutas migratorias de aves sobre el norte de Europa. (Spina et al., 2022)..... | 44 |
| Figura 21: Principales causas de mortalidad de aves anualmente. (Cieślewicz et al., 2025) | 44 |
| Figura 22: Ubicación del parque eólico offshore de Saint-Brieuc y zonas pesqueras afectadas. (Porteiro, 2024)..... | 46 |
| Figura 23: Fotos tomadas durante las primeras operaciones de prueba de pesca de arrastre en el parque eólico marino de Saint-Brieuc. (Iberdrola, 2024b) | 46 |
| Figura 24: Funcionamiento del protocolo Start/Stop para la protección de aves migratorias en parques offshore. (Rijkswaterstaat, 2024) | 51 |
| Figura 25: Sección transversal del sistema ECONcrete para protección ecológica de cables submarinos. (red eléctrica & ECONCRETE, 2023)..... | 52 |
| Figura 26: Delimitación de la Zona Económica Exclusiva (ZEE) alemana. (Federal Maritime and Hydrographic Agency, 2023) | 54 |
| Figura 27: Objetivos de Desarrollo Sostenible según la Agenda 2030. (NACIONES UNIDAS, 2015)..... | 59 |
| Figura 28: Esquema de funcionamiento de un parque eólico offshore típico. (Gobierno de Canarias)..... | 64 |
| Figura 29: Disposición típica de un parque eólico offshore. (Wikipedia, 2023)..... | 65 |
| Figura 30: Conexión a red del programa Ostwind, operado por 50Hertz. (50Hertz)..... | 67 |
| Figura 31: Componentes de un aerogenerador eólico. (Muñoz, 2023) | 69 |

| | |
|--|-----|
| Figura 32: Subestación offshore típica de un parque eólico offshore. (Energías Renovables Marinas, 2019)..... | 70 |
| Figura 33: Estructura típica de un cable submarino de alta tensión. (inelfe) | 72 |
| Figura 34: Tipos de cimentación fija. (Yun Jae et al., 2024) | 74 |
| Figura 35: Tipos de cimentación flotante. (Wind Energy)..... | 75 |
| Figura 36: Profundidad media del fondo marino en el litoral de la Península Ibérica. (Wind Energy) | 78 |
| Figura 37: Profundidad media del fondo marino en el norte de Europa y concentración de parques offshore. (Wind Energy) | 79 |
| Figura 38: Batimetría del Mar Báltico alemán y ubicación de parques eólicos existentes y futuros.(Wind Energy)..... | 80 |
| Figura 39: Velocidad media y dirección predominante del viento en el Mar Báltico. (Wind Energy) | 82 |
| Figura 40: Evolución temporal de los principales costes del proyecto. | 90 |
| Figura 41: Evolución de los ingresos anuales nominales del parque eólico, desglosado por PPAs y mercado spot..... | 96 |
| Figura 42: Flujo de caja neto anual (FCF)..... | 100 |
| Figura 43: Flujo de caja acumulado (ACF)..... | 100 |

Índice de tablas

| | |
|---|-----|
| Tabla 1: Glosario. | III |
| Tabla 2: Situación de los aerogeneradores eólicos offshore en Alemania en 2024: nuevas instalaciones y capacidad total acumulada. (Deutsche Windguard, 2025)..... | 19 |
| Tabla 3: Principales promotores de parques eólicos offshore en Alemania.(Costanzo et al., 2025; Deutsche Windguard, 2025)..... | 33 |
| Tabla 4: Actores clave en la cadena de suministro offshore en Alemania. | 34 |
| Tabla 5: Proyectos eólicos offshore más relevantes en Alemania, recientes y en desarrollo. | 36 |
| Tabla 6: Marco normativo ambiental para parques eólicos offshore en Alemania. | 55 |
| Tabla 7: Estructura estimada del CAPEX. | 86 |
| Tabla 8: Evolución del precio medio anual del mercado eléctrico mayorista (day-ahead) en Alemania entre 2018 y 2024. (Bundeskartellamt & Bundesnetzagentur; Bundesnetzagentur, 2025; Enkhardt, 2025)..... | 92 |
| Tabla 9: Ingresos estimados por tipo de comercialización..... | 96 |

Índice de ecuaciones

| | |
|--|-----|
| Ecuación 1: Factor de potencia de una turbina eólica offshore..... | 81 |
| Ecuación 2: Proyección del coste nominal futuro mediante capitalización con inflación. . | 89 |
| Ecuación 3: Cálculo de los ingresos anuales por tipo de comercialización (PPAs o mercado spot) | 95 |
| Ecuación 4: Fórmula simplificada del Coste Nivelado de la Energía (LCOE)..... | 98 |
| Ecuación 5: Cálculo del flujo de caja libre anual (FCF). | 99 |
| Ecuación 6: Cálculo del Valor Neto Actual (VAN)..... | 101 |
| Ecuación 7: Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) | 101 |

1. INTRODUCCIÓN

1.1 *CONTEXTO ENERGÉTICO Y CLIMÁTICO EUROPEO*

En un contexto global sin precedentes, la búsqueda de soluciones a problemas que se aproximan a un punto de no retorno ha adquirido una urgencia pocas veces vista. La crisis climática, agravada por fenómenos meteorológicos extremos y el calentamiento global, lleva décadas situándose en el centro de atención de gobiernos, empresas y ciudadanos. A este desafío se añaden retos geográficos como la dependencia de energía extranjera, la volatilidad en los mercados de recursos naturales y la demanda creciente de electricidad, motivada por la electrificación en la industria, el transporte y la construcción. Todo esto ha hecho necesario reevaluar el modelo energético actual, generando un nuevo paradigma en nuestra forma de comprender el progreso económico, tecnológico y ambiental. Bajo esta premisa, los gobiernos, liderados por la Unión Europea, han emprendido y continúan impulsando un proceso de reestructuración de los métodos de producción y consumo de las sociedades. Uno de los pilares fundamentales de este proceso es la descarbonización de los sistemas de producción y consumo. Tal es así, que la Unión Europea ha establecido objetivos tan ambiciosos como alcanzar la neutralidad climática en 2050, lo cual significa equilibrar las emisiones de gases de efecto invernadero con su absorción o eliminación, de modo que el balance neto de emisiones sea igual a cero.

1.2 *ROL ESTRATÉGICO DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE*

En el camino hacia un sistema energético descarbonizado, las energías renovables desempeñan un papel esencial. Es por eso, que la energía eólica *offshore* ha emergido como una solución estratégica, debido a su competitividad económica, capacidad de generación constante y escalabilidad. El auge de la energía eólica *offshore* se debe en gran parte a que goza de diversas ventajas, no solo frente a la energía eólica *onshore*, si no también frente al resto de fuentes renovables de energía. Las ventajas más significantes son: mayor estabilidad

y potencia del recurso eólico marino, alta eficiencia energética y un menor impacto visual sobre el territorio urbano y agrícola. Este último punto es de especial relevancia ya que, al alejar los parques eólicos de centros urbanos, se consigue evitar el impacto que estos podrían tener sobre las poblaciones cercanas. Además, instalar y operar parques eólicos en lugares aún no integrados plenamente en las dinámicas productivas, permite aumentar el potencial industrial y económico en dichas regiones, generando empleo e infraestructura portuaria que permita construir y operar el parque eólico *offshore*. Esta tecnología lleva más de tres décadas en funcionamiento, siendo *Vindeby*, operado por SEAS y Endkraft en las costas de la isla danesa de Lolland en el Mar Báltico, el primer parque eólico *offshore* construido en el mundo en el año 1991. Tras más de tres décadas de desarrollo tecnológico y de economías de escala, la energía eólica offshore ha alcanzado la madurez suficiente como para competir en costes y rentabilidad con el resto de tecnologías renovables, consolidándose como una opción viable y estratégica para muchos sistemas energéticos nacionales. La ubicación en la que fue construido este proyecto no es casualidad, ya que las costas del Mar Báltico tienen una ventaja estratégica y competitiva esencial frente a otros enclaves, la menor profundidad de sus aguas, con una media de profundidad de entre 50 y 55 metros, permite la instalación de cimentaciones fijas. En cambio, en lugares como la costa atlántica española, la profundidad media es de 3.013 metros, lo que obligaría a recurrir a cimentaciones flotantes. Es por esto, que en aquellos países próximos al Mar Báltico y al Mar del Norte, la energía eólica offshore tiene un papel primordial en su *mix* energético, con el objetivo de lograr la neutralidad climática de manera sostenible y rentable.

1.3 OBJETIVOS, MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

La creciente importancia de la energía eólica offshore en el marco energético europeo exige el estudio detallado de casos reales que faciliten entender su operación, viabilidad económica e impacto medioambiental. Uno de los mayores exponentes de esta tecnología es el *Baltic Hub* de Iberdrola Deutschland en el Mar Báltico alemán. La filial de la energética española lleva décadas desarrollando diversos proyectos de energía eólica *offshore*: *Wikinger*, en funcionamiento desde 2017, con una capacidad instalada de 350 MW; *Baltic Eagle*, cuya

construcción finalizó en 2024 y está a la espera de entrar en funcionamiento, con una capacidad instalada de 476 MW; y Windanker, todavía en desarrollo, se espera que empiece a operar en 2026, con una capacidad instalada de 300 MW. Estos tres parques eólicos acumularían una capacidad conjunta de 1.100 MW en 2026, lo que convertirá a Iberdrola Deutschland en una pieza estratégica y en una referencia para la expansión de la energía eólica en el Mar Báltico. La existencia de tres proyectos en distintas fases de desarrollo permite abordar el análisis desde una perspectiva completa, abordando el largo ciclo de vida de este tipo de proyectos. Además, la elección de este caso de estudio se justifica por la experiencia y relevancia de Iberdrola, no solo en el Mar Báltico alemán, si no como estandarte de la transición energética a nivel global.

El objetivo principal de este trabajo es analizar de forma integrada el funcionamiento de una estación eólica offshore, tomando como referencia los tres proyectos pertenecientes al *Baltic Hub*: Wkinger, Baltic Eagle y Windanker. Para ello se abordarán tres dimensiones fundamentales:

- En primer lugar, la técnica, centrada en el desarrollo, operación y mantenimiento, así como los retos que supone operar en mar abierto.
- En segundo lugar, la económica, estudiando tanto los costes asociados al desarrollo, operación y mantenimiento de un parque eólico *offshore*, así como también el retorno y la viabilidad económica de un proyecto de tal magnitud.
- Y en tercer lugar, la medioambiental, evaluando el impacto sobre el entorno y las medidas adoptadas para mitigar o minimizar sus efectos.

2. ESTADO DE LA CUESTIÓN

2.1 PANORAMA EUROPEO DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

La energía eólica *offshore* se ha consolidado en los últimos años como una de las tecnologías más importante de cara a alcanzar los objetivos climáticos de descarbonización. Goza de diversas ventajas significativas frente a otras fuentes de energía renovables: es capaz de ofrecer factores de potencia más elevados, mayor estabilidad de generación y una menor oposición social a su implantación, a causa de su lejanía de núcleos habitados. Es por ello que su desarrollo se encuentra estrechamente vinculado a los objetivos europeos de reducción de emisiones, eficiencia energética y neutralidad climática.

En este contexto, resulta fundamental estudiar la situación actual de la energía eólica *offshore* en Europa, analizando tanto la distribución geográfica de la misma, como la actividad por país en términos de nuevas instalaciones. También es de especial interés analizar la evolución y las previsiones a largo plazo de la potencia instalada, lo que permite entrever el creciente interés que surge en torno a esta disruptiva tecnología.

2.1.1 DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA Y ACTIVIDAD RECIENTE (2024)

En 2024, Europa alcanzó una capacidad eólica *offshore* acumulada cercana a los 37 GW, suficiente para abastecer anualmente a unos 37 millones de hogares. 20,6 GW corresponden a países de la UE-27, consolidándose así la Unión Europea como líder mundial en el desarrollo de esta tecnología, aunque la distribución entre los países de la misma es notablemente desigual.

La capacidad acumulada del Reino Unido representa gran parte de la diferencia, próxima a 16 GW, entre el total del continente europeo y exclusivamente los países de la UE-27. A este le sigue Alemania, con una capacidad acumulada que supera los 9 GW. Otros países de la UE-27, como Países Bajos, Dinamarca, Bélgica y Francia tienen una capacidad acumulada superior a 1,5 GW. Esto demuestra que el mercado eólico *offshore* en Europa se concentra

en un pequeño puñado de países, que acumulan en torno a un 98,9% de la capacidad instalada en el continente, lo que queda reflejado en la Figura 9.

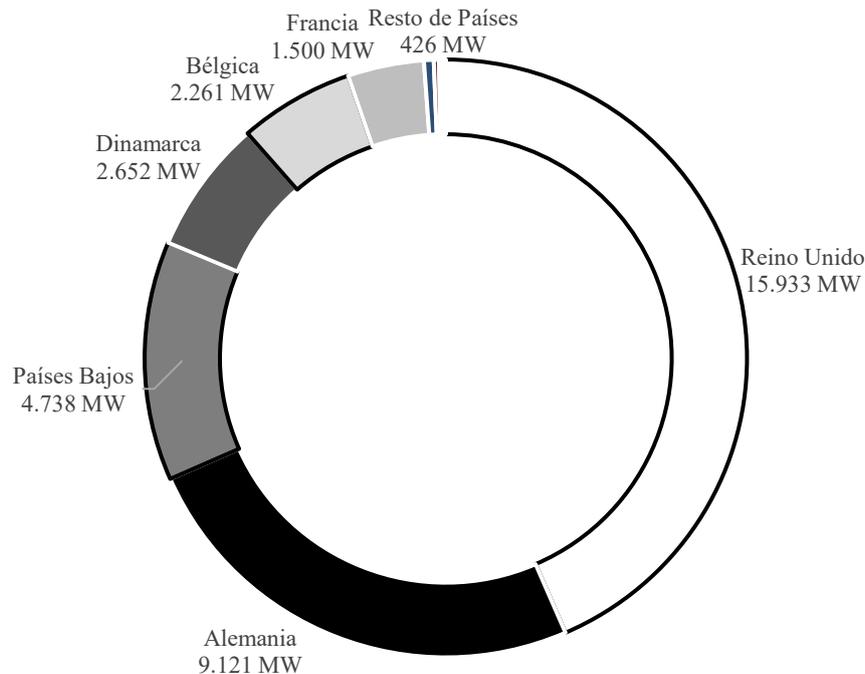


Figura 9: Capacidad eólica offshore acumulada por país en Europa en 2024 (Incluye países de la UE-27 y otros países europeos) (Costanzo et al., 2025)

La fuerte concentración de la capacidad instalada en Europa en tan solo seis países revela un alto grado de especialización tecnológica, así como grandes barreras de entrada a la hora de desarrollar esta tecnología. Los países en los que la iniciativa privada cuenta con un fuerte apoyo de la iniciativa pública son, en general, aquellos en los que hay un mayor desarrollo eólico *offshore*. La presencia casi testimonial (o en algunos casos nula) del resto de países, pone en manifiesto la necesidad de fomentar un mayor equilibrio a nivel europeo.

En lo que respecta a la nueva capacidad instalada en Europa en el año 2024, el panorama es muy similar al de la capacidad acumulada hasta ese mismo año. Como se puede apreciar en la Figura 10, tan solo cuatro países europeos instalaron nueva capacidad eólica *offshore* en 2024: Reino Unido (1.178 MW), Alemania (730 MW), Francia (658 MW) y Bélgica (151 MW). Esto convierte a Alemania en el país de la UE-27 que más potencia instaló en el año

2024, al representar un 27% de la capacidad total instalada en Europa, incluyendo el Reino Unido.

Se podría concluir que la concentración geográfica de la generación eólica *offshore* presenta una estructura cuasi-oligopólica, en la que solo un número reducido de países acumulan la totalidad de la acumulación y las nuevas instalaciones de capacidad.

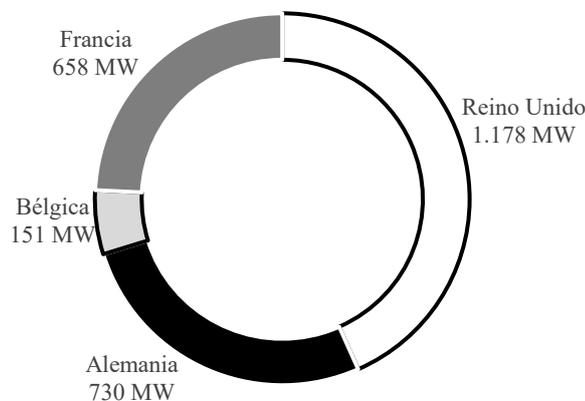


Figura 10: Nuevas instalaciones eólicas offshore por país en Europa en 2024 (Costanzo et al., 2025)

Estos datos confirman que, a pesar de que muchos países o empresas tengan un gran interés en desarrollar proyectos de parques eólicos *offshore*, la ejecución de los mismos se concentra únicamente en un número muy reducido de países con experiencia técnica, acceso a financiación y planificación portuaria y marítima consolidada.

La principal causa de la concentración de la potencia en tan solo unos pocos países es la limitación técnica que suponen las costas marinas de mayor profundidad. Este es el caso de España, que a pesar de tener aproximadamente 7.880 km de costa marítima, presenta en todas sus fachadas costeras profundidades que no permitirían la instalación de cimentaciones fijas (viabiles hasta profundidades de aproximadamente 50 metros): las costas cantábrica y atlántica superan los 100 metros, las del Mediterráneo superan los 60 metros y las cercanas a las Islas Canarias superan los 200 metros. En cambio, Alemania a pesar de tener tan solo 2.400 km de costa marítima, goza de profundidades considerablemente menores a las de las

costas españolas: las costas de los mares Báltico y del Norte no superan los 40 metros de profundidad. Estas grandes áreas con aguas inferiores a 50 metros presentan condiciones favorables para la instalación de cimentaciones fijas, más baratas y extendidas que las cimentaciones flotantes, necesarias en regiones con mayores profundidades.

2.1.2 EVOLUCIÓN Y TENDENCIA DE CRECIMIENTO (2018-2030)

Entre 2018 y 2023 las nuevas instalaciones de capacidad ascendieron aproximadamente desde 1,5 GW en 2018 hasta 5 GW en 2023, este último año impulsado por grandes proyectos en Reino Unido, Alemania y Holanda. En Reino Unido se instalaron los parques eólicos Dogger Bank A, promovido por SSE Renewables, Equinor y Vårgrønn con una capacidad parcial instalada de 800 MW, y Neart na Gaoithe, promovido por EDF Renewables y ESB, con una capacidad parcial instalada de 150 MW. En Alemania se instalaron los parques eólicos Baltic Eagle, promovido por Iberdrola con una capacidad parcial instalada de 250 MW, y Gode Wind 3, promovido por Ørsted, con una capacidad parcial instalada de 150 MW. Finalmente, en Países Bajos se instaló el parque eólico *offshore* Hollandse Kust Zuid, promovido por Vattenfall con una capacidad completada de 1.500 MW. Además cabe recalcar que este último ha sido el primero en la historia de la industria en salir adelante sin subsidios, demostrando la madurez y viabilidad de este tipo de proyectos. En este medio lustro, 2018-2023, la capacidad de energía eólica *offshore* instalada anualmente sufrió un incremento progresivo y acelerado en gran parte por un último año extraordinario. Tras un extraordinario año 2023, las nuevas instalaciones descendieron considerablemente en el año 2024, hasta los 2,5 GW. A partir de este año, se prevé que las nuevas instalaciones aumenten de manera constante y acelerada a medida que entren en operación proyectos adjudicados en subastas recientes, desde 2,5 GW en 2024 hasta 7 GW en 2030.

Más allá del crecimiento absoluto, el peso relativo de la tecnología eólica *offshore* también ha evolucionado. En 2018 tan solo representaba un 17% de las instalaciones eólicas totales y se espera que en 2030 esta cifra sea próxima al 25%, reflejando una tendencia estructural hacia una mayor participación de esta tecnología en el mix renovable europeo.

La Figura 11 ilustra la evolución explicada anteriormente de manera detallada, mostrando tanto la capacidad *offshore* instalada anualmente como el porcentaje que esta representa sobre la capacidad eólica total instalada cada año en Europa.

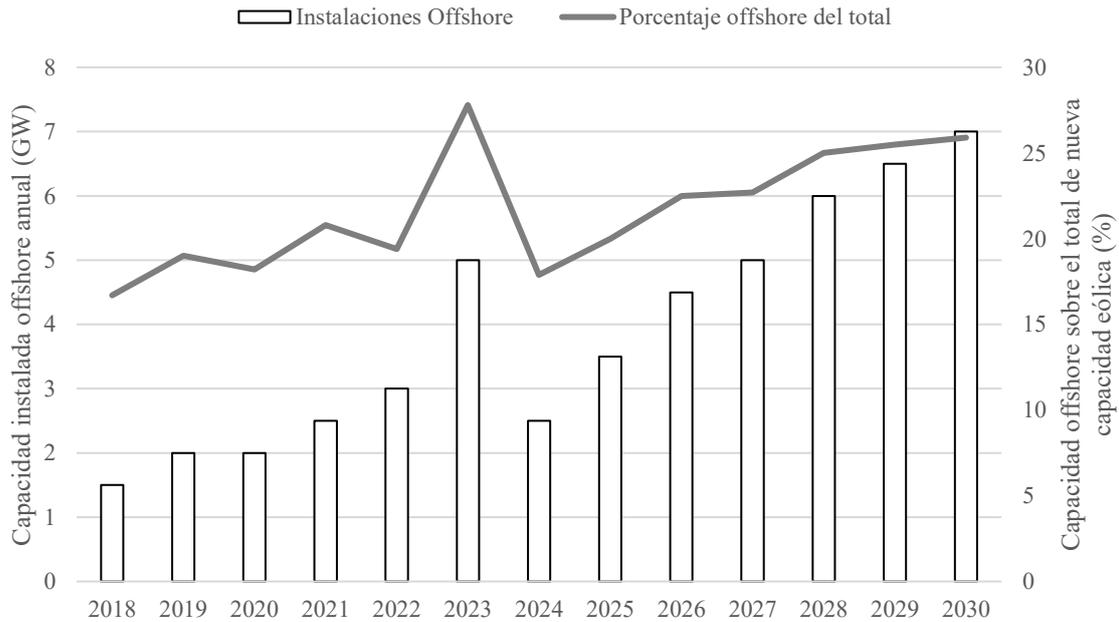


Figura 11: Evolución histórica y proyectada de la capacidad instalada offshore y su porcentaje sobre el total de nueva capacidad eólica en Europa (2018–2030). (Costanzo et al., 2025)

Esta evolución se debe a diversos factores: los altos factores de capacidad de la energía eólica offshore permiten una producción eléctrica constante y predecible. Y, como ya se mencionó en la introducción de esta sección, genera una menor oposición social a su implantación, a causa de su lejanía de núcleos habitados y espacios protegidos en tierra.

2.2 DESARROLLO Y POTENCIAL DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN ALEMANIA

Alemania es uno de los países pioneros en la implantación y el fomento de energías renovables, no solo en Europa, sino también a nivel mundial. Su papel decisivo en el desarrollo de estas tecnologías se ve reflejado en las estadísticas comentadas en el apartado 2.1.1, que demuestran la hegemonía del país en el desarrollo de la energía eólica *offshore*, consolidándose como el principal Estado miembro de la UE-27 en capacidad instalada.

En este contexto, resulta fundamental estudiar la evolución histórica, situación actual y proyecciones de la energía eólica *offshore* en Alemania. Analizando así el peso de la misma en el mix energético alemán, la evolución histórica de la capacidad instalada anualmente y acumulada desde 2009, y las previsiones de dicha capacidad a medio y largo plazo hasta 2034.

2.2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN ALEMANIA (2024)

En 2024, la generación pública neta de electricidad en Alemania alcanzó una cuota récord de energías renovables del 62,7% en 2024, siendo un año más, al igual que en 2023, la energía eólica la fuente más importante de electricidad, con una aportación de 134,4 TWh, lo que representa aproximadamente un 30% de la generación pública total de electricidad. En lo que respecta específicamente a la energía eólica *offshore*, esta representó aproximadamente un 20% de la generación de energía eólica total con una producción de 25,7 TWh, ligeramente superior a la del año anterior (2023: 23,5 TWh). Por lo tanto la energía eólica offshore tuvo en 2024 un peso en el mix energético total de Alemania ligeramente superior al 6%. (Burger, 2025).

Estos datos, como se puede apreciar en la Figura 12, ponen de manifiesto la relevancia creciente de esta tecnología en el sistema eléctrico alemán, consolidándose como una de las fuentes renovables más relevantes del país.

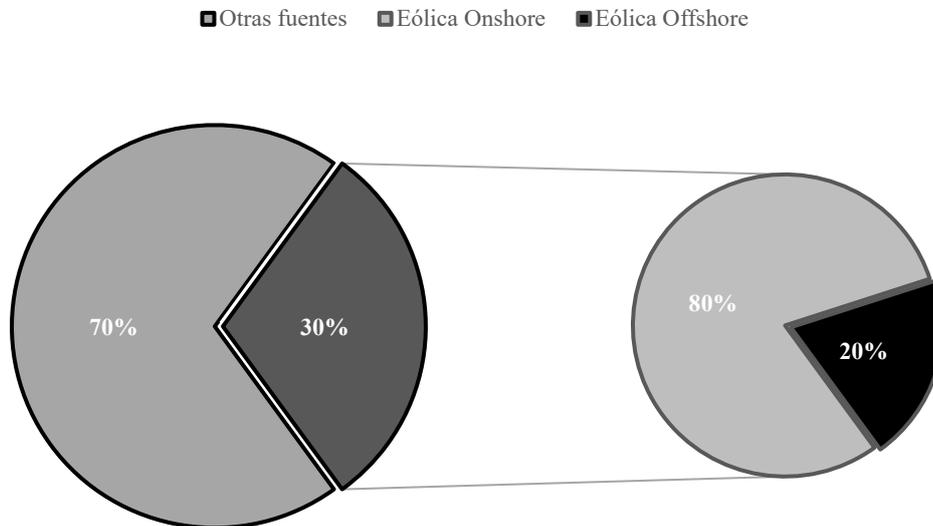


Figura 12: Distribución del mix energético alemán en 2024 (%): detalle de la energía eólica onshore y offshore. (Costanzo et al., 2025)

En Alemania se instalaron durante 2024 un total de 154 OWT, de las cuales 73, con una capacidad conjunta de 742 MW, ya están en funcionamiento, inyectando energía en la red. Mientras que 81 OWT, con una capacidad conjunta de 936 MW, todavía no inyectan energía en la red. Este desfase entre la instalación física de los aerogeneradores y su entrada en operación, tan solo un 47,4% de los instalados durante el 2024 empezaron a inyectar energía ese mismo año, se debe a diversas causas técnicas y administrativas: puesta en marcha escalonada de los parques eólicos, finalización pendiente de subestaciones eléctricas o retrasos en los trabajos de conexión a la red. Esta situación, aunque parezca alarmante, es muy común, ya que en grandes proyectos de parques *offshore* la conexión a la red se planifica por fases, ya que está sujeta a la coordinación de promotores y operadores de red, así como también a la realización de ensayos, obtención de certificaciones o la disposición de capacidad disponible en el sistema eléctrico. Como ya se mencionó en el apartado 2.1.1, estas nuevas instalaciones sitúan a Alemania como el segundo país europeo, y el primero de la UE-27, en capacidad instalada en el año 2024, con más de 700 MW instalados (Nota: la discrepancia en la capacidad instalada entre unas fuentes y otras, 730 MW frente a 742 MW, depende de si se considera la capacidad ya operativa o la instalada físicamente a cierre

de año). Los datos mencionados en este apartado se recogen de manera estructurada en la Tabla 2.

| | <i>Estado</i> | <i>Capacidad</i> | <i>Cantidad</i> |
|---------------------------------|---|------------------|-----------------|
| Adiciones en el año 2024 | OWT en funcionamiento (inyectando energía) | 742 MW | 73 |
| | Modificaciones de capacidad de OWT existentes | 16 MW | 78 |
| | OWT instalados (sin inyección) | 936 MW | 81 |
| | Cimientos sin OWT | - | 66 |
| TOTAL acumulado a 31/12/2024 | OWT en funcionamiento (inyectando energía) | 9.222 MW | 1.639 |
| | Modificaciones de capacidad de OWT existentes | 16 MW | 78 |
| | OWT instalados (sin inyección) | 936 MW | 81 |
| | Cimientos sin OWT | - | 66 |

Tabla 2: Situación de los aerogeneradores eólicos offshore en Alemania en 2024: nuevas instalaciones y capacidad total acumulada. (Deutsche Windguard, 2025)

Un dato relevante a tener en cuenta es la existencia de 66 cimientos sin OWT montadas, lo que sugiere que sigue habiendo proyectos en construcción y que su entrada en funcionamiento puede producirse en un corto plazo de tiempo. Lo cual vuelve a demostrar la fuerte apuesta que se ha realizado en Alemania por parte de muchas empresas en pro de la energía eólica *offshore*. Además se realizaron en 2024 78 modificaciones de capacidad de OWT existentes, afectando a una capacidad de 16 MW. Estas modificaciones se pueden deber a tareas de repotenciación o mejoras operativas.

Los dos proyectos que más han aportado a los avances realizados en 2024 han sido: Baltic Eagle, promovido por Iberdrola con una capacidad de 476 MW entre 50 turbinas, y Gode Wind 3, promovido por Ørsted con una capacidad de 253 MW entre 23 turbinas.

2.2.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y PROYECCIONES DE DESARROLLO

Desde 2011, Alemania ha experimentado un crecimiento sostenido y constante de capacidad de energía eólica *offshore*, partiendo de una situación inicial prácticamente nula, has llegar a alcanzar más de 9 GW de capacidad acumulada en 2024. Es decir, en 13 años se han añadido aproximadamente una media de 700 MW anuales, con picos, como el de 2015, de hasta 2300 MW instalados en tan solo un año. Esta expansión ha sido posible gracias a una combinación de factores ya mencionados anteriormente: la disponibilidad de aguas poco profundas en el mar del Norte y el mar Báltico, el desarrollo de tecnologías especializadas y de una economía de escala, y el respaldo institucional a través de políticas como la WindSeeG (Windenergie auf See Gesetz), ley federal que regula la energía eólica *offshore*.

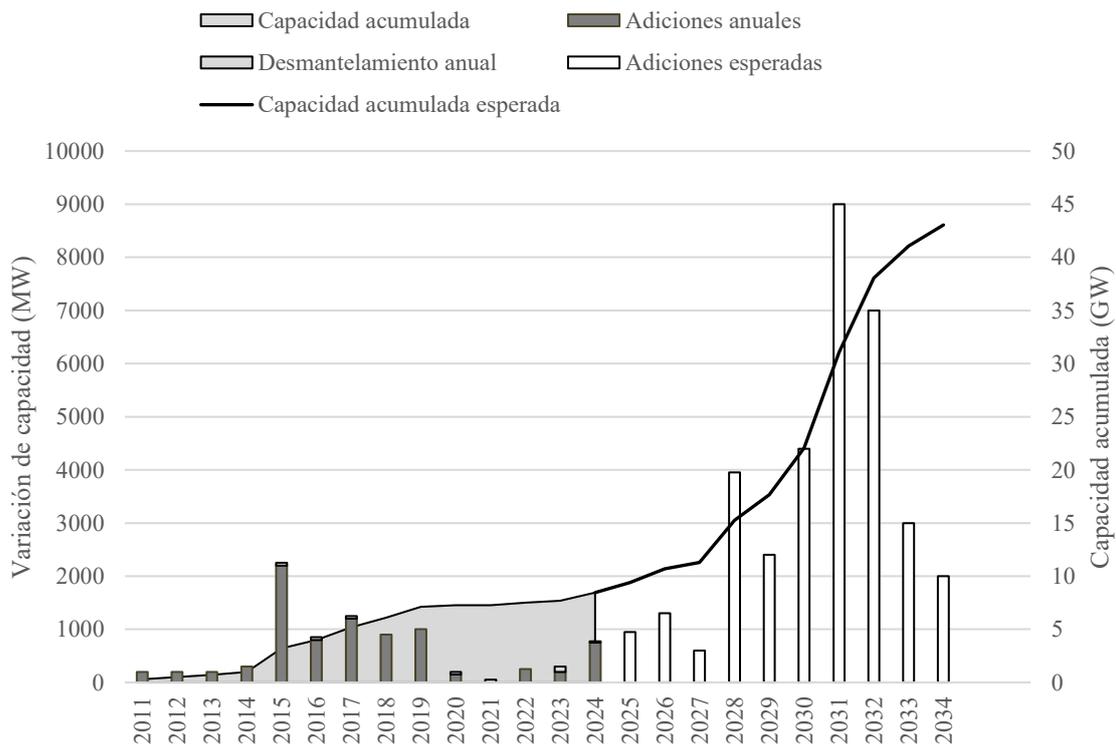


Figura 13: Evolución histórica y proyectada de la capacidad eólica offshore en Alemania (2011–2034) (Deutsche Windguard, 2025)

Tal como muestra la *Figura 13*, a partir de 2025 se prevé una aceleración significativa de la instalación de nueva capacidad eólica *offshore*, con un proyectado aumento sostenido año tras año, se prevé una expansión intensa entre 2028 y 2034, con picos de instalaciones anuales que superan los 2 GW en cada uno de esos años, y con un máximo de 9 GW en 2031. Tras este gran impulso, se espera alcanzar una capacidad acumulada cercana a los 45 GW en 2034. Esto significaría que en los próximos 10 años se espera instalar aproximadamente 3,6 GW de media anualmente, lo que supondría un incremento ligeramente superior al 500% respecto a la década anterior. Esta cifra, va en línea con los objetivos comunes establecidos tanto por instituciones como por operadores, habiendo fijado estos objetivos concretos a medio y largo plazo para el desarrollo de la energía eólica *offshore*, por lo que se prevee que la capacidad acumulada evolucione tal que así:

- Capacidad acumulada de 30 GW en 2030.
- Capacidad acumulada de 50 GW en 2035.
- Capacidad acumulada de 70 GW en 2045.

Estos objetivos han sido establecidos por el *Offshore Realisation Agreement*, un acuerdo interinstitucional oficial firmado en 2022 entre el Gobierno Federal Alemán, los Estados Federales costeros (Schleswig-Holstein, Baja Sajonia y Mecklemburgo-Pomerania Occidental), la Agencia Federal de Redes (BNetzA) y los cuatro operadores de red alemanes (TSOs): TenneT, 50Hertz, Amprion y TransnetBW. El detalle de este acuerdo y demás instrumentos legislativos será analizado en profundidad más adelante.

En este contexto, resulta especialmente relevante visualizar como se van a lograr los objetivos establecidos para las próximas décadas en dicho acuerdo a través de las fases de desarrollo en las que se encuentran los proyectos previstos. La *Figura 14* muestra la proyección de la capacidad acumulada de energía eólica *offshore*, que debería alcanzar los 30 GW en 2030, 50 GW en 2035 y 70 GW en 2045, desglosando en cada uno de ellos la contribución estimada de: proyectos en operación, en construcción, en decisión final de inversión, adjudicados o con solicitud de conexión a red, con licitaciones previstas y, finalmente, aquellos que aun requieren especificaciones adicionales.

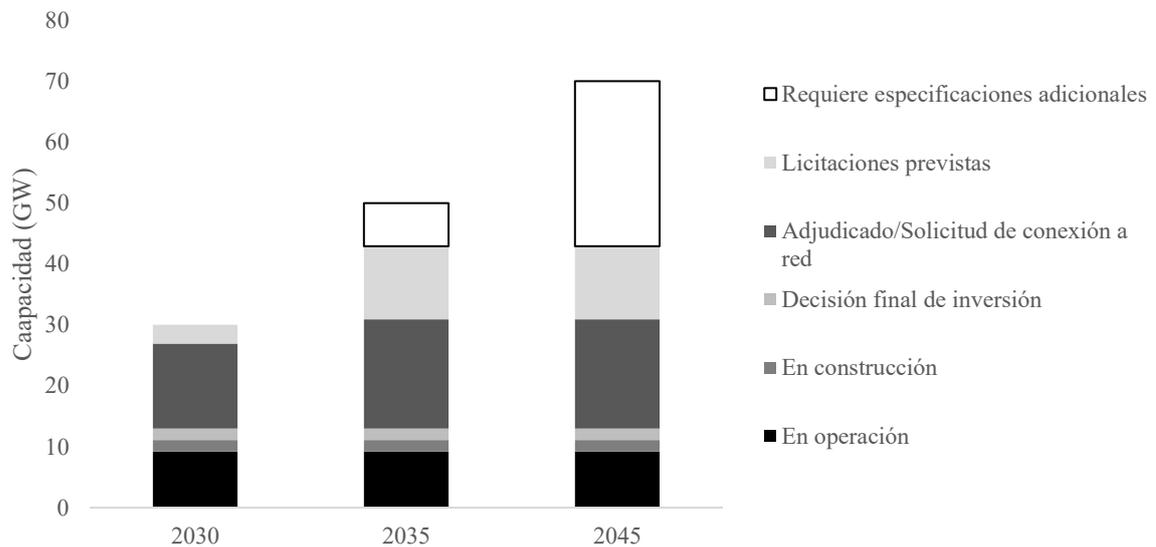


Figura 14: Objetivos de expansión de la capacidad eólica offshore en Alemania para 2030, 2035 y 2045 , con desglose previsto por fases de desarrollo. (Deutsche Windguard, 2025)

Un análisis detallado de la Figura 14 permite observar que una parte significativa de la capacidad futura se encuentra a un en fases muy preliminares de desarrollo. Por un lado, las licitaciones previstas representan a partir de 2035 12 GW del total proyectado, siendo en 2030 tan solo 3,1 GW, representando así en su mayoría proyectos a medio y largo plazo, cuya entrada en operación está prevista fundamentalmente a partir de 2035. Por otro lado, los proyectos que aun requieren especificaciones adicionales, significando esto que esos proyectos se encuentran en la fase más temprana del ciclo de planificación, representan 7,1 GW en 2035 y 27,1 GW en 2045, constituyendo así el bloque más voluminoso de capacidad proyectada a largo plazo.

Este planteamiento demuestra que, a pesar de ser objetivos muy ambiciosos, existe un plan claro y estructurado que permitirá alcanzar dichos objetivos de manera escalonada.

2.3 MARCO REGULATORIO Y PLANIFICACIÓN OFFSHORE

El desarrollo, planificación y despliegue de la energía eólica *offshore* en Alemania se sustenta sobre un ecosistema normativo sólido y una arquitectura institucional altamente coordinada. La asignación de zonas marinas, los procedimientos de licitación, la planificación técnica de la red eléctrica y la ejecución sincronizada de los proyectos ocurren bajo la regulación del entramado institucional que lleva décadas formándose en Alemania. Es por eso, que el presente apartado expone los pilares jurídicos, los mecanismos de gobernanza institucional, las sinergias entre instituciones y los instrumentos de planificación técnica que sustentan el cumplimiento de los objetivos nacionales, ya mencionados en diversas ocasiones, de capacidad eólica *offshore*.

2.3.1 NORMATIVA NACIONAL VIGENTE: WINDENERGIE-AUF-SEE-GESETZ

El principal marco legal que regula el desarrollo y la implantación de la energía eólica *offshore* en Alemania es la Ley de Energía Eólica Offshore, Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) en alemán, en vigor desde el 1 de enero de 2017. Esta ley fue concebida para sustituir el anterior sistema de gestión individualizada por uno basado en la planificación centralizada, capaz de responder a los ambiciosos objetivos de expansión fijados por Alemania. Como ya se mencionó en el apartado 2.2.2, los objetivos establecidos por la WindSeeG (WindSeeG, 2017) son los siguientes:

- Capacidad acumulada de 30 GW en 2030.
- Capacidad acumulada de 50 GW en 2035.
- Capacidad acumulada de 70 GW en 2045.

Con estos objetivos en mente, la ley establece fases planificadas, ligadas a procedimientos competitivos de licitación coordinados por BNetzA (Agencia Federal de Redes), que organizan el desarrollo del sector eólico *offshore*. Además, asigna competencias a diferentes entidades (esto será explicado más adelante), a las cuales crea obligaciones de cumplimiento jurídico. Así mismo, establece los calendarios de desarrollo de zonas, conexión a red y ejecución real de los proyectos.

Uno de los aspectos más novedosos de la WindSeeG es su cambio de prioridades a la hora de decidirse por un proyecto u otro en cada licitación: ya no se priorizan exclusivamente las ofertas económicas más bajas o rentables, sino la aportación de servicios adicionales al sistema eléctrico, la seguridad en el suministro de energía y la integración sectorial. (WindSeeG, 2017)

2.3.2 COORDINACIÓN INSTITUCIONAL: *OFFSHORE REALISATION AGREEMENT*

La complejidad técnica, organizativa, logística y administrativa de los proyectos eólicos offshore requiere una cooperación estrecha entre gobiernos e instituciones para cumplir en tiempo y forma los objetivos establecidos. Para ello, en noviembre de 2022 se firmó el *Offshore Realisation Agreement*, (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022) un acuerdo interinstitucional clave para el éxito del modelo alemán.

Este acuerdo fue suscrito por:

- El Gobierno Federal Alemán.
- Los Estados federales costeros: Schleswig-Holstein, Baja Sajonia, Mecklemburgo-Pomerania Occidental, Bremen y Hamburgo (siendo las dos últimas ciudades-estado).
- La Agencia Federal de Redes (BNetzA): autoridad federal alemana independiente, responsable de la regulación y supervisión de diversos sectores, incluyendo energía (electricidad y gas), telecomunicaciones, correos y ferrocarriles.
- La Agencia Federal Marítima e Hidrográfica (BSH): autoridad federal alemana que se encarga de la seguridad y el desarrollo del transporte marítimo, la navegación, la economía y el medio ambiente marino.
- Los cuatro operadores de red de transporte (TSOs): TenneT, 50Hertz, Amprion y TransnetBW.

El objetivo principal del acuerdo es garantizar que la expansión de la capacidad eólica *offshore* se ejecute conforme al calendario legal previsto, sin cuellos de botella burocráticos o de relación entre instituciones y demás agentes involucrados. Para ello, establece:

1. Un calendario conjunto de licitaciones, permisos y conexiones a red.
2. La adecuación de la infraestructura portuaria y logística.
3. La asignación clara de responsabilidades operativas.
4. Un marco para el seguimiento y control del avance por parte de las instituciones reguladoras sobre los agentes involucrados.

Aunque el *Offshore Realisation Agreement* no deriva formalmente de la WindSeeG, este fue suscrito con el fin de garantizar la aplicación operativa de la ley. Es un instrumento técnico y político que alinea a todos los actores clave en la implementación real de los objetivos establecidos (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). La interacción entre las distintas partes del acuerdo que guían la planificación offshore puede visualizarse en la Figura 15, que resume gráficamente como se estructura la gobernanza y planificación del sector en Alemania.

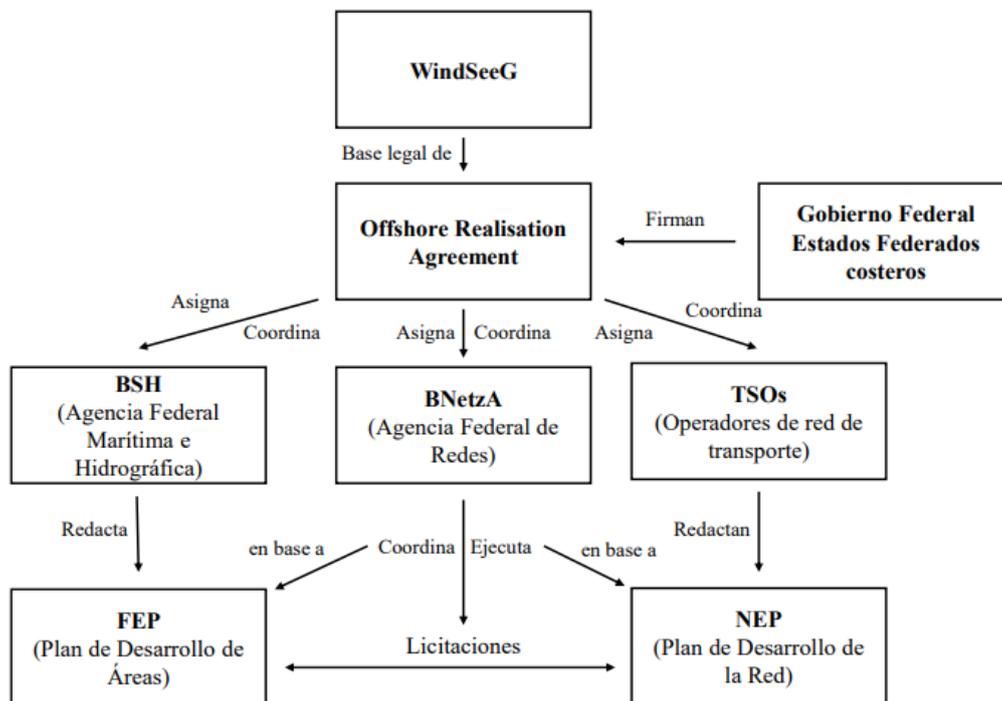


Figura 15: Coordinación entre los instrumentos regulatorios y de planificación de la energía eólica offshore en Alemania

La Figura 15 permite entender la arquitectura institucional sobre la que se construye el sistema *offshore* alemán. La WindSeeG establece la estructura normativa que da cobertura legal a todo el sistema, mientras que el *Offshore Realisation Agreement* centraliza la coordinación. La Agencia Federal de Redes (BNetzA) actúa como eje ejecutor, utilizando el Plan de Desarrollo de Áreas (FEP) y el Plan de Desarrollo de Redes (NEP) como base técnica para planificar y adjudicar proyectos *offshore*. Las flechas representadas en la figura reflejan los vínculos funcionales, y explicados en este párrafo, marcos jurídicos, actores involucrados e instrumentos de planificación, tanto técnica como legal.

Además, esta ley actúa como base legal del *Offshore Realisation Agreement*, firmado por el Gobierno Federal y los Estados federales costeros, junto a la Agencia Federal de Redes, la Agencia Federal Marítima e Hidrográfica (BSH) y los operadores de red (TSOs). Dicho acuerdo coordina y asigna la ejecución entre ellos actores mencionados, asignando tareas específicas a cada uno. La Agencia Federal Marítima e Hidrográfica redacta el Plan de Desarrollo de Áreas, mientras que los operadores de red elaboran el Plan de Desarrollo de la Red. Ambos documentos, como se verá en el apartado 2.3.3, sirven de base para que la Agencia Federal de Redes ejecute y coordine los procedimientos de licitación.

2.3.3 INSTRUMENTOS DE PLANIFICACIÓN TÉCNICA: FEP Y NEP

Ambos Planes de Desarrollo están profundamente interconectados. El NEP toma como referencia los calendarios y zonas del FEP para definir sus infraestructuras, mientras que el FEP considera la viabilidad técnica y económica de las conexiones planificadas en el NEP. Esta retroalimentación garantiza una expansión coherente del sistema eléctrico *offshore* y terrestre.

2.3.3.1 Plan de Desarrollo de Áreas (FEP)

El Plan de Desarrollo de Áreas, elaborado por la Agencia Federal Marítima e Hidrográfica en coordinación con la Agencia Federal de Redes, establece las zonas marítimas aptas para el desarrollo de energía eólica *offshore* en las costas alemanas del Mar del Norte y el Mar Báltico. Este instrumento regula:

1. La ubicación, superficie y secuencia temporal de las zonas disponibles.
2. Las condiciones técnicas del emplazamiento: profundidad, cableado, subestaciones y convertidores.
3. La compatibilidad espacial con otros usos marítimos; ya sea la pesca, la navegación o la conservación del medio.
4. Los calendarios de licitación y puesta en servicio tanto para parques eólicos como para los sistemas de conexión ONAS.

El Plan de Desarrollo de Áreas más reciente, que data del año 2025, contempla una planificación progresiva para alcanzar en el año 2037 42,6 GW de capacidad offshore, mediante la habilitación escalonada de áreas. Incorpora y establece nuevas áreas prioritarias de desarrollo conforme a la ley WindSeeG y correcciones sobre versiones anteriores, ajustando fechas de entrada en funcionamiento y capacidades proyectadas a partir de la retroalimentación técnica de los operadores de red (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2025).

La Figura 16 muestra la planificación espacial de las zonas destinadas al desarrollo de la energía eólica *offshore* según el Plan de Desarrollo de Áreas del año 2025. La figura utiliza una amplia paleta de colores para representar tanto las nuevas áreas licitadas como las superficies existentes ya asignadas. así como la ubicación prevista y construida de plataformas, subestaciones, cables y espacios protegidos.

En azul oscuro están representadas las zonas pertenecientes a la zona económica exclusiva de Alemania y en verde las áreas protegidas bajo la red Natura2000. En naranja se indican las nuevas zonas adjudicadas; en amarillo claro, las zonas ya existentes; en violeta, las zonas reservadas para proyectos de hidrógeno; y en verde lima, las ubicaciones de investigación y ensayo. En naranja rallado se identifican los parques previstos para entrar en operación hasta 2025; en marrón, las plataformas convertidoras; con círculos violeta, las subestaciones transformadoras; y con líneas amarillas discontinuas, los sistemas de cableado. Finalmente, mediante triángulos están representadas las plataformas eléctricas previstas para entrar en

funcionamiento antes de 2025 y con líneas grises, los cables eléctricos previstos también para entrar en funcionamiento antes de 2025.

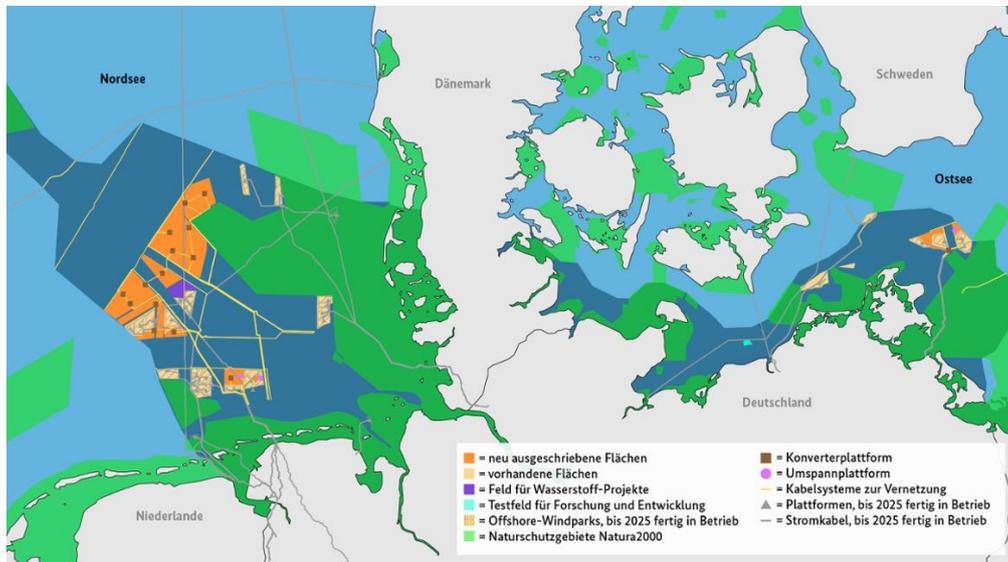


Figura 16: Áreas de planificación y conexión para energía eólica offshore en el Mar del Norte y el Mar Báltico. (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022; Übertragungsnetzbetreiber, 2023)

2.3.3.2 Plan de Desarrollo de la Red (NEP)

El Plan de Desarrollo de la Red, elaborado por los cuatro operadores de red de transporte (TenneT, Amprion, 50Hertz, TransnetBW) en coordinación con la Agencia Federal de Redes. Este plan define las infraestructuras necesarias para transportar la energía generada desde los parques eólicos *offshore* hasta los centros de consumo. El documento define:

1. Las subestaciones convertidoras y nodos de conexión a tierra necesarios.
2. El trazado y los corredores de cables HVDC submarinos y terrestres.
3. El objetivo de capacidades y la definición de costes según diferentes escenarios, tanto de cara a 2037 como a 2045.
4. La alineación con las zonas y plazos definidos en el Plan de Desarrollo de Áreas.

El NEP, en su última versión de 2023, proyecta el desarrollo de 20 nuevos sistemas de conexión *offshore* con una longitud que rondará los 8.455 km y una inversión total que

ascenderá hasta los 86.700 millones de euros. Con este desarrollo se prevé alcanzar hasta 61,2 GW de capacidad de evacuación *offshore*. (Übertragungsnetzbetreiber, 2023)

La Figura 17 representa las zonas de operación de cada operador de red, cuya distribución geográfica permite coordinar la planificación de la red eléctrica desde el mar hasta el consumo en tierra firme.

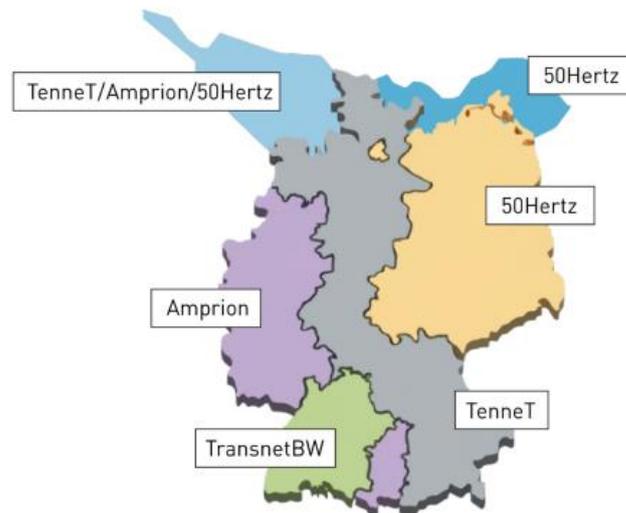


Figura 17: Zonificación del territorio alemán según las competencias de los operadores de red de transporte. (Übertragungsnetzbetreiber, 2023)

2.3.4 MODELO DE LICITACIÓN Y ADJUDICACIÓN

El procedimiento de asignación de zonas para proyectos de energía eólica *offshore* en Alemania se rige de manera centralizada, siendo gestionado por la Agencia Federal de Redes, BNetzA, conforme a lo estipulado en la WindSeeG. Estas licitaciones se estipulan en base a lo definido previamente en los Planes de Desarrollo de Áreas, FEP, y de Redes, NEP. Definiendo la primera las áreas en sobre las que se basaran las licitaciones, y la segunda las capacidades de conexión a red. Este trabajo conjunto y ordenado, permite que solo se liciten zonas con infraestructuras disponibles y previamente estudiadas, asegurando la viabilidad técnica de los proyectos. Existen dos modelos de licitación, licitaciones con oferta económica y licitaciones sin compensación económica. Aunque sus principales diferencias

se explicarán más adelante en este mismo apartado, en ambos casos, las condiciones de la subasta incluyen aspectos regulatorios comunes:

- Requisitos de cumplimiento de calendario, la puesta en servicio debe de realizarse en el plazo establecido.
- Normas técnicas específicas para las instalaciones y conexiones.
- Penalizaciones en caso de retrasos o incumplimientos contractuales.
- Reglas sobre la transferibilidad o cesión de proyectos a terceros.

El diseño general del modelo de licitación alemán busca equilibrar y regular el estado del mercado eólico *offshore* en Alemania. En consonancia con la Unión Europea, la legislación y el proceso de licitación vigentes, brindan eficiencia económica, robustez técnica, sostenibilidad ambiental y seguridad de suministro a todos los agentes implicados (WindSeeG, 2017).

Las dos modalidades principales de licitación son:

- a) Con oferta económica (CfD, *Contracts for Difference*)

Este ha sido el modelo más empleado en las subastas iniciales. Los promotores presentan ofertas indicando el precio por MWh que están dispuestos a percibir por la electricidad generada, y el proyecto que presente la oferta mas competitiva económicamente resulta adjudicatario. Este modelo ofrece estabilidad financiera a largo plazo, reduciendo el riesgo para los desarrolladores.

- b) Sin compensación económica (0,00 €/MWh)

Empezando en 2023, y en consonancia con la creciente madurez del sector, se han habilitado concesiones en las que los promotores pueden presentar ofertas a 0,00 €/MWh, es decir, sin solicitud de pago por parte del Estado. En caso de que existiesen dos o más ofertas iguales a 0,00 €/MWh, existen una serie de criterios cualitativos, establecidos por la WindSeeG, que activarían un mecanismo de desempate:

1. Bonificación por servicios al sistema eléctrico (*Systemdienstleistungsbonus*): en este criterio se valora que la capacidad del proyecta pueda ofrecer servicios adicionales al sistema eléctrico. Como por ejemplo almacenamiento, contribución a la estabilidad de red o integración sectorial.
2. Criterios técnicos adicionales: como pueden ser el nivel de innovación tecnológica, la disponibilidad de recursos, el nivel de madurez del proyecto, la experiencia del promotor, la planificación portuaria o incluso compromisos en sostenibilidad y biodiversidad marina.

Este modelo sin compensación económica promueve la competencia tecnológica y una mayor competitividad más allá de la lucha por poder ofrecer el precio más bajo, permitiendo que los promotores con mayor capacidad de integración industrial y financiera puedan liderar el mercado. Además, limita el coste público en el despliegue de la energía eólica *offshore*.

2.4 PRINCIPALES ACTORES Y PROYECTOS ACTUALES EN ALEMANIA

El desarrollo de la energía eólica *offshore* en Alemania no solo ha estado impulsado por organizaciones e instituciones gubernamentales, sino que existe una red de actores industriales altamente especializados que han logrado consolidarse como pieza angular del desarrollo de esta tecnología en el país. Estos agentes involucrados han logrado amasar una extensa cartera de proyectos, y la proyección es que irá a más en el futuro, como se ha visto más atrás. La colaboración público-privada es lo que ha permitido a Alemania posicionarse como uno de los líderes mundiales en su sector, estando liderada la primera por grandes promotores energéticos y una cadena de suministro integrada.

En este apartado se analizarán los principales agentes involucrados en el desarrollo de la energía eólica *offshore*, detallando la situación actual de proyectos más relevantes en Alemania, ya sea en operación, construcción, o todavía en fase de planificación.

2.4.1 PRINCIPALES ACTORES INVOLUCRADOS

- a) Empresas promotoras y desarrolladoras.

El mercado *offshore* alemán está liderado por un grupo reducido de grandes grupos europeos de diversos países, los cuales actúan como promotores principales de los parques eólicos *offshore* tanto en el Mar del Norte como en el Mar Báltico. La concentración en unos pocos actores principales se debe principalmente a la alta experiencia técnica y elevada capacidad financiera necesarias para abordar un proyecto de estas características.

La Tabla 3 resume los promotores más relevantes, su origen, el mar en el que operan, sus parques destacados y la situación actual de los mismos, así como la capacidad total instalada en MW.

| <i>Empresa</i> | <i>Origen</i> | <i>Parques destacados</i> | <i>Mar</i> | <i>Situación</i> | <i>Capacidad total (MW)</i> |
|-----------------------|-----------------|--------------------------------------|------------|----------------------------------|-----------------------------|
| RWE Renewables | Alemania | Kaskasi, Nordsee Ost, Nordseecluster | Norte | Operativos y en desarrollo | 2.600 |
| Ørsted | Dinamarca | Gode Wind 1-2, Borkum Riffgrund 1-2 | Norte | Operativos y en construcción | 1.600 |
| Northland Power | Canadá | Nordsee One, 2 y 3 | Norte | Operativos y adjudicados | 1.300 |
| Iberdrola Deutschland | España/Alemania | Wikinger, Baltic Eagle y Windanker | Báltico | Operativo, en construcción y FID | 1.100 |

| | | | | | |
|------|----------|-----------------------|-------|------------|-----|
| EnBW | Alemania | Hohe See, Albatros | Norte | Operativos | 610 |
|------|----------|-----------------------|-------|------------|-----|

Tabla 3: Principales promotores de parques eólicos offshore en Alemania. (Costanzo et al., 2025; Deutsche Windguard, 2025)

Como se vio en el apartado 2.2.1, Alemania en su totalidad posee aproximadamente una capacidad acumulada de 9 GW. Estos 5 grandes grupos energéticos acumulan 6,21 GW de capacidad acumulada, es decir, más de dos tercios de la capacidad total acumulada en el país.

b) Cadena de suministro: fabricantes, logística y operación.

Los grandes grupos energéticos mencionados en el apartado anterior, necesitan un ecosistema global para la correcta instalación y mantenimiento de sus parques eólicos. Es por ello, que el desarrollo *offshore* ha generado una cadena de suministro, fabricación, instalación y operación altamente integrada.

La Tabla 4 recoge los principales segmentos que forman parte del ecosistema de la industria eólica *offshore*, y los principales agentes implicados en cada uno de estos segmentos.

| Segmento | Actores principales | Observación |
|---------------------------|--|---|
| Turbinas offshore | Siemens Gamesa, Vestas, GE Renewable Energy | Planta SGRE en Cuxhaven |
| Cimentaciones | EEW SPC, Steelwind Nordenham, Sif | Fabricación de <i>monopiles</i> y <i>jackets</i> |
| Puertos logísticos | Cuxhave, Bremerhaven, Rostock, Mukran | Almacenaje, carga y ensamblaje |
| Transporte instalación | e DEME, Van Oord, Fred. Olsen, Boskalis | Buques especializados |

| | | |
|---------------------------|---|--|
| Operación y mantenimiento | Diversos operadores locales e internacionales | Actividad creciente en regiones costeras |
|---------------------------|---|--|

Tabla 4: Actores clave en la cadena de suministro offshore en Alemania.

2.4.2 PROYECTOS ACTUALES Y CARTERA FUTURA

En 2025, Alemania cuenta con más de 30 parques eólicos *offshore* operativos, amasando una capacidad total instalada ligeramente superior a los 9 GW, convirtiendo al país en el líder del sector entre los miembros de la UE-27. Aunque la gran mayoría de los proyectos y de la capacidad instalada se concentran en el Mar del Norte, ya que la superficie de la zona económica exclusiva de Alemania es mayor en este, el Mar Báltico ha adquirido especial relevancia gracias al clúster liderado por Iberdrola, Baltic Hub.

La Figura 18 ofrece una visión geográfica completa del desarrollo de la energía eólica *offshore* en las costas de Alemania, tanto en el Mar del Norte como en el Mar Báltico. Se visualizan todos los parques eólicos, los completamente operativos, en verde; los parcialmente operativos, en verde claro; los que están en construcción, en naranja; con decisión final de inversión (FID), en rojo; y los de adjudicación reciente, en gris. Además, el tamaño de cada icono indica la capacidad instalada, en MW, del parque en cuestión.

También se indica los territorios alemanes y la zona económica exclusiva (EEZ) en altamar, en un tono azul oscuro; así como la frontera, que se ubica a 12 millas náuticas de la costa, de la zona económica exclusiva.

Finalmente, en tierra, se detallan los puertos de servicio, con un triángulo; los puertos de componentes, con un círculo; y los puertos base, con un cuadrado.

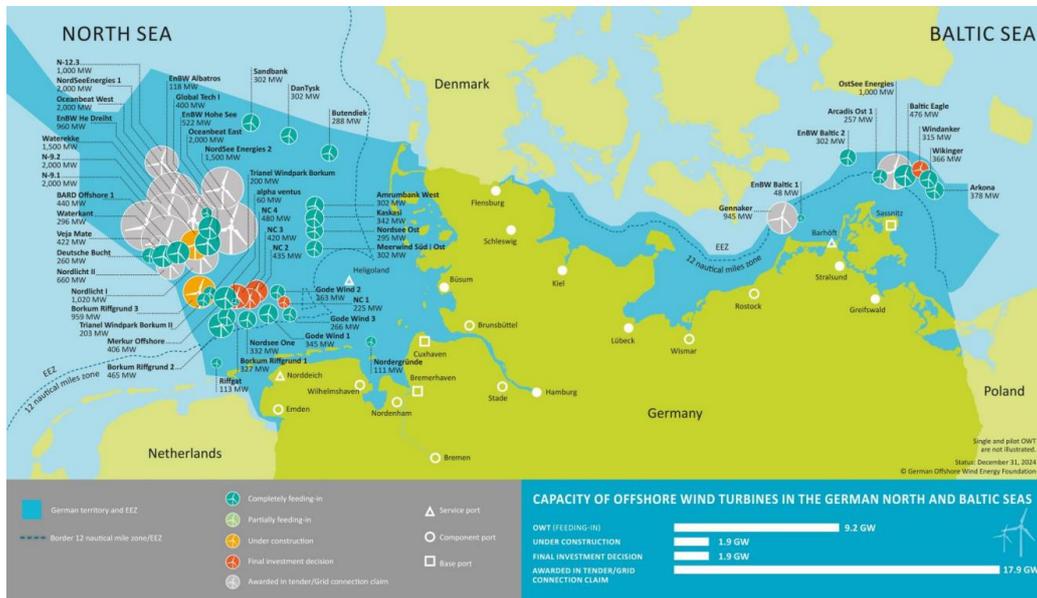


Figura 18: Localización, capacidad y estado de desarrollo de los parques eólicos offshore en Alemania (Mar del Norte y Mar Báltico). (Deutsche Windguard, 2025)

Los 3 parques pertenecientes a Iberdrola Deutschland, que conforman el Baltic Hub con una capacidad acumulada de 1,1 GW, se ubican al este, en el Mar Báltico. Los tres parques, su situación y su capacidad son:

- Wikingen, con una capacidad de 366 MW, se encuentra completamente operativo.
- Windanker, con una capacidad de 315 MW, se encuentra en la fase de decisión final de inversión.
- Baltic Eagle, con una capacidad de 476 MW, se encuentra completamente operativo.

El puerto base de Iberdrola Deutschland se encuentra en Sassnitz, próximo al Baltic Hub.

La Tabla 5 recoge los principales proyectos eólicos *offshore* recientes y en desarrollo en Alemania, ordenados por capacidad. Además, se indica el promotor, estado, ubicación y entrada prevista de cada uno en detalle.

| <i>Proyecto</i> | <i>Promotor</i> | <i>Capacidad (MW)</i> | <i>Estado</i> | <i>Mar</i> | <i>Entrada prevista</i> |
|-----------------|--------------------------|---------------------------|-----------------------|------------|-----------------------------|
| Nordseecluster | RWE y Northland | 1.600 | Desarrollo/Adjudicado | Norte | 2026- 2029 |
| Baltic Eagle | Iberdrola Deutschland | 476 | construcción | Báltico | 2025 |
| Kaskasi | RWE | 342 | Operativo | Norte | 2023 |
| Windanker | Iberdrola Deutschland | 315 | FID/Adjudicado | Báltico | 2026- 2027 |
| Gode Wind 3 | Ørsted | 253 | Construcción | Norte | 2025- 2026 |

Tabla 5: Proyectos eólicos offshore más relevantes en Alemania, recientes y en desarrollo.

2.5 RETOS Y BARRERAS DEL DESPLIEGUE EÓLICO OFFSHORE

Pese al fuerte apoyo institucional y al gran interés e inversión privada suscita la energía eólica *offshore* en Alemania, el despliegue masivo de esta tecnología presenta una serie de desafíos que condicionan su ritmo de expansión. Y es que, aunque el reciente desarrollo de un marco legal integrador, WindSeeG, con la coordinación de las pautas del mismo a través del *Offshore Realisation Agreement*, y los planes técnicos de desarrollo que han derivado del mismo han mejorado significativamente la planificación del sector, persisten barreras que deben de ser gestionadas para garantizar el cumplimiento de los objetivos a largo plazo hasta 2045.

Las principales barreras a las que se enfrenta la industria en su afán de expansión y desarrollo a gran escala son:

a) Regulatorias y de gobernanza.

Como de costumbre en los procesos legales y gubernamentales, a pesar de las recientes mejoras de eficiencia y simplificación tras la reforma de la WindSeeG en 2022, la tramitación de autorizaciones medioambientales, marítimas y complejas sigue siendo un proceso complejo.

La complejidad se suele deber a la descoordinación persistente entre entes regulatorios o entre leyes que se solapan, como es el caso de los Planes de Desarrollo de Áreas y de Red, que, aun estando correctamente estructurados, pueden presentar desfases y desajustes temporales entre la disponibilidad de las zonas para explotación eólica *offshore* y su correspondiente conexión a red. Así mismo, también las competencias entre gobierno federal, estados federados y Agencias Federales de Red y Marítima e Hidrográfica, pueden generar solapamientos o, peor aún, vacíos de responsabilidad, que si no se gestionan con eficacia pueden crear largos retrasos.

b) Técnicas e infraestructurales.

El acelerado crecimiento en el desarrollo de los parques eólicos offshore debe ir acompañado de un crecimiento igual de rápido en el ecosistema e infraestructura que los soportan. La capacidad portuaria y logística existente, en puertos como Cuxhaven, Bremerhaven, Rostock o Mukran, están al límite de su capacidad ante el volumen creciente de turbinas de mayor capacidad, que además van acompañadas también de componentes de mayor tamaño. Esto también crea una congestión en la red terrestre de transporte y los retrasos en reforzar la infraestructura interior (Übertragungsnetzbetreiber, 2023) pueden dificultar la evacuación de la energía generada en los parques eólicos *offshore* hacia los centros de demanda. Además, se necesitan buques especializados para la instalación en alta mar, especialmente para las cimentaciones, subestaciones pesadas y cables de evacuación en zonas profundas.

c) Económicas y de mercado.

La inflación ha tenido un gran impacto en los precios de materias primas como el acero y el cobre, en el transporte marino y en la financiación. Este incremento generalizado de los

costes ha incrementado significativamente el CAPEX y los plazos de amortización de nuevos proyectos. Otro aspecto relevante a comentar, es que, aunque las licitaciones sin compensación económica (a 0,00 €/MWh) reducen el coste público, generan incertidumbre de ingreso en los promotores, que pasan a depender cada vez mas de contratos bilaterales de compra-venta de energía (PPAs) o de mercados *spot*.

Además, como se comentó en el apartado 2.4.1, existe una gran concentración de la oferta energética de energía eólica offshore en unos pocos operadores, lo que a la larga crea un riesgo de concentración del mercado, limitando la entrada de nuevos actores

d) Medioambientales y de uso del espacio marítimo.

La presencia de parques eólicos en enclaves naturales conlleva la necesidad de estudiar el impacto que estos pueden tener sobre los lugares en los que se ubican. La coexistencia con otros usos marítimos como la pesca y la navegación, y la proximidad con áreas protegidas, requiere una planificación espacial precisa y mecanismos de compensación, ya sea social o económica. Además, aunque el impacto acústico en las personas de los parques *offshore* es sustancialmente menor que el de los parques *onshore*, debido a la mayor lejanía de estos de los núcleos urbanos, la preocupación por el impacto acústico es creciente. La expansión futura de proyectos flotantes más allá de las 12 millas náuticas requerirá nuevas metodologías de evaluación ambiental.

e) Sociales y de aceptación pública.

Aunque el rechazo social de la energía eólica *offshore* es mucho menor que el de la *onshore*, debido al hecho ya mencionado de que están más alejados de núcleos urbanos, existe gran resistencia por parte de las comunidades costeras vinculadas a la pesca, el turismo y la navegación. Esta gran resistencia se ve acentuada debido al despliegue acelerado de la energía eólica *offshore*, que ha generado tensiones laborales y formativas, por la escase de personal cualificado en operación *offshore* y mantenimiento especializado. También ha suscitado un gran rechazo la falta de participación económica local, pudiendo erosionar el apoyo social si no se articula una redistribución clara de los beneficios.

3. EVALUACIÓN AMBIENTAL Y SOSTENIBILIDAD

La expansión de la energía eólica *offshore* representa una oportunidad estratégica para avanzar hacia un modelo energético descarbonizado y alcanzar el objetivo marcado por la Unión Europea Unión de alcanzar la neutralidad climática en 2050, lo cual significa equilibrar las emisiones de gases de efecto invernadero con su absorción o eliminación, de modo que el balance neto de emisiones sea igual a cero. Pero, el desarrollo de esta nueva tecnología, no solo trae consigo desafíos técnicos y económicos, si no también medioambientales. Es por ello que su desarrollo debe ir acompañado de una evaluación rigurosa de sus implicaciones medioambientales. Además, a diferencia de otras infraestructuras, los parques eólicos *offshore* interactúan directamente con ecosistemas frágiles y con actividades humanas tradicionales, como la pesca o la navegación, lo que exige un enfoque integrador y preventivo.

En este capítulo se abordarán los principales aspectos relacionados con el impacto medioambiental, los mecanismos de mitigación y la sostenibilidad de un parque eólico *offshore*. En primer lugar se analizará el impacto sobre los sistemas cercanos, tanto en los ecosistemas marinos y en las especies aviarias como en las actividades humanas tradicionales, como la pesca y la navegación. Se hará especial hincapié en los ecosistemas marinos y aves afectadas por la alteración de hábitats o la interferencia con rutas migratorias. La convivencia, tanto de ecosistemas cercanos como de actividades humanas tradicionales con los parques eólicos *offshore*, constituye uno de los retos más relevantes de la transición energética *offshore*.

A continuación, se evaluará el ciclo de vida de la infraestructura (LCA), con el objetivo de cuantificar el impacto de un parque eólico *offshore* a lo largo de toda su existencia, desde el proceso de fabricación hasta el desmantelamiento. Este estudio ofrecerá una visión integral del impacto que puede tener un proyecto de estas características en el entorno en el que se desarrolle. Se detallarán también las medidas de mitigación tomadas hasta ahora, tanto por parte de los propios promotores, como desde los estamentos gubernamentales y el marco

normativo que regula este tipo de instalaciones. Finalmente, se examinará la contribución de la energía eólica *offshore* a lograr los objetivos establecidos por la Agenda 2030 mediante los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

3.1 IMPACTO SOBRE ECOSISTEMAS CERCANOS

Los parques eólicos *offshore* no solo son la viva imagen de la evolución tecnológica que lleva décadas ocurriendo en el mercado energético, sino que también representan una pieza fundamental en el camino a lograr la neutralidad climática y los objetivos de descarbonización del sistema energético europeo. Sin embargo, su implementación en el medio marino también plantea importantes retos, desde un punto de vista ambiental y social, a la hora de conciliar su implementación en un entorno que hasta ahora no había sido explotado a nivel industrial. A diferencia de otras fuentes de energía renovable, los parques eólicos *offshore* están en contacto directo con ecosistemas frágiles y con usos humanos tradicionales consolidados en el espacio marítimo, como son la biodiversidad marina, la pesca o el tráfico marítimo, respectivamente.

Es por ello que resulta esencial analizar el impacto que una instalación de estas características tiene sobre los ecosistemas cercanos derivados de su instalación y operación. El impacto que un parque eólico offshore tiene en su entorno se puede clasificar en:

- a) Ecológico, cuando afecta a hábitats, comunidades biológicas o especies sensibles, tanto marinas como áreas.
- b) Territorial, cuando altera la estructura y el funcionamiento normal del medio físico.
- c) Socioeconómico, cuando incide en actividades humanas tradicionales como la pesca o la navegación.

Por lo tanto, este apartado abordará el impacto que un parque eólico *offshore* puede tener sobre los ecosistemas marinos, aves marinas y migratorias y, finalmente, actividades humanas y tradicionales.

3.1.1 ECOSISTEMAS MARINOS

La construcción de parques eólicos offshore transforma sustancialmente el medio físico y biológico marino. La fase de construcción e instalación de los molinos, en especial durante la construcción de cimientos, pilotes, dragado y tendido de cables, provoca una alteración del fondo marino, ruido submarino y resuspensión de sedimentos. Estas perturbaciones del medio impactan negativamente en especial en las especies bentónicas, es decir, aquellas que viven sobre, dentro o cerca del fondo marino, así como en peces, mamíferos marinos y especies filtradoras como los mejillones.

Según un estudio realizado por el Journal of Ecological Engineering en 2025, el riesgo principal durante la construcción es la pérdida de hábitats de especies bentónicas. Aunque durante la fase de operación, tras finalizarse la construcción del parque, se produce una recolonización natural de las cimentaciones por parte de dichas especies en aquellos lugares donde se ubicaban previo a la construcción. En particular, destaca la formación de hábitats complejos en torno a las bases de los aerogeneradores en el fondo marino, con efecto arrecife sobre especies como el mejillón azul, que actúa como especie clave en la cadena trófica (Cieślewicz et al., 2025).

La Figura 19 muestra un ejemplo gráfico del efecto arrecife en la cimentación de un aerogenerador ubicado en el Mar Báltico.

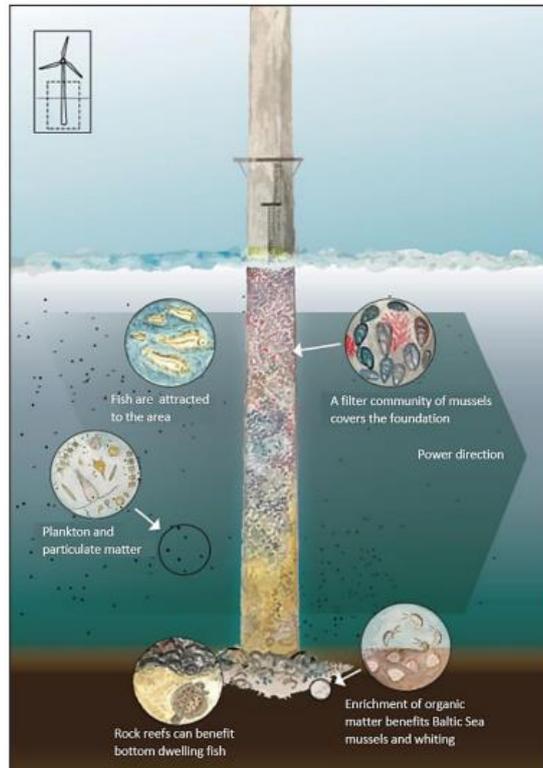


Figura 19: Ejemplo de efecto arrecife en la base de un aerogenerador offshore.

(Cieřlewicz et al., 2025)

Asimismo, en el mismo estudio, se identifican impactos sobre aquellas especies que habitan exclusivamente en el fondo marino, vinculados a las corrientes marinas cercanas al fondo, afectadas por el tipo de cimentación empleada y la actividad electromagnética generada por los cables eléctricos. Estos factores influyen en la distribución y densidad de especies así como en la estructura trófica, que describe la transferencia de materia y energía entre organismos, del ecosistema.

El estudio también alerta de la presencia de contaminantes históricos, como pueden ser municiones o residuos químicos, en zonas del Mar Báltico como el banco de Slupsk, una elevación submarina localizada al norte de Polonia donde se han detectado gran cantidad de restos de municiones sumergidas y contaminantes industriales históricos vertidos tras la Segunda Guerra Mundial. En lugares como este, la remoción de sedimentos durante las fases

iniciales de construcción tienen especial riesgo y deben de ser considerados en la planificación ambiental previa al despliegue eólico.

3.1.2 AVES MARINAS Y MIGRATORIAS

Los parques eólicos *offshore* también pueden tener un impacto negativo sobre las aves que habitan, o que migran, en torno a los emplazamientos del parque eólico. No solo las turbinas suponen un riesgo de colisión para las especies que vuelan a baja altura, o en momentos de baja visibilidad en situaciones de niebla extrema, tormentas u horario nocturno, si no que además, las hélices y las turbinas pueden producir un efecto barrera o de desplazamiento, obligando a las aves a modificar sus rutas habituales. Estos cambios en el ecosistema que obligan a las aves a modificar sus hábitos, incrementan su gasto energético y puede afectar a sus patrones de migración alimentación o reproducción.

El efecto barrera es especialmente preocupante, ya que el Mar Báltico es un enclave muy relevante en las rutas migratorias de las aves, por lo que los parques emplazados en este Mar, como son los tres de Iberdrola Deutschland (Windanker, Wikinger y Baltic Eagle, que conforman el Baltic Hub) pueden tener un gran impacto en los hábitos migratorios de estas especies. El Mar Báltico es un corredor migratorio y un área de especial concentración de aves, siendo una zona intermareal, con plataformas continentales poco profundas. Las especies más vulnerables son aquellas de baja fecundidad y elevada longevidad, como el alcazón atlántico (*Morus bassanus*), el paño europeo (*Hydrobates pelagicus*) o algunas gaviotas y charranes.

Aunque cabe recalcar que el grado de impacto del parque en las rutas migratorias de aves varía según el emplazamiento del mismo, la disposición y orientación de las turbinas, la altitud del vuelo durante la migración y las condiciones meteorológicas del momento. Por ello los efectos, y como mitigarlos, deben analizarse caso por caso.

La Figura 20 muestra la elevada densidad de rutas migratorias de aves en el norte de Europa, especialmente en el Mar Báltico, siendo este la barrera natural entre los países del norte y

los del centro de Europa. Esto pone en evidencia la necesidad de planificar cuidadosamente los emplazamientos de parques eólicos *offshore* en estas zonas.

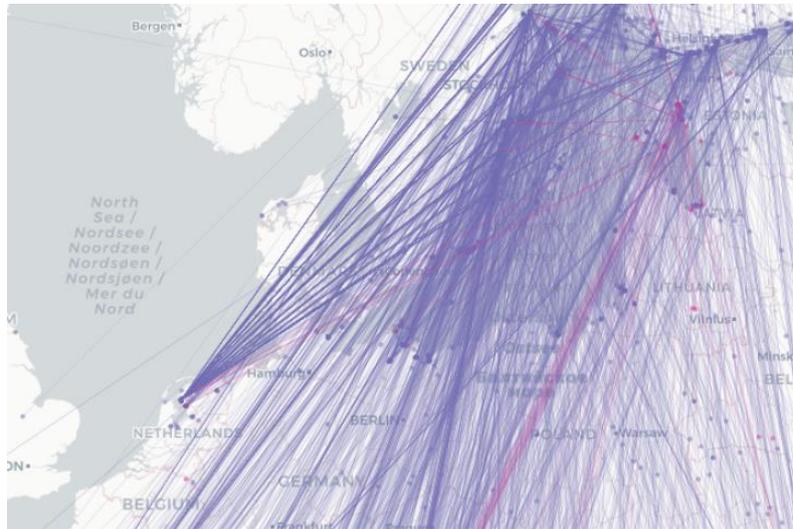


Figura 20: Rutas migratorias de aves sobre el norte de Europa. (Spina et al., 2022)

Para contextualizar el impacto relativo de los parques eólicos en la mortalidad de las aves, como puede observarse en la Figura 21, las turbinas eólicas representan tan solo una fracción ínfima, próxima al 0,01%, en comparación con otras causas como las colisiones con edificios o ventanas, líneas eléctricas, gatos, atropellos, pesticidas y aviones.

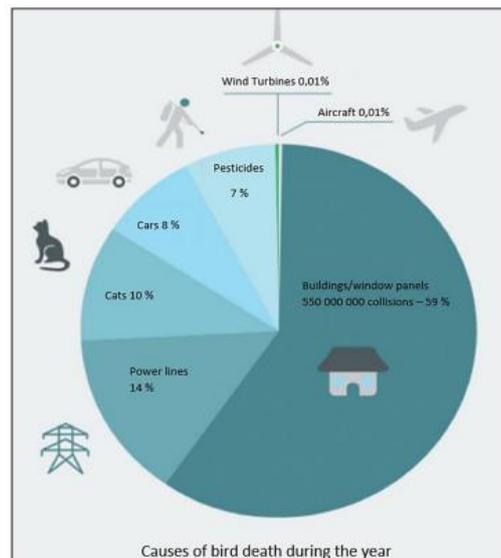


Figura 21: Principales causas de mortalidad de aves anualmente. (Ciešlewicz et al., 2025)

Para más inri, diversos estudios y organizaciones conservacionistas como BirdLife International llevan años sistematizando datos sobre la mortalidad aviar por colisiones, permitiendo diseñar estrategias de mitigación, en función de la sensibilidad ornitológica de emplazamiento, cada vez más eficaces. (Machado et al., 2024)

3.1.3 ACTIVIDADES HUMANAS Y TRADICIONALES

Mas allá de los ecosistemas naturales que lo rodea, un parque eólico *offshore* también puede afectar a actividades tradicionales como la pesca o la navegación. La coexistencia de este tipo de actividad con infraestructuras eólicas presenta un gran reto a la hora de desarrollar y construir un parque eólico offshore, exigiendo gran cooperación entre promotores, comunidades locales y legisladores.

Un caso ejemplar es el parque eólico de Saint-Brieuc, en las costas de la Bretaña francesa, donde Iberdrola ha trabajado en estrecha colaboración con las autoridades locales y el sector pesquero para permitir la convivencia entre la instalación eólica y las actividades humanas tradicionales, tanto la pesca como la navegación. La puesta en marcha del parque en 2024, tras la finalización de las obras y procesos de instalación, fue de la mano con la reanudación de la pesca tradicional en su interior. Todo esto se logró en base a dos decretos prefectorales, los cuales definen zonas de exclusión y autorizaciones condicionadas por tamaño de la embarcación, velocidad y sistemas de identificación.

La Figura 22 muestra la distribución espacial de las turbinas del parque eólico de Saint-Brieuc, con el detalle de las zonas pesqueras afectadas por su instalación, afectando al 3% y al 1,5% del banco dedicado a la extracción de caracoles y de vieiras respectivamente.

El proceso de restablecimiento de la actividad pesquera en el interior del parque eólico incluyó dos fases de prueba pesqueras, que se pueden visualizar en la Figura 23: una inicial con modelos de pesca pasiva (langosta, centollos y bucinos), y una segunda fase con pesca de arrastre, cuyos resultados confirmaron la viabilidad de operar sobre cables soterrados. Además, las turbinas fueron diseñadas con suficiente distancia y la orientación óptima para facilitar la maniobrabilidad de las embarcaciones.

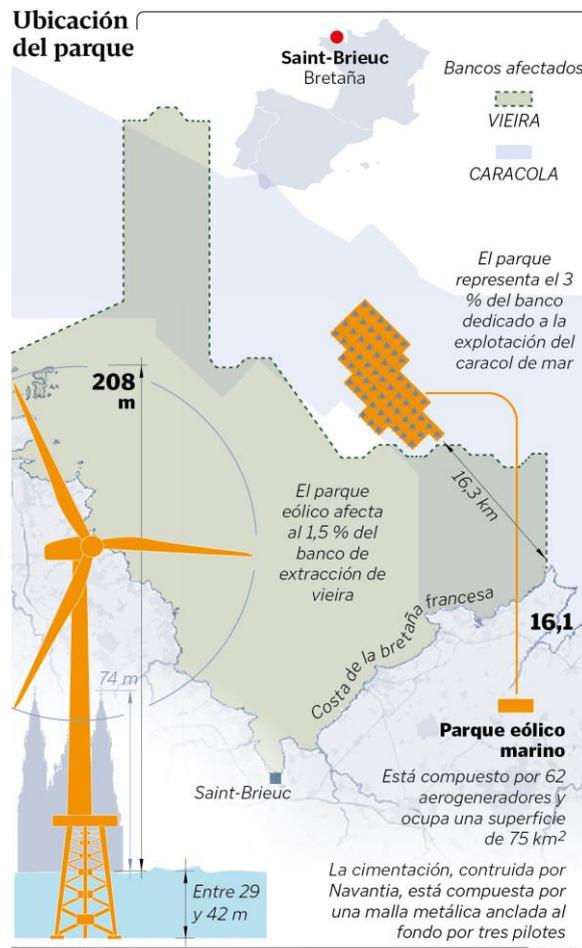


Figura 22: Ubicación del parque eólico offshore de Saint-Brieuc y zonas pesqueras afectadas. (Porteiro, 2024)

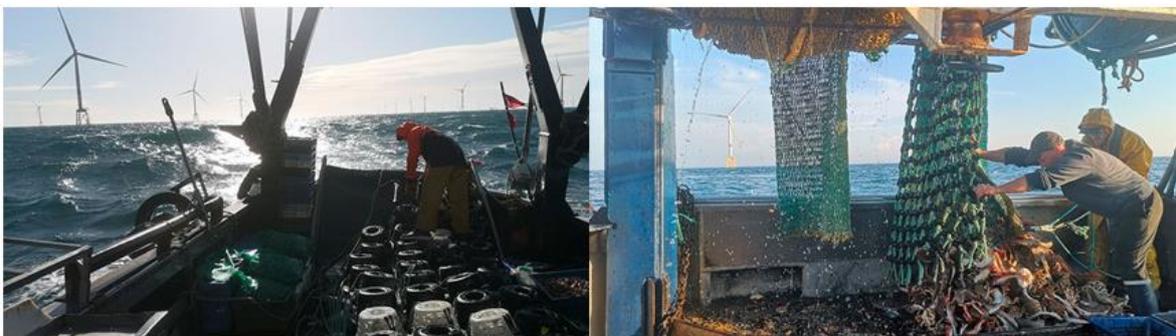


Figura 23: Fotos tomadas durante las primeras operaciones de prueba de pesca de arrastre en el parque eólico marino de Saint-Brieuc. (Iberdrola, 2024b)

Finalmente, el parque eólico de Saint-Brieuc ha potenciado también el turismo ambiental, recibiendo más de 2023 visitantes a bordo de rutas guiadas en 2023, consolidando así el valor añadido de los parques eólicos *offshore* como focos de atracción turística para nuevas actividades sostenibles.

3.2 MEDIDAS DE MITIGACIÓN Y NORMATIVA AMBIENTAL

La evaluación ambiental de una estación eólica *offshore* no debe limitarse solo al análisis del impacto que tiene en su entorno, debe complementarse con un estudio riguroso de las medidas que permiten evitar, minimizar o compensar el impacto negativa que esta pueda tener. La aplicación de medidas de mitigación adecuadas, desde la fase de planificación hasta la fase de operación del parque, es esencial para garantizar la sostenibilidad, y por tanto la viabilidad del parque. Se verá en este apartado que, en caso de un impacto muy negativo en su entorno, un parque eólico *offshore* podría verse obligado a parar parcialmente, o hasta totalmente, la producción de energía durante un periodo de tiempo determinado. Es por ello que estas medidas se encuentran además enmarcadas en un contexto normativo específico.

Este apartado se estructura en dos subapartados. En primer lugar, se describen las principales medidas de mitigación, divididas según la fase del ciclo de vida del proyecto. En segundo lugar, se describirá el marco normativo medioambiental alemán que rige el desarrollo de parques eólicos *offshore*, incluyendo las exigencias de evaluación de impacto ambiental y los criterios de planificación marina integradora.

3.2.1 MEDIDAS DE MITIGACIÓN

Las medidas de mitigación constituyen el conjunto de acciones destinadas a reducir o evitar los impactos negativos en los ecosistemas cercanos derivados del emplazamiento, instalación y operación de un parque eólico *offshore*. Dependiendo del momento e el que se implemente la medida, puede tener carácter preventivo, de aplicarse en la fase de planificación, o correctivo, de aplicarse en las fases de construcción y operación del parque para reducir o paliar problemas no identificados previamente. Así como también se

explicaran soluciones integradas, independientes de la fase del ciclo de vida en la que se encuentre el parque.

El diseño de las medidas debe adaptarse a las características específicas de cada proyecto: hábitats presentes, localización geográfica, profundidad del suelo marino, tecnología empleada en la construcción y actividades humanas coexistentes. En este contexto, en los últimos tiempos se han producido importantes avances tecnológicos y normativos que han permitido mejorar la eficacia de estas medidas. A continuación, se presentan las principales estrategias de mitigación organizadas por fase de ciclo de vida del proyecto:

3.2.1.1 Medidas en fase de planificación y diseño

Las medidas de mitigación en la fase de planificación y diseño de un parque eólico *offshore* comienzan por la correcta elección del emplazamiento, siendo esta la medida más eficaz, aunque también la más difícil de ejecutar. Estas medidas se basan principalmente en un estudio previo de la biodiversidad del ecosistema, así como también de los usos del espacio marítimo que pueden ser sensibles a perturbaciones del medio, como por ejemplo rutas migratorias, hábitats protegidos y caladeros tradicionales. Este estudio se lleva a cabo realizando inventarios ecológicos completos, en los cuales se recopilan sistemáticamente datos sobre las especies presentes en la zona, hábitats existentes, patrones estacionales, y zonas de especial valor ambiental y ecológico.

Estos inventarios integran fuentes cartográficas, bases de datos ambientales y consultas a organismos locales, pudiendo así incluir campañas de campo con censos de fauna, uso de boyas y sensores acústicos, muestreos de bentos, seguimiento con radares y cámaras térmicas.

En el caso particular de Iberdrola, estos inventarios permiten diseñar con exactitud el parque, sobre todo el trazado de los cables submarinos y poder establecer los periodos de obra para así poder minimizar el impacto negativo que este proceso pudiese tener sobre especies protegidas y asegurar el cumplimiento normativo ambiental. (Iberdrola, 2024a)

3.2.1.2 Medidas durante la construcción.

Durante la fase de construcción se aplican diversas medidas para mitigar el impacto negativo que las obras puedan tener en el entorno, las más destacadas son las siguientes:

La medida principal es la restricción temporal de obras, llegando hasta a paralizarlas si necesario, para evitar periodos de desove (esto es cuando la hembra de un pez, de un anfibio, de un crustáceo, de un molusco o de un insecto suelta sus huevos o huevas) o cría de fauna marina.

El control de ruido submarino, clave para la protección de mamíferos marinos como marsopas o delfines. En el parque Baltic Eagle, operado por Iberdrola Deutschland en el Mar Báltico, se han utilizado dispositivos C-POD para detectar aquellos momentos en los que hay mayor presencia o concentración de cetáceos en las inmediaciones del parque, para así poder programar los trabajos de hincado de pilotes fuera de los momentos de mayor actividad animal. (Iberdrola, 2024a)

En el parque eólico de Saint-Brieuc, también operado por Iberdrola, se aplican estrategias con el fin de minimizar la atracción lumínica, esencial en zonas costeras con aves marinas sensibles a la foto atracción. Esto se consigue reduciendo la intensidad lumínica y suprimiendo focos innecesarios durante obras nocturnas.

De manera general, se realiza un monitoreo ambiental continuo, que permite ajustar la operación y los plazos de construcción en tiempo real para ajustarse a los ritmos del ecosistema y enturbiar lo menos posible. Este monitoreo es posible mediante el uso de radares, drones, sensores acústicos y cámaras térmicas.

3.2.1.3 Medidas durante la operación

Durante la fase de operación del parque se aplican diversas medidas para mitigar el impacto negativo que este pueda tener en el entorno, las más destacadas son las siguientes:

Una de las medidas más eficaces aplicadas actualmente es el uso del *curtailment* dinámico, esto es la parada selectiva y temporal de ciertos aerogeneradores cuando se

detecta presencia elevada de aves en zonas de riesgo. Según la asociación BirdLife International, esta medida reduce las colisiones de aves con turbinas hasta en un 75%, especialmente si se combina con tecnologías avanzadas de radares y modelos predictivos basados en inteligencia artificial. (Machado et al., 2024)

En línea con el *curtailment* dinámico, en parques como La Ventosa, operado por Iberdrola en México, se han identificado zonas críticas de cría y alimentación de aves y murciélagos, ajustando la operación del parque mediante sistemas de parada inteligente, cámaras de seguimiento automatizado y métodos de disuasión pasiva.

Uno de los ejemplos pioneros en Europa es el protocolo *Start/Stop* aplicado en Países Bajos, desarrollado y coordinado por el Ministerio de Asuntos Económicos y Política Climática (EZK) del país, junto con la agencia medioambiental *Rijkswaterstaat* (RWS) y el operador eléctrico TenneT. Según este protocolo, los parques eólicos *offshore* deben reducir la velocidad de rotación de sus turbinas en aquellos momentos en los que haya alta densidad de migración de aves. La velocidad se ajusta automáticamente mediante un modelo predictivo desarrollado por la Universidad de Ámsterdam, que genera alertas meteorológicas y ornitológicas basadas en tiempo real. Aunque las turbinas no llegan a pararse completamente por motivos técnicos, su velocidad se limita a menos de 2 rpm, reduciendo drásticamente el riesgo de colisiones. (*Rijkswaterstaat*, 2024).

El procedimiento *Start/Stop* sigue un plan de diez pasos, divididos en 4 fases, desarrollado tras un esfuerzo colaborativo entre representantes gubernamentales y propietarios de parques eólicos *offshore*. Los diez pasos, clasificados según la fase en la que entran en juego, son los siguientes:

A) Predicción y activación:

1. Modelo de predicción.
2. Alerta o no alerta.
3. Mensaje a las partes implicadas.

B) Evaluación y toma de decisiones:

4. Evaluación del suministro eléctrico y asesoramiento técnico.

5. Decisión del Ministerio (EZK)

C) Implementación:

6. El Ministerio (EZK) ordena la parada de los aerogeneradores.
7. Anuncio de la indisponibilidad de los parques eólicos.
8. Parada de las turbinas eólicas.

D) Supervisión y evaluación:

9. Supervisión por parte de la agencia medioambiental *Rijkswaterstaat* (RWS).
10. Inspección y evaluación.

La Figura 24 muestra el flujo operativo del protocolo explicado anteriormente.

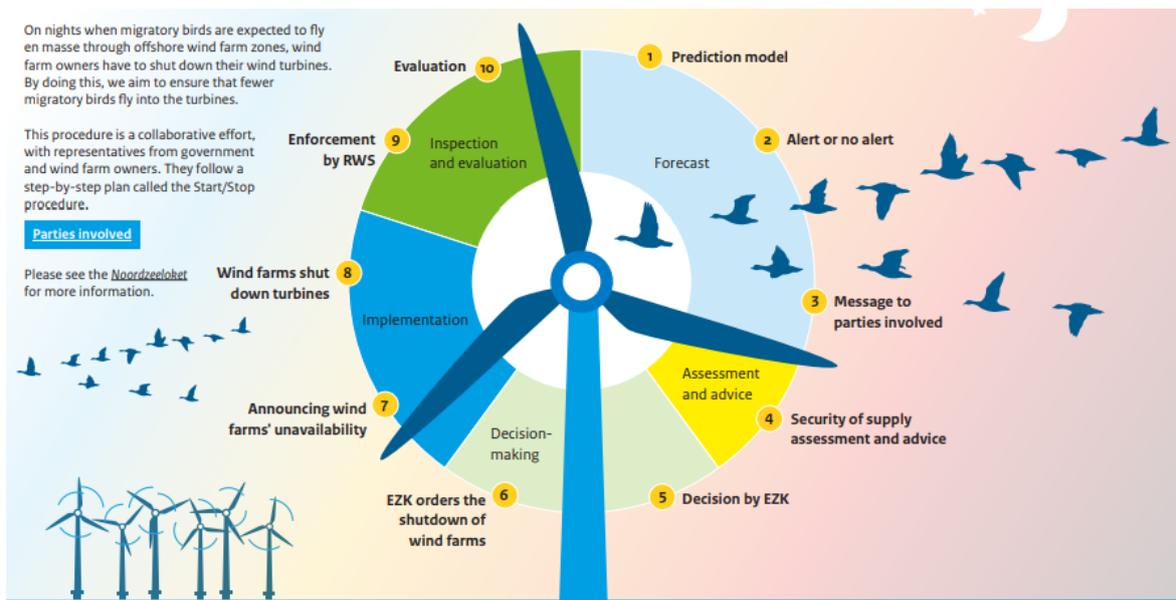


Figura 24: Funcionamiento del protocolo Start/Stop para la protección de aves migratorias en parques offshore. (Rijkswaterstaat, 2024)

Además, *ScottishPower*, filial de Iberdrola en el Reino Unido, ha desarrollado un sistema de monitoreo GPS para seguir los movimientos de especies sensibles en torno a los parques en funcionamiento. Un ejemplo es el parque eólico West of Duddon Sands, ubicado en el Mar de Irlanda, en el que se realizó un seguimiento de cisnes cantores migratorios para comprender como interactúan con los aerogeneradores durante su paso por la ubicación del parque (Iberdrola, 2024a).

3.2.1.4 Soluciones ecológicas integradas.

Aparte de todas las medidas mencionadas anteriormente, desde el desarrollo hasta la operación de un parque eólico *offshore*, también se han desarrollado soluciones que integran principios ecológicos en el diseño del parque. Estas soluciones consiguen que el parque sea menos invasivo con el entorno en el que se ubica. Algunos ejemplos son:

El uso de colchones de hormigón EConcrete como alternativa al hormigón tradicional para proteger y soterrar cables submarinos. Estas piezas, menos abrasivas con el suelo marino que el hormigón tradicional, incorporan aditivos biopotenciadores y texturas rugosas que favorecen la colonización de su superficie por parte de la fauna marina. Estos colchones de hormigón ya han sido empleados por Iberdrola en la interconexión entre Fuerteventura y Lanzarote, en la cual se instalaron 480 unidades adaptadas al lecho rocoso, observándose una intensa colonización en tan solo unos pocos meses. (red eléctrica & ECONCRETE, 2023)

La Figura 25 muestra una sección transversal del sistema empleado, donde el cable queda alojado debajo de una pieza de EConcrete.

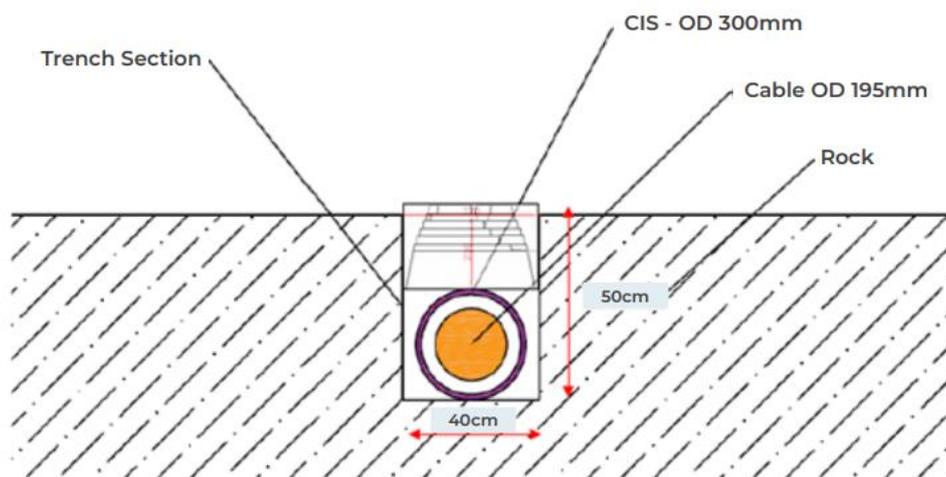


Figura 25: Sección transversal del sistema EConcrete para protección ecológica de cables submarinos. (red eléctrica & ECONCRETE, 2023)

En esta misma línea, el enterramiento de cables y el espaciado estratégico de turbinas, son medidas muy comunes, empleadas para facilitar la navegación y las actividades pesqueras.

En el parque eólico offshore de Saint-Brieuc, Iberdrola ha distribuido más de 1.000 boyas inteligentes con señalización con luces LED, identificadore mediante GPS y reflectores de radar para que pescadores artesanales puedan localizar sus redes de manera segura y eficiente, evitando así conflictos con la operación del parque. Esta medida demuestra que es posible la convivencia entre comunidades locales y operadores de parque eólicos *offshore*. Este sistema ha permitido que más de 30 embarcaciones de pesca tradicional sigan operando dentro del parque sin incidencias. (Iberdrola, 2024b)

3.2.2 NORMATIVA AMBIENTAL RELEVANTE EN ALEMANIA

El desarrollo de parques eólicos *offshore* en Alemania está regulado por un sólido entramado normativo que garantiza seguridad en la implantación de estas infraestructuras, para que se puedan llevar a cabo de forma respetuosa con el medio ambiente. Este marco legal combina legislación nacional y de los estados federales con directivas europeas, y su aplicación está estructurada entre diferentes entes administrativos: el Gobierno Federal es competente en la zona económica exclusiva (ZEE), mientras que los estados federales costeros gestionan las aguas territoriales costeras, que se ubican a un máximo de 12 millas náuticas de la costa.

La Figura 26 muestra, en azul oscuro rallado, la delimitación marítima de la ZEE alemana, tanto en el Mar del Norte como en el Mar Báltico. En azul oscuro, sin rallar, delimita las aguas territoriales costeras del país, delimitadas además con puntos y rayas en su frontera, a 12 millas náuticas de la costa. Esta zonificación constituye el ámbito principal del marco legal federal.

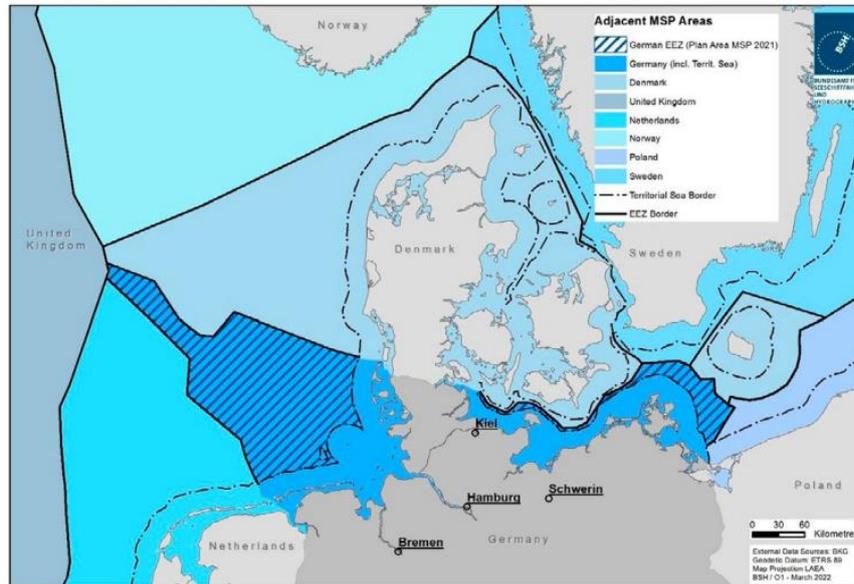


Figura 26: Delimitación de la Zona Económica Exclusiva (ZEE) alemana. (Federal Maritime and Hydrographic Agency, 2023)

Como ya se mencionó en el apartado 2.3, la normativa ambiental *offshore* está regulada por distintas entidades. La Agencia Federal Marítima e Hidrográfica (BSH) es la autoridad responsable de la planificación y la aprobación de proyectos eólicos *offshore*. Por su parte, el Ministerio Federal de Medio Ambiente (BMUV) supervisa los aspectos relacionados con la evaluación del impacto ambiental, la conservación de la biodiversidad y la aplicación de la legislación ambiental europea. Todo ello en coordinación con organismos como el Instituto Federal de Conservación de la Naturaleza (BfN).

La Tabla 6 muestra el marco normativo ambiental que rige sobre el desarrollo de parque eólicos *offshore* en Alemania, incluyendo los principales instrumentos legales, las entidades responsables sobre, o que regulan, dicho instrumento, el contenido, o la función, del mismo y su año de entrada en vigor.

| Instrumento/Ley | Entidad reguladora | Contenido/Función | Entrada en vigor |
|--|---------------------------|--|--------------------------------------|
| Plan de Espacio Marítimo (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2021) | BSH) | Define zonas para usos marítimos y compatibiliza los proyectos con otras actividades y objetivos ambientales. | 2009 (actualizada e 2021) |
| Ley de Energía Eólica Offshore (WindSeeG, 2017) | BMWK y BSH | Regula el desarrollo y licitación de parques offshore | 2017 (actualizada en 2023) |
| Ley de Evaluación de Impacto Ambiental (UVPG) | BMUV | Exige la realización de una EIA para todos los parques offshore. | 1990 (actualizada en 2017) |
| Ley Federal de Conservación de la Naturaleza (BNatSchG) | BfN | Protege especies y hábitats y regula la compatibilidad de los proyectos con áreas Natura 2000. | 1976 (actualizada en 2002 y 2010) |
| Ley de Protección del Mar (SeeUmwG) | BMUV y BSH | Introduce objetivos ecológicos específicos para el medio marino e impone normas para evitar la degradación de ecosistemas. | 2008 |
| Reglamento Natura 2000 para Aves Marinas | BfN | Establece directrices para evitar impactos sobre aves marinas y regula la planificación. | 2015 |

Tabla 6: Marco normativo ambiental para parques eólicos offshore en Alemania.

Este conjunto normativo ha convertido a Alemania en uno de los países con mayores estándares ambientales en el desarrollo eólico *offshore*. La combinación de planificación espacial, obligatoriedad de estudios de impacto ambiental y medidas específicas de conservación ha permitido avanzar hacia un modelo de transición energética compatible con la protección del entorno natural.

3.3 ALINEACIÓN CON LOS ODS Y BENEFICIOS AMBIENTALES NETOS

3.3.1 ALINEACIÓN CON LOS ODS

En 2015, la ONU aprobó la Agenda 2030, un plan de Desarrollo Sostenible que brindó a los países que se adscribiesen la oportunidad de emprender un camino con el que mejorar la vida de todas las personas, sin dejar a nadie atrás. La Agenda se basa en 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que integran estrategias para tratar de erradicar la pobreza, fomentar un crecimiento económico sostenible, mejorar la salud, la educación y el empleo. Y todo ello a través de un prisma de sostenibilidad ambiental, con el fin de combatir el cambio climático y proteger el medio ambiente.

El despliegue de la tecnología eólica offshore se alinea, ya sea de forma directa o indirecta, con varios de estos objetivos, y representa una herramienta muy eficaz para impulsar la transición energética a escala global. Esta tecnología contribuye, en mayor o menor grado, a nueve ODS: 3, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14 y 17.

El ODS 7, energía asequible y no contaminante, es uno de los pilares más evidentes de esta tecnología, ya que la energía eólica *offshore* permite generar electricidad limpia y renovable, además de ser cada vez más competitiva en costes, lo que a la larga la convertirá en una de las opciones más asequibles económicamente. Además, reduce la dependencia energética del exterior y mejora la seguridad del suministro.

El ODS 13, acción por el clima, se ve directamente reforzado gracias a la capacidad de los parques eólicos *offshore* para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que para su funcionamiento no dependen de la quema de combustibles fósiles, si no del viento.

El ODS 9, industria, innovación e infraestructura, es otro de los pilares de esta tecnología, ya que fomenta el desarrollo tecnológico, creando una tecnología que hace poco más de tres décadas ni existía. Fomenta además la evolución de sectores como la logística portuaria, la

monitorización ambiental, las redes inteligentes y la ingeniería marina. Esto supone una oportunidad de modernización industrial y desarrollo tecnológico a pasos agigantados.

El ODS 8, trabajo decente y crecimiento económico, se justifica mediante la generación de empleo cualificado, desde las fases de diseño y construcción hasta las de operación y mantenimiento. En las zonas costeras además de generarse puestos de empleo cualificados, se crea una cadena de valor asociada mediante puestos estables en transporte, gestión, fabricación e ingeniería.

El ODS 11, ciudades y comunidades sostenibles, se ve favorecido al aportar esta tecnología una nueva modalidad de energía limpia al *mix* energético, creando un modelo urbano más resiliente, logrando también una ordenación territorial del espacio marítimo y costero.

El ODS 12, producción y consumo responsables, se ve reforzado por la idea de que la energía eólica *offshore* promueve y facilita el acceso a energías renovables. Además, los parques eólicos *offshore*, con una vida útil que ronda los 30 años, tienen mayor durabilidad que otras opciones de generación de energía renovable.

El ODS 14, vida submarina, cobra especial interés ya que, como se ha explicado en el apartado 3.1.1, el desarrollo de un parque eólico *offshore*, trae consigo regulación y medidas de mitigación que no solo minimizan el impacto del parque sobre los ecosistemas colindante, si no que llegan a generar beneficios ambientales netos.

El ODS 3, salud y bienestar, se justifica ya que mediante la descarbonización de la producción de energía, al dejar de quemar combustibles fósiles, mejora la calidad del aire y disminuye la incidencia de enfermedades respiratorias.

Por último, el ODS 17, alianzas para lograr objetivos, queda reflejado por la necesidad de cooperación entre instituciones públicas y empresas privadas para lograr el desarrollo sostenible y la viabilidad económica de este tipo de proyectos. Además, debe existir un entramado de cooperación internacional que sustente la investigación, financiación y gobernanza necesarios para su correcto despliegue.

La Figura 27 muestra los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, entre los cuales se encuentran los 9 mencionados anteriormente en este apartado, desarrollados por la ONU bajo el marco normativo de la Agenda 2030

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE



Figura 27: Objetivos de Desarrollo Sostenible según la Agenda 2030. (NACIONES UNIDAS, 2015)

3.3.2 BENEFICIOS AMBIENTALES NETOS

Tras todo lo estudiado hasta ahora en este trabajo, se puede afirmar que los beneficios ambientales netos de la energía eólica *offshore* superan con creces al impacto medioambiental que su instalación y operación puedan tener. Para empezar, el hecho de que esta tecnología no dependa de la combustión de combustibles fósiles, al contrario que los métodos de generación de energía tradicionales, reduce significativamente su huella de carbono. Además, durante su funcionamiento, las turbinas eólicas no producen emisiones contaminantes. Es decir, la huella de carbono operativa, obviando la fabricación e instalación, de un proyecto de estas características es nula, convirtiéndose en una medida altamente eficaz para alcanzar los objetivos de descarbonización establecidos por las

instituciones. Al contrario que las centrales térmicas o nucleares, que también pueden llegar a considerarse energía limpia de combustibles fósiles, la energía eólica *offshore* no presenta emisiones atmosféricas tóxicas ni vertido de residuos contaminantes o peligrosos. Todo esto minimiza el riesgo y el impacto ambiental tanto a nivel local como regional.

También cabe resaltar que, al estar ubicadas mar adentro, no interfieren con el uso del suelo terrestre, al contrario que los parques eólicos *onshore*, eliminando completamente la posibilidad de generar conflictos con sectores como el desarrollo urbano o la agricultura. Y, aunque en algún momento el emplazamiento de un parque *offshore* pueda interferir con el medio marino, ya ha quedado demostrado que, una vez instalado, hace posible la recuperación de hábitats marinos en torno a sus cimentaciones y el uso del entorno para actividades humanas habituales como la pesca o la navegación.

Por último, debe destacarse que los parques eólicos *offshore* presentan cierta reversibilidad física, ya que, aunque su instalación implica una alteración del fondo marino, los materiales utilizados pueden ser desmontados y retirados al finalizar su vida útil, minimizando así su impacto en los ecosistemas colindantes a largo plazo.

Estas características convierten la energía eólica *offshore* en una de las tecnologías renovables con menor huella ecológica en relación a su energía generada, constituyéndose como una pieza clave para avanzar hacia un modelo energético sostenible y descarbonizado.

4. ANÁLISIS TÉCNICO

Los parques eólicos *offshore* representan una de las soluciones más avanzadas a nivel tecnológico en el ámbito de las energías renovables, combinando dicha innovación tecnológica, con ingeniería multidisciplinar y adaptación a un entorno natural particularmente exigente. A diferencia de los parques eólicos *onshore*, estas instalaciones deben estar preparadas para afrontar condiciones mucho más adversas debido a su ubicación en alta mar. El oleaje, viento constante, la corrosión marina, la dificultad de acceso o la necesidad de operar en altamar son tan solo algunos de los retos a los que se deben enfrentar los operadores de estos parques. Sin embargo, uno de los mayores retos que afronta representa también la gran ventaja competitiva que tiene respecto a la energía eólica *onshore*, y es que el recurso eólico disponible en alta mar. Además, al estar alejados de núcleos urbanos, los parques *offshore* tienen un menor impacto visual y acústico en la sociedad. Todo ello contribuye a que la energía eólica *offshore* se haya convertido en una alternativa prioritaria en el proceso de descarbonización energética marcado por las instituciones.

El desarrollo técnico de un parque eólico *offshore* requiere una planificación rigurosa y detallada desde las fases iniciales, siendo necesaria una correcta elección de los componentes estructurales y eléctricos, así como también la elección y el diseño de las cimentaciones según las características del suelo marino y la ubicación del parque. Muy relevante es también la elección del emplazamiento según la profundidad, la proximidad a la costa y a subestaciones *onshore*, y, lógicamente, el viento. Además, debe definirse una estrategia de operación y mantenimiento adaptada al entorno marítimo, bajo un enfoque que no solo garantice la eficiencia energética y económica, sino también la seguridad de la operación, la sostenibilidad ambiental y la compatibilidad con otros usos del medio marítimo.

En este capítulo se abordará una descripción técnica de los principales elementos que conforman un parque eólico *offshore*, tomando como referencia los proyectos desarrollados por Iberdrola en el Mar Báltico alemán; Wikinger, Baltic Eagle y Windanker. Se partirá de un análisis general de la arquitectura de un parque eólico *offshore* típico, detallando su

configuración física, la distribución de las turbinas, subestaciones y cableado. Seguidamente, se examinarán los criterios de selección de los aerogeneradores, equipos eléctricos y estructuras auxiliares, así como las distintas cimentaciones posibles según la profundidad y el tipo del suelo marino. En esta línea, se analizarán los factores que justifican técnicamente el emplazamiento de los parques de Iberdrola en una región concreta del Mar Báltico, considerando la calidad del recurso eólico y la viabilidad logística gracias a infraestructura ya existente. También se abordará la problemática asociada a la operación y mantenimiento de estas instalaciones, marcada por la posible dificultad de acceso y condiciones meteorológicas adversas, incorporándose consideraciones específicas vinculadas al entorno Báltico, como la posible presencia estacional de hielo o la ya mencionada actividad pesquera. Finalmente, se identifican posibles innovaciones técnicas y las principales tendencias que marcarán el futuro del sector *offshore*.

4.1 ARQUITECTURA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE TÍPICO

La arquitectura de una estación eólica offshore está compuesta por una serie de elementos técnicos interconectados que, en conjunto, permiten la transformación del recurso eólico marino en energía eléctrica utilizable en tierra firme. El parque *offshore* lo conforman infraestructuras complejas, que deben soportar condiciones adversas, tanto meteorológicas como oceanográficas, y que deben garantizar una elevada fiabilidad a largo plazo, permitiendo la fácil ejecución de tareas de operación y mantenimiento durante su vida útil, habitualmente superior a los 25 años.

Desde un punto de vista de diseño, estos parques se estructuran bajo una lógica modular, repetitiva y escalable, donde cada unidad de generación, es decir, cada turbina, funciona de manera autónoma pero coordinada dentro de un sistema eléctrico común. El hecho de que cada unidad de generación funcione de manera autónoma permite la posibilidad de que, en caso de fallo de algunas turbinas, el parque siga operando parcialmente. Además, este tipo de configuración permite la adaptación a profundidades y extensiones variables.

4.1.1 ELEMENTOS PRINCIPALES DEL SISTEMA

Un parque eólico offshore típico se estructura de manera modular, a partir de varios componentes fundamentales, que interactúan entre sí para garantizar el funcionamiento del sistema de generación y transporte de energía. La disposición, conexión y dimensionamiento de estos elementos definen la arquitectura global del parque.

El componente más visible y esencial del conjunto son las turbinas eólicas, que actúan como unidades de generación distribuida. Están instaladas sobre estructuras ancladas al fondo marino mediante diversos tipos de sistemas de cimentación, y su energía es generada mediante un aerogenerador y transportada a través de una red de cableado submarino. Estas turbinas se agrupan de manera ordenada a lo largo del parque, siguiendo una configuración geométrica optimizada.

Los cables *inter-array* conectan las turbinas entre sí, y también con la subestación eléctrica *offshore*. Suelen ser cables de media tensión, entre 30 kV y 66 kV, que conforman la red de recogida interna del parque. La energía generada se transporta desde las turbinas hasta la subestación *offshore*, que eleva la tensión para permitir un transporte más eficiente hasta la costa mediante cables de exportación.

La subestación *offshore* es una plataforma elevada instalada en el mar que centraliza toda la energía generada en el parque, y que realiza una transformación de tensión, elevándola desde niveles medios de tensión, de entre 30 kV y 66 kV, hasta una tensión superior a 220 kV. Esta transformación de tensión es necesaria para transportar la energía de manera eficiente. Además las subestaciones *offshore* incorporan mecanismos de protección, control, compensación de reactiva y comunicaciones.

La energía transformada en la subestación *offshore*, se dirige a tierra firme a través de los denominados cables *export*, cables de potencia submarinos diseñados para operar a 220 kV en corriente alterna, lo que permite reducir significativamente las pérdidas eléctricas durante el transporte de energía a lo largo de decenas de kilómetros. En muchos casos, estos cables operados por los principales operadores de red, varios cables de diferentes parques

convergen en un mismo corredor de acceso a costa, racionalizando el uso del espacio marino y reduciendo el impacto ambiental.

Una vez en tierra firme, los cables alcanzan la subestación *onshore*, que adapta la tensión y las condiciones de calidad de la energía a los requerimientos del sistema eléctrico nacional.

La Figura 28 muestra la cadena funcional detallada anteriormente, desde las turbinas del parque hasta la integración final en la red eléctrica terrestre, incluyendo todos los pasos intermedios del sistema.

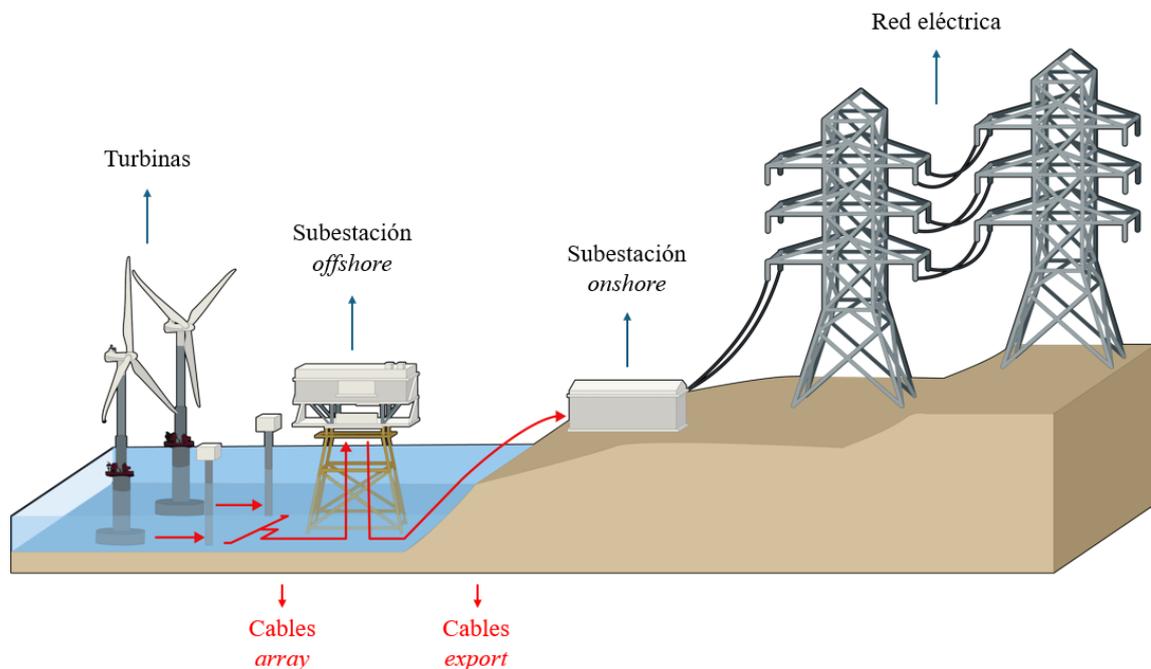


Figura 28: Esquema de funcionamiento de un parque eólico offshore típico. (Gobierno de Canarias)

4.1.2 DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DEL PARQUE

El diseño geométrico de los parques offshore responde a criterios de eficiencia energética, seguridad operacional y compatibilidad con otros usos del espacio marino. Los aerogeneradores se disponen en filas y columnas paralelas, en cuadrícula, con separación

suficiente entre sí para evitar interferencias aerodinámicas y permitir el fácil acceso de embarcaciones de servicio.

Los parques eólicos *offshore* en Europa se suelen ubicar a una distancia aproximada de la costa de entre 30 km y 40 km. Las distancias típicas entre turbinas dentro de una fila oscilan entre 500 y 700 metros, mientras que la separación entre filas suele situarse en el rango de 700 a 1.200 metros.

La Figura 29 muestra una imagen aérea del parque eólico *offshore* de North Hoyle, donde se aprecian las distancias detalladas anteriormente, así como también la ubicación estimada respecto a la costa.



Figura 29: Disposición típica de un parque eólico offshore. (Wikipedia, 2023)

El espaciado no solo tiene una función técnica, sino también logística: debe facilitar el acceso seguro de buques, reparaciones y tareas de mantenimientos programadas.

4.1.3 CONEXIÓN A RED: DEL PARQUE OFFSHORE A LA RED TERRESTRE

El transporte de la energía generada en alta mar hasta el sistema eléctrico terrestre requiere una infraestructura de conexión diseñada con criterios de eficiencia, estabilidad y compatibilidad normativa. Este sistema incluye cables submarinos de alta tensión, estaciones de transformación intermedias y puntos de integración en la red general.

En el caso particular del Mar Báltico alemán, esta conexión se ejemplifica con el programa Ostwind operado por 50Hertz, donde se ha desarrollado un sistema de evacuación de energía que integra los parques Wikinger y Baltic Eagle, ambos operados por Iberdrola, Arcadis Ost 1 y Arkona. Este programa constituye un modelo representativo de cómo se articula una red de evacuación marina moderna en Alemania.

Tal como se muestra en la Figura 30, cada parque cuenta con su propia subestación *offshore*, desde las cuales parte un cable *export* independiente. Todos estos cables convergen en un *bundling point*, un mismo punto intermedio, donde se agrupan antes de llegar a tierra. Este diseño permite operar un único corredor de acceso a las subestaciones *onshore*, reduciendo la ocupación del espacio marino y facilitando las tareas de operación y mantenimiento.

Los cables export, que como se ha explicado anteriormente operan en corriente alterna a una tensión nominal de 220 kV, enlazan con las subestaciones terrestres de Lubmin y Siedenbrünzow. Lubmin desempeña un papel técnico crucial, actuando como punto de transformación de tensión, aumentando la tensión de 220 kV proveniente del parque, a 380 kV en tierra. Este escalado de tensión permite optimizar el diseño eléctrico, reducir pérdidas en el trayecto marino y garantizar la estabilidad del sistema. La subestación *onshore* de Siedenbrünzow opera tierra adentro con una tensión nominal de 380 kV, como enlace entre la subestación costera y los operadores.

La existencia de una infraestructura eléctrica compartida permite reducir costes, minimizar el impacto ambiental en el fondo marino y mejorar la eficiencia del conjunto. Este enfoque refleja la tendencia europea hacia un modelo más interconectado, en el que se planifican de

forma conjunta las conexiones de múltiples parques, anticipando además la futura aparición de redes *offshore* integradas a escala regional.

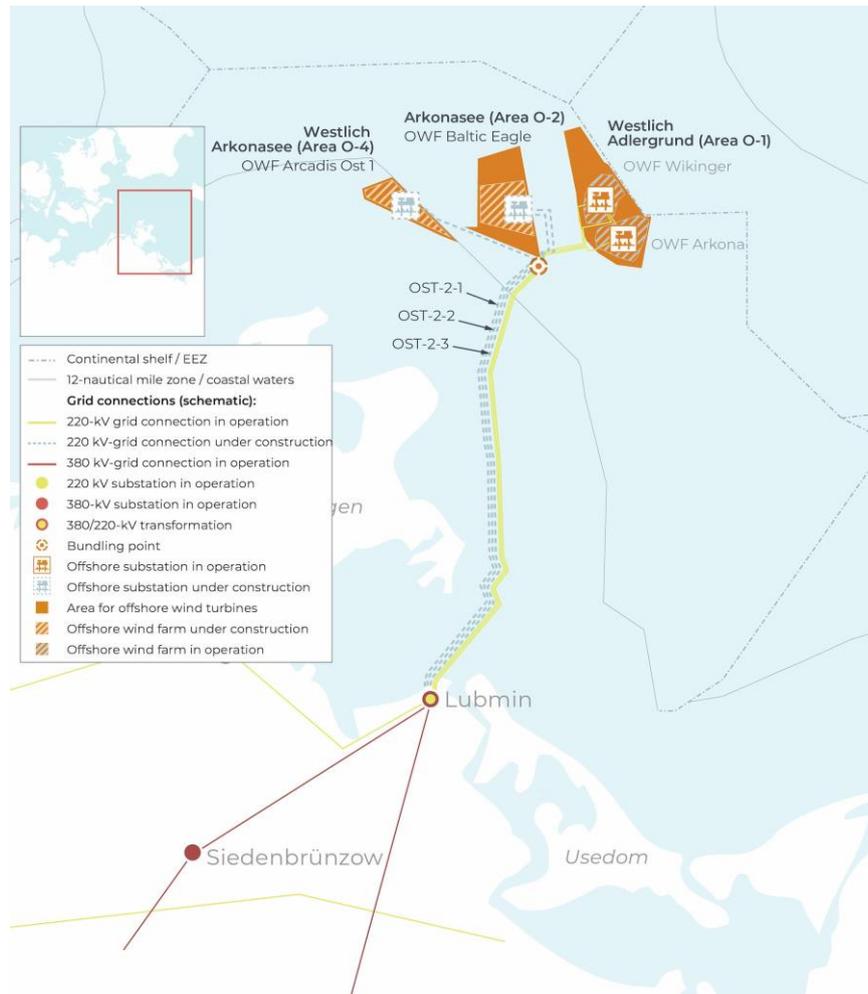


Figura 30: Conexión a red del programa Ostwind, operado por 50Hertz. (50Hertz)

4.2 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES TÉCNICOS

Los elementos principales de una estación eólica *offshore* deben cumplir exigencias de rendimiento, resistencia estructural y compatibilidad operativa. A continuación se detallan los tres subsistemas más relevantes: el aerogenerador, las subestaciones eléctricas y los sistemas de cableado.

4.2.1 AEROGENERADOR

El aerogenerador es el componente central del proceso de generación y conversión energética de un parque eólico *offshore*. Su función es transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica, a través de un conjunto de elementos mecánicos, eléctricos y de control alojados en la góndola, o *nacelle*, y soportados por una torre de acero.

Los componentes típicos de un aerogenerador, y la manera en la cual interactúan entre sí, son los siguientes:

El sistema comienza con su elemento más visible, los álabes (1), que capturan el viento y lo transmiten en forma de rotación al buje (2) y al eje principal (3), el cual gira a baja velocidad y está conectado a una multiplicadora (4), un tren de engranajes que aumenta la velocidad de rotación del eje hasta valores adecuados para el correcto funcionamiento del generador (10).

Para que esta rotación se transmita de la multiplicador al generador, entre ambos existen diversos mecanismos de control y sincronización. El acoplamiento mecánico (6) sincroniza los componentes, y un freno de disco (5) permite detener el rotor si es necesario. El sistema de control (7) regula toda la operación, obteniendo información de y estando en constante comunicación con el sistema de medición eólica (9), que informa sobre la velocidad y dirección del viento del entorno en tiempo real. Además, en función de la información que aporte el sistema de medición, el sistema de *yaw* (11), orienta el rotor en función de la dirección del viento, asistido por el sistema hidráulico (12) y el rodamiento del *yaw* (13), este último gira la góndola, o *nacelle*, sobre la torre. Un sistema de control adicional es el sistema de refrigeración (9), requerido para refrigerar la energía generada, especialmente en entornos *offshore*, donde las condiciones térmicas y de carga son muy exigentes.

Todos estos sistemas explicados anteriormente están integrados en la góndola, la cual se sostiene anclada a la torre (14). La torre proporciona altura, acceso a la góndola a través de su interior, y resistencia estructural frente al viento y las condiciones marinas.

La Figura 31 muestra la disposición de estos componentes en el interior de un aerogenerador moderno típico:



Figura 31: Componentes de un aerogenerador eólico. (Muñoz, 2023)

4.2.2 SUBESTACIONES

Las subestaciones eléctricas permiten transformar y acondicionar la energía generada en el parque eólico *offshore*, para su posterior transporte e integración en la red terrestre. En un sistema *offshore*, coexisten dos tipos de subestaciones: *offshore*, instaladas en el mar sobre estructuras elevadas; y *onshore*, ubicadas en tierra firme. Cada una de ellas cumple una función específica.

4.2.2.1 Subestaciones *Offshore*

La subestación *offshore* es uno de los elementos más complejos y críticos del sistema. Se construye sobre una plataforma elevada, anclada al fondo marino y diseñada para soportar condiciones meteorológicas adversas. Estas instalaciones reciben la energía transportada por los cables *inter-array*, que es transportada desde las turbinas hasta estas subestaciones a tensiones de 30 a 66 kV, y la transforma a alta tensión, generalmente a 220 kV en corriente

alterna, mediante transformadores de potencia. Además, también integran sistemas de conmutación, compensación de reactiva, control, protección, refrigeración y comunicación. El conjunto también dispone de distintos niveles, desde las salas técnicas donde se opera la subestación hasta alojamiento para trabajadores.

Dependiendo de la cantidad de proyectos en los que opere la subestación, esta puede configurarse de dos maneras distintas: como subestación de cliente, asociada a un único parque, o como subestación central, agrupando la energía de varias instalaciones próximas. En los proyectos operados por Iberdrola en el Mar Báltico, como se podía apreciar en la Figura 30, cada parque opera con una subestación de cliente. En el caso particular de Baltic Eagle, se emplea una subestación HVAC de tipo modular, que recoge la energía de los aerogeneradores a 66 kV y la eleva a 220 kV antes de enviarla a tierra.

La Figura 32 muestra un ejemplo representativo de este tipo de infraestructura: una plataforma de acero elevada, con una estructura de celosía tipo *jacket*, sobre la que se apoya el módulo técnico que aloja los equipos eléctricos y de operación.



Figura 32: Subestación offshore típica de un parque eólico offshore. (Energías Renovables Marinas, 2019)

Una vez la energía es transformada a 220 kV en la subestación *offshore*, es evacuada mediante los cables *export* hasta tierra firme, donde llega a la subestación *onshore*.

4.2.2.2 Subestaciones Onshore

Las subestaciones *onshore* son el último eslabón del acondicionamiento eléctrico de la energía generada en los parques eólicos offshore antes de su inyección a la red. En los casos particulares de Wikinger y Baltic Eagle, los dos parques eólicos *offshore* pertenecientes a Iberdrola Deutschland que conforman el Baltic Hub (Windanker todavía no ha entrado en operación), la subestación *onshore* de Lubmin cumple este papel. Lubmin funciona como un gran transformador, elevando la energía desde los 220 kV provenientes de la subestación *offshore*, hasta los 380 kV a los que opera la red de transporte alemana. En ciertos escenarios, la subestación *onshore* también puede realizar el proceso inverso, inyectando energía desde tierra hacia el mar a través de los mismo cables.

4.2.3 CABLES

El sistema de cableado de un parque eólico *offshore* se divide en dos tipos principales: cables *inter-array*, entre turbinas y la subestación *offshore*, y cables *export*, entre la subestación *offshore* y la subestación *onshore*.

Los cables *inter-array* conectan eléctricamente las turbinas entre sí y con la subestación *offshore*, y operan a niveles de media tensión, entre 30 kV y 66 kV de corriente alterna, transportando la energía generada por los aerogeneradores hacia el centro del parque. Deben soportar grandes niveles de presión y corrientes marinas, por lo que suelen estar blindados y enterrados en el lecho marino.

Los cables *export*, en cambio, están diseñados para recorrer distancias mucho mayores, como se explicó en el apartado 4.1.2, de entre 30 km y 60 km, y transportan la energía transformada por las subestaciones *offshore*, a 220 kV, hasta tierra firme. Dada su longitud, son componentes críticos en la operación, fiabilidad y el coste total del proyecto. Su instalación implica técnicas especializadas de dragado y protección marina, como la vista en el apartado

3.2.1.4, con el uso de colchones de hormigón EConcrete como alternativa al hormigón tradicional para proteger y soterrar cables submarinos.

Ambos tipos de cables están compuestos por varias capas concéntricas que garantizan su resistencia eléctrica, mecánica y ambiental. La Figura 33: Estructura típica de un cable submarino de alta tensión. (inelfe) la estructura típica de un cable de alta tensión empleado en entornos offshore. Sus componentes principales son:

1. Conductor de cobre o aluminio, que canaliza la energía eléctrica.
2. Aislamiento eléctrico, que evita descargas y pérdidas.
3. Pantalla metálica, que estabiliza el campo eléctrico y actúa como protección.
4. Armadura mecánica, resistente a esfuerzos de tracción, presión y torsión.
5. Cubierta exterior protectora, que protege al cable frente al entorno marino y de sus efectos no deseados como la salinidad o la abrasión.

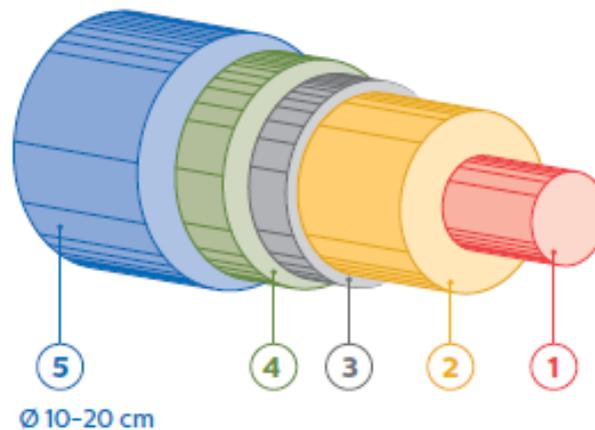


Figura 33: Estructura típica de un cable submarino de alta tensión. (inelfe)

Ambos tipos de cables representan un porcentaje significativo de los costes de instalación de un parque de estas características, y su diseño debe garantizar durabilidad, eficiencia eléctrica y compatibilidad con las restricciones medioambientales y marítimas del entorno.

4.3 CIMENTACIONES SEGÚN PROFUNDIDAD Y SUELO MARINO

La elección del tipo de cimentación en un parque eólico *offshore* depende de múltiples factores: la profundidad del agua, la naturaleza del lecho marino, la intensidad de las cargas estructurales, las condiciones meteorológicas y oceánicas, así como los costes de instalación. Las cimentaciones deben de garantizar estabilidad estructural, resistencia a la fatiga y durabilidad durante al menos 25 años de operación, al tiempo que minimizan su impacto sobre el ecosistema marino.

Se puede distinguir entre dos grandes grupos: cimentaciones fijas, ancladas directamente al fondo marino y cimentaciones flotantes, utilizadas en entornos de mayor profundidad. En el entorno del Mar Báltico, debido a sus bajas profundidades, tan solo se emplean cimentaciones fijas, adaptadas a profundidades medias y bajas y a suelos marítimos relativamente compactos.

4.3.1 CIMENTACIONES FIJAS

Las cimentaciones fijas son el tipo más común de fijación en la eólica *offshore* europea. Su instalación implica una conexión estructural directa al suelo marino. Una selección adecuada del tipo de cimentación depende sobre todo de la profundidad del lecho marino, y además debe ajustarse a las condiciones de carga y a las características geotécnicas del fondo. Las principales variantes de cimentaciones fijas y sus características más relevantes se recogen en la Figura 34: Tipos de cimentación fija. (Yun Jae et al., 2024) y son las siguientes:

1. Base por gravedad: consiste en una gran base de hormigón armado que se estabiliza por su propio peso, sin necesidad de estar anclada al lecho marino. Tan solo es adecuada para profundidades muy reducidas, de hasta 20 a 25 metros, y de fondo rocoso o muy compacto. La complejidad logística que acarrearán, debido a su alto peso, han limitado mucho su uso.
2. *Monopile*: se trata de un tubo de acero de grandes dimensiones, hasta 9 metros de diámetro, hincado verticalmente en el lecho marino. Es la solución más común en Europa actualmente y se emplea típicamente en profundidades de hasta 30 a 35

- metros. Aunque cabe recalcar que, debido a avances tecnológicos recientes, como métodos de hincado avanzados, pueden alcanzar hasta 40 a 45 metros de profundidad.
3. *Tripile*: esta configuración se estructura en tres piernas radiales, anclada cada una mediante pilotes individuales. Se adapta a suelos más inestables que el *monopile*, pudiendo establecerse también en suelos blandas o allá donde el *monopile* no garantiza la estabilidad necesaria. Además, puede instalarse a mayores profundidades, de hasta 35 a 50 metros.
 4. *Tripile* con celosía parcial: variante intermedia entre el *tripile* y el *jacket*, que combina una base de tres patas con una corta estructura de celosía. Su uso es muy limitado y se emplea en profundidades de entre 40 y 55 metros, cuando se requiere mayor rigidez que con el *tripile* pero sin llegar a la complejidad estructural del *jacket*.
 5. *Jacket*: estructura metálica reticulada de cuatro patas, anclada al suelo marino con pilotes. Como cabe esperar, es la solución que aporta mayor estabilidad, siendo empleada a grandes profundidades y cargas dinámicas elevadas. Su uso es común para profundidades entre 35 y 60 metros, aunque podría extenderse a aun mayores profundidades en casos muy específicos.

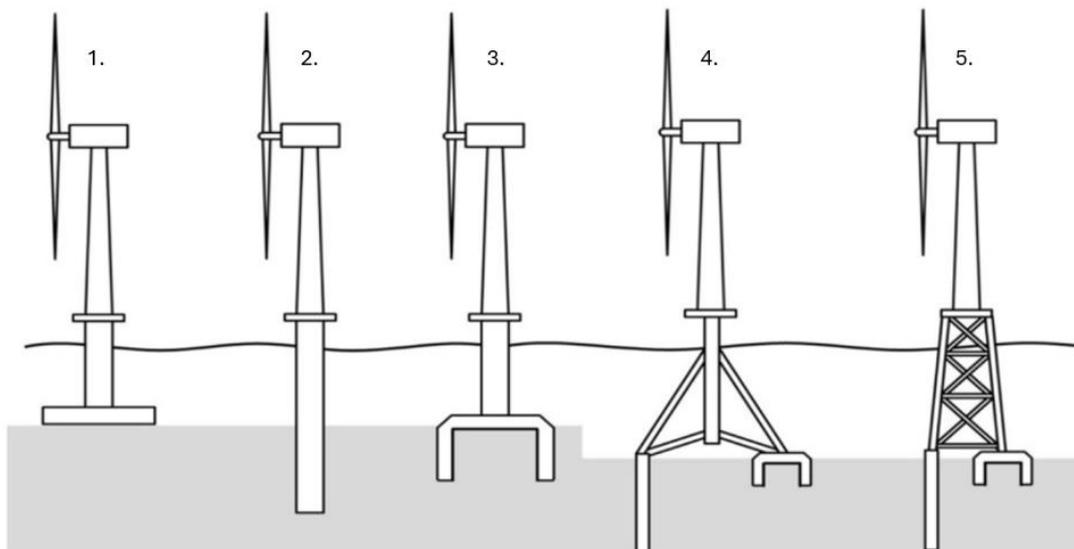


Figura 34: Tipos de cimentación fija. (Yun Jae et al., 2024)

4.3.2 CIMENTACIONES FLOTANTES

Las cimentaciones flotantes son una alternativa tecnológica empleada para emplazamientos de gran profundidad, superiores a los 60 metros, donde las cimentaciones fijas resultan inviables técnicamente. No están ancladas rígidamente al lecho marino, sino que se estabilizan mediante sistemas de lastre y anclajes flexibles, sistemas similares a los de las boyas en alta mar.

Las principales variantes de cimentaciones fijas y sus características más relevantes se recogen en la Figura 35 y son las siguientes:

1. *Semi-submersible*: plataforma flotante sostenida por varias columnas huecas interconectadas. Es una de las configuraciones flotantes más maduras y extendidas, debido a su estabilidad y versatilidad.
2. *Spar buoy*: se basa en el uso de un cilindro muy profundo y lastrado, que al igual que lo haría una boya, estabiliza verticalmente al conjunto gracias a su centro de gravedad hundido. Requiere un gran calado para su despliegue.
3. *Tension-Leg Platform (TLP)*: Plataforma flotante sujeta por cables unidos al suelo marino y tensado verticalmente. Ofrece gran rigidez estructural, siendo especialmente eficaz frente a oscilaciones verticales.

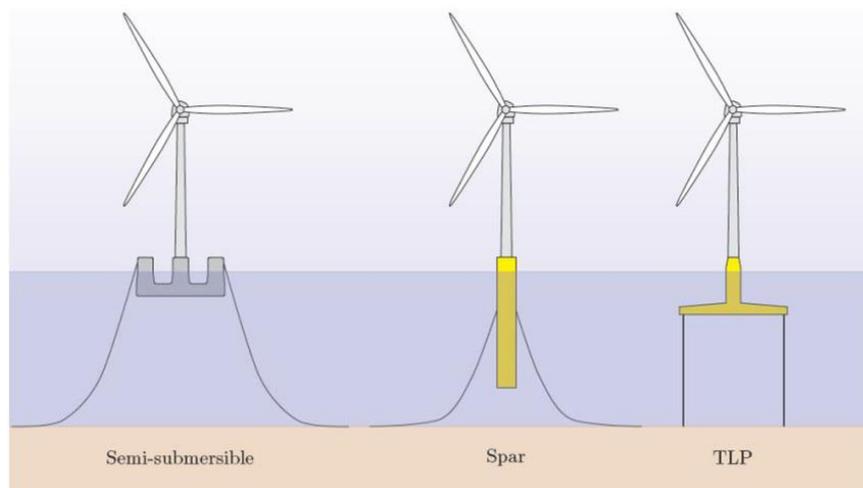


Figura 35: Tipos de cimentación flotante. (Wind Energy)

Aunque estas tecnologías no se emplean en el Mar Báltico, emplazamiento objeto de estudio en este trabajo, son esenciales para el desarrollo de la energía eólica offshore en emplazamiento no tan explotados como las costas del Atlántico o del Mediterráneo occidental.

4.3.3 CIMENTACIONES EMPLEADAS POR IBERDROLA EN EL MAR BÁLTICO

En los parques desarrollados por Iberdrola en el Mar Báltico alemán se han utilizado distintas soluciones de cimentación fija, en función de la profundidad y de las necesidades de cada parque eólico:

En el parque Wikinger, las turbinas se apoyan sobre estructuras de tipo *jacket*, ancladas al suelo marino con pilotes, debido a la gran profundidad y a la necesidad de resistencia frente a cargas dinámicas importantes. Estas estructuras, de aproximadamente 620 toneladas cada una, fueron fabricadas por Bladt Industries y Navantia.

En el parque Baltic Eagle, Iberdrola en cambio ha optado por monopiles de acero, con diámetros de 9 metros y longitudes desde los 75 hasta los 90 metros, hincados al lecho marino mediante técnicas de impacto. La elección de este tipo de cimentación se debe a las características del lecho marino y a la menor profundidad del lecho marino respecto a Wikinger. Para la subestación *offshore* de Baltic Eagle, se ha empleado también una estructura tipo *jacket* de cuatro patas, debido a su gran peso y el volumen de equipos eléctricos que debe soportar, aproximadamente 7.000 toneladas entre *topside* y base.

La diferencia en los distintos parques eólicos *offshore* operados por la misma empresa, y próximos entre sí, refleja como las decisiones de cimentación están directamente relacionadas con la profundidad, las cargas estructurales y el tipo de infraestructura, y justifica los rangos batimétricos que se analizarán en los apartados siguientes.

4.4 FACTORES DETERMINANTES DEL EMPLAZAMIENTO:

PROFUNDIDAD Y RECURSO EÓLICO

La selección del emplazamiento de un parque eólico *offshore* es una decisión estratégica que debe sustentarse en fundamentos técnicos sólidos. No todos los emplazamientos en alta mar son igualmente adecuados, y una mala elección puede comprometer gravemente al rendimiento energético de la instalación, y por consecuencia también a su viabilidad económica. Entre los múltiples criterios que forman parte de la elección del emplazamiento del parte, destacan dos factores clave: primero, el recurso eólico disponible, que influye de manera decisiva en la productividad esperada del parque y en su rentabilidad a largo plazo; y segundo, la profundidad del fondo marino, elemento clave a la hora de determinar el tipo de cimentación viable, afectando directamente al coste y a la complejidad de operar la instalación.

Este apartado analiza ambos factores en el contexto específico del Mar Báltico alemán, en el que opera Iberdrola, y lo hace en comparación con otras regiones del litoral europeo (en específico con las costas españolas) para justificar la idoneidad técnica del emplazamiento de los parques eólicos *offshore* de Iberdrola.

4.4.1 PROFUNDIDAD DEL LECHO MARINO

Una de las condiciones más relevantes a la hora de elegir el lugar donde llevar a cabo la instalación de aerogeneradores en el mar es la profundidad del fondo, ya que limita el tipo de cimentación a utilizar y tiene un impacto directo sobre el coste de la estructura y de la operación logística. En zonas de mediana profundidad, de hasta 50 o 60 metros, se pueden emplear soluciones fijas, por ejemplo tipo *monopile* o *jacket*. Mientras que en fondos más profundos es imprescindible recurrir a cimentaciones flotantes. En el Mar Báltico alemán ningún proyecto de energía eólica *offshore* se erige sobre cimentaciones flotantes.

La Figura 36 muestra la barimetría de la costa ibérica, donde se aprecia como la profundidad desciende abruptamente a pocos kilómetros de la costa, superando los 200 metros en todo el litoral cantábrico, atlántico y mediterráneo. Estas características limitan seriamente el

desarrollo de parques eólicos offshore con cimentaciones fijas y encarece, y entorpece, la viabilidad de cualquier proyecto *offshore*.

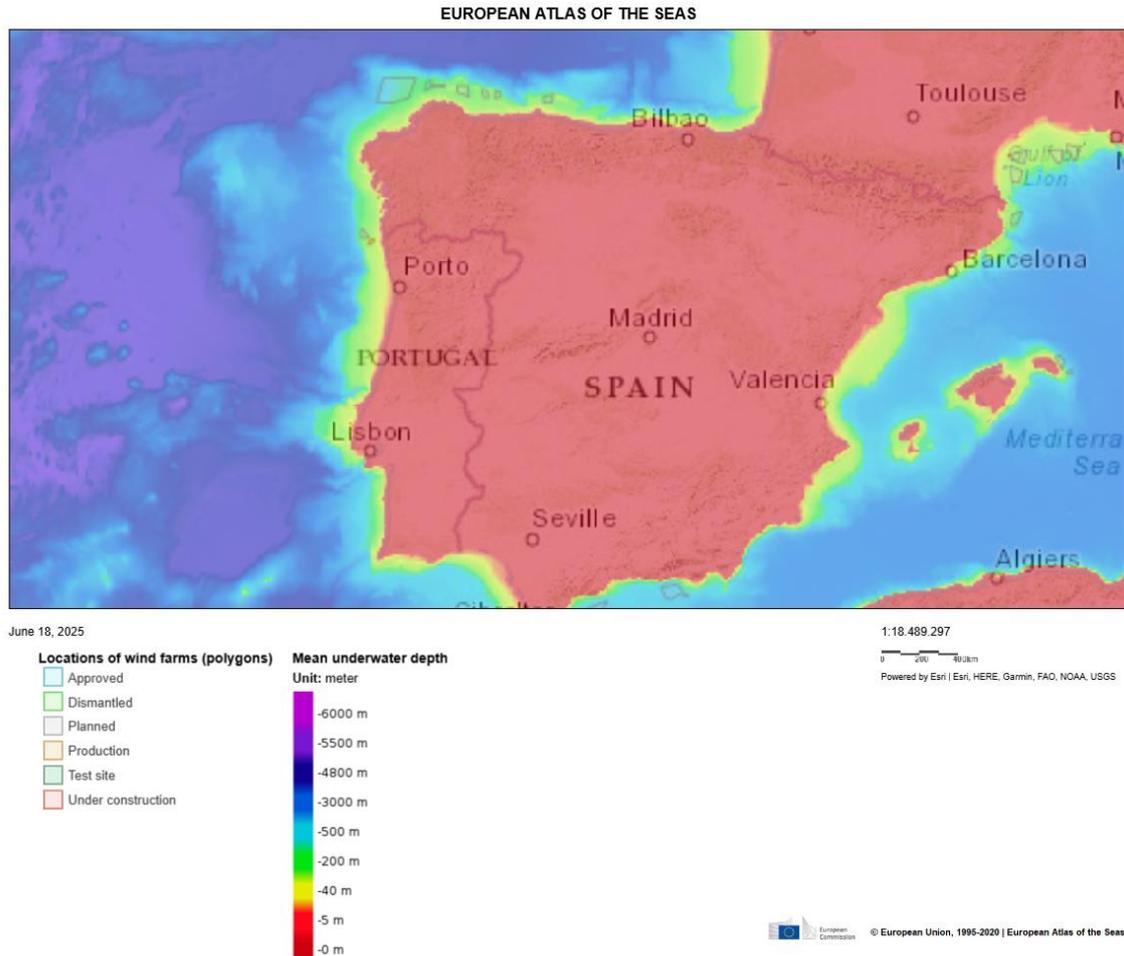


Figura 36: Profundidad media del fondo marino en el litoral de la Península Ibérica.
 (Wind Energy)

En contraste, la Figura 37 amplía la perspectiva del conjunto del norte de Europa, mostrando cómo tanto el Mar del Norte como el Mar Báltico presentan condiciones similares de profundidad, generalmente entre 20 y 50 metros, mucho menores a las del litoral de la Península Ibérica. Esto explica la elevada concentración de parques eólicos *offshore* en estas regiones, tanto en desarrollo como ya en funcionamiento. La morfología de estas plataformas continentales, con una profundidad del lecho marino mucho menor que en otros emplazamientos, ha sido clave para el despliegue temprano, a gran escala y el éxito tanto

técnico como económico de la energía eólica offshore en países como Alemania, Dinamarca o los Países Bajos.

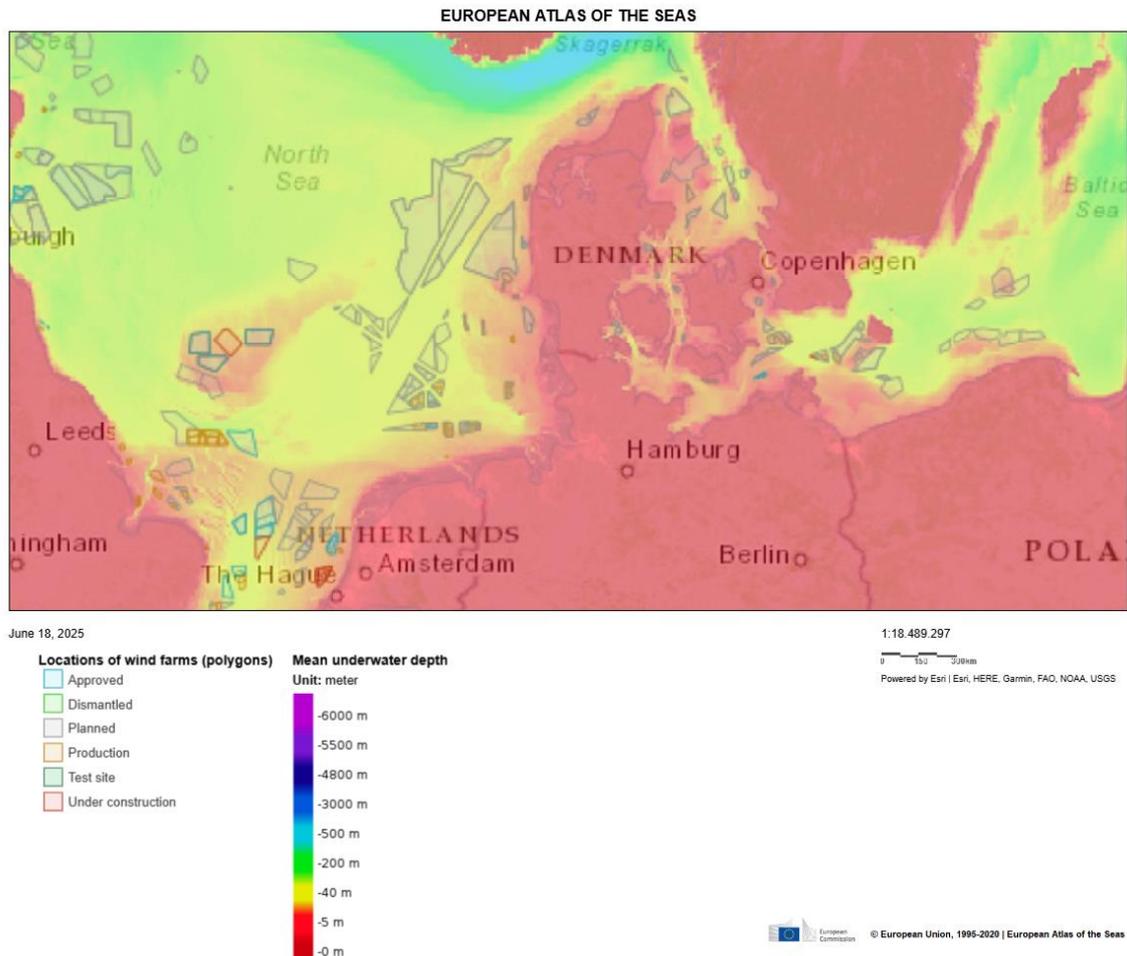


Figura 37: Profundidad media del fondo marino en el norte de Europa y concentración de parques offshore. (Wind Energy)

Más concretamente, el Mar Báltico ofrece una plataforma continental amplia, estable y de pendiente suave. La Figura 38 representa con más detalle la barimetría de la costa alemana del Mar Báltico, donde se encuentran los parques ya operativos Wikingen y Baltic Eagle, y Windanker, ya en construcción. En esta zona, las profundidades se mantienen generalmente entre 20 y 45 metros, lo que permite sin problema alguno el uso eficiente de cimentaciones fijas convencionales, ya sea tipo *monopile* o *jacket*, con una relación entre el coste y al eficiencia muy favorable.

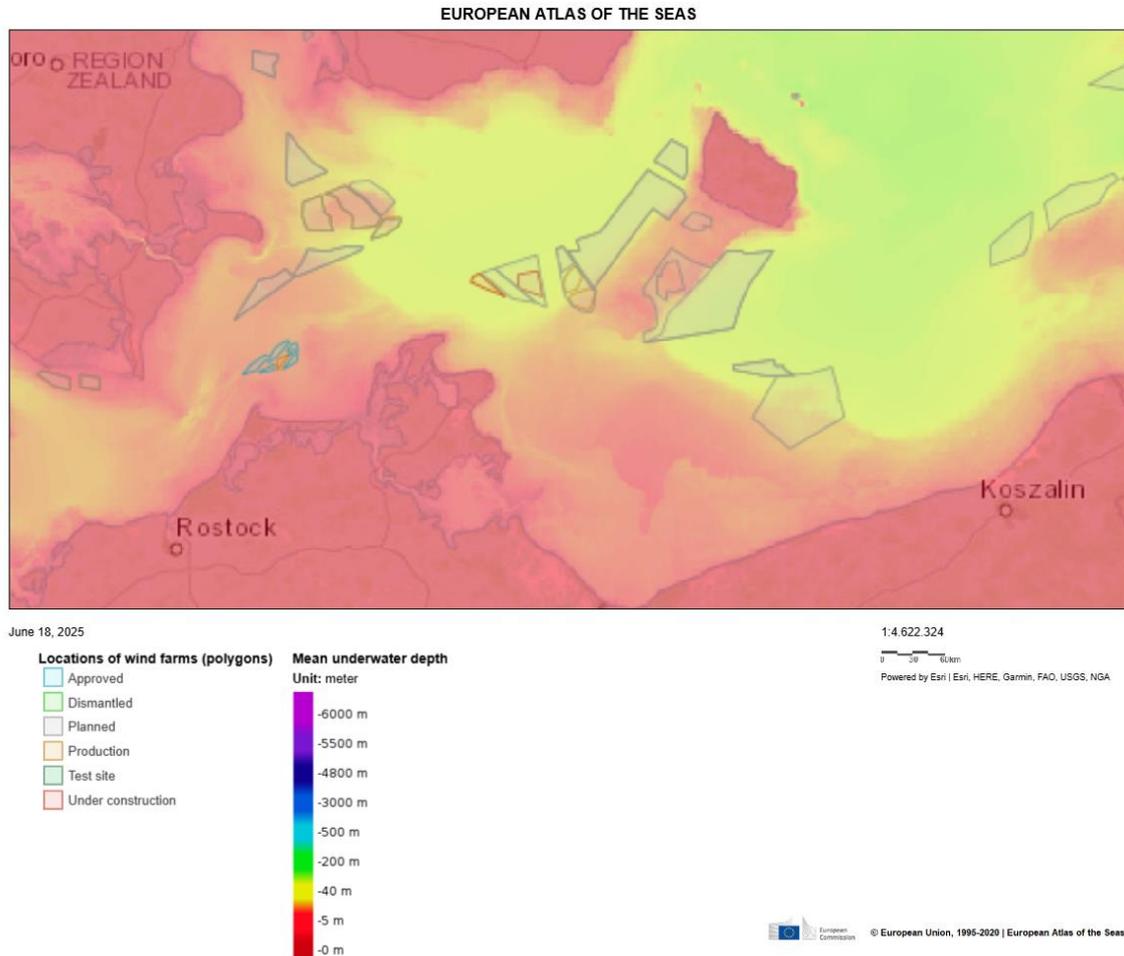


Figura 38: Batimetría del Mar Báltico alemán y ubicación de parques eólicos existentes y futuros. (Wind Energy)

4.4.2 RECURSO EÓLICO

El segundo gran factor que determina la viabilidad técnica y económica de un parque *offshore* es el recurso eólico, es decir, la velocidad, constancia y dirección media del viento a lo largo del año en el emplazamiento de estudio. Para que este sea óptimo, debe garantizar un régimen de vientos lo suficientemente elevado y estable como para alcanzar factores de potencia competitivos, generalmente superiores al 40 %. (IRENA, 2024)

El factor de capacidad es un indicador clave en la evaluación de un parque eólico, tanto *offshore* como *onshore*. Esta métrica mide el rendimiento real de la turbina en comparación

con su potencia nominal. Se calcula como el cociente entre la energía real generada durante un periodo y la energía máxima posible si la turbina funcionase a pleno rendimiento, es decir, al 100 %, durante toda la duración de dicho periodo.

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía generada (kWh)}}{\text{Potencia nominal (kW)} \times \text{Periodo (h)}}$$

Ecuación 1: Factor de potencia de una turbina eólica offshore.

Al darse el resultado en porcentaje, la cifra resultante de esa operación debe multiplicarse por 100. Por ejemplo, tomemos una turbina con una potencia nominal de 10 MW que produce 35.000 MWh anuales, el factor de potencia será del 40 % ya que:

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{35.000 \text{ MWh}}{10 \text{ MW} \times 8760 \text{ h}} = 0,40$$

Cuanto mayor es este valor, más rentable y eficiente resulta la ubicación seleccionada, ya que se obtiene una mayor producción energética anual relativa por unidad instalada.

La Figura 39 muestra el mapa de velocidades medias del viento en el Mar Báltico alemán, con registros que oscilan entre los 7,3 y 8,3 nudos, lo que equivale aproximadamente a 13,5 a 15,4 km/h. Estos valores, aunque algo inferiores a los que podrían darse en el Mar del Norte o en el Atlántico Norte, destacan por su alta constancia, baja estacionalidad y excelente regularidad, lo que permite operar las turbinas con elevada previsibilidad y estabilidad.

Además, la orientación predominante de los vientos, del oeste y noroeste, coincide con el diseño geométrico longitudinal de los parques de la zona, lo que permite reducir el efecto estela y optimizar el aprovechamiento del recurso en toda la matriz de turbinas.

En conjunto, el recurso eólico del Mar Báltico alemán, aunque moderado en valor absoluto, destaca por su calidad operativa, lo que unido a la facilidad de cimentación tratada en el subapartado 4.4.1, refuerza la idoneidad técnica del emplazamiento seleccionado para los proyectos de Iberdrola.

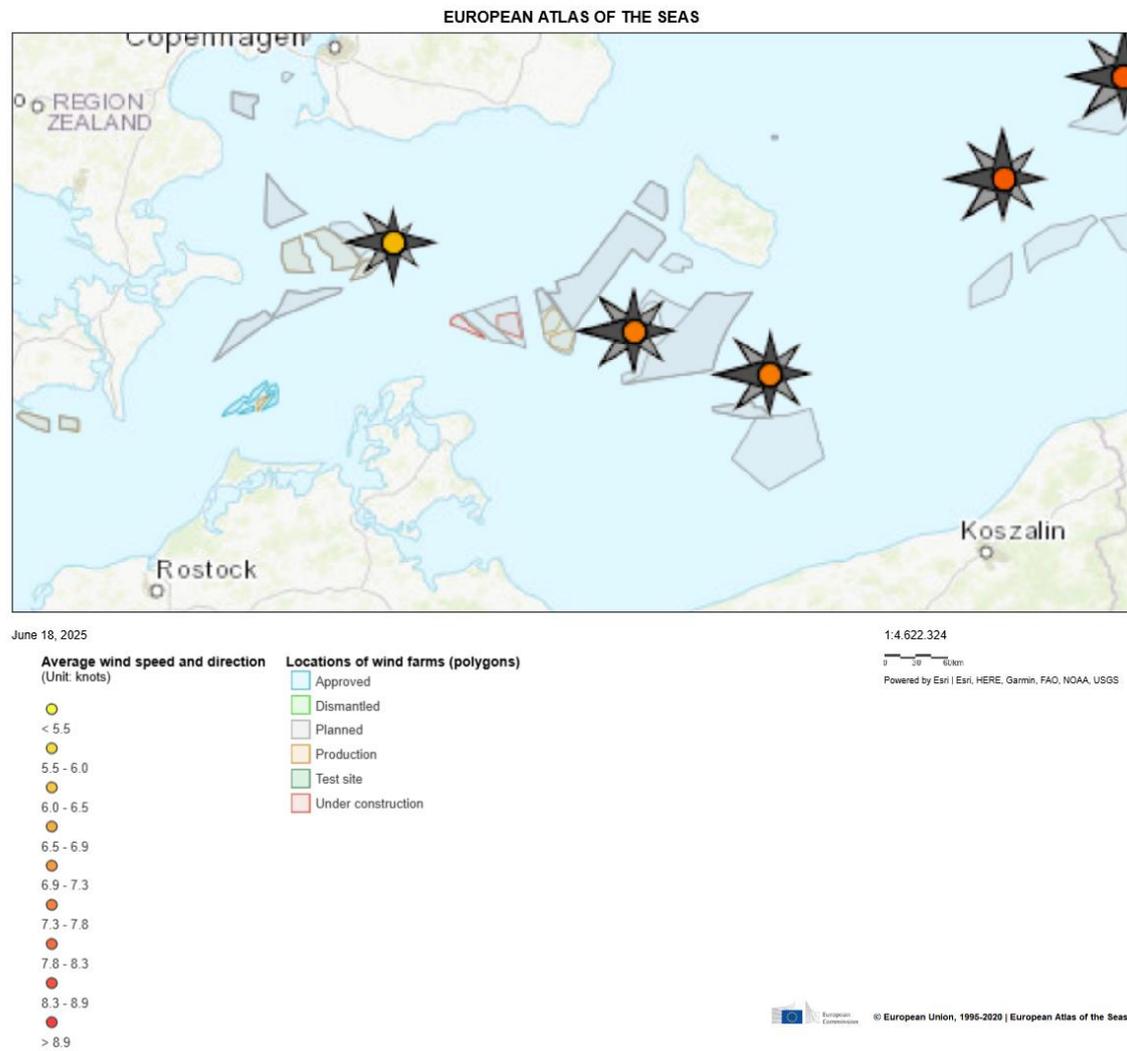


Figura 39: Velocidad media y dirección predominante del viento en el Mar Báltico. (Wind Energy)

5. ANÁLISIS ECONÓMICO Y FINANCIERO

En un contexto de transición energética y aumento del peso de las energías renovables en Europa, resulta esencial evaluar no solo la viabilidad técnica de los proyectos eólicos *offshore*, sino también su sostenibilidad económica y financiera. Esta dimensión es particularmente relevante en un entorno muy competitivo tecnológicamente, en el cual la presión sobre los costes de capital y las exigencias regulatorias condicionan la inversión en infraestructuras renovables a gran escala.

Es por ello, que este capítulo tiene por objetivo estudiar la viabilidad económica y la rentabilidad financiera de una instalación eólica *offshore*, basada en un modelo económico y financiero construido a partir de datos representativos del sector. Para ello, se establecerán los principales flujos económicos del proyecto, se definirán los indicadores clave de rentabilidad y se aplicarán las herramientas propias del análisis de inversiones en proyectos energéticos, siguiendo la metodología recogida en los documentos docentes de referencia.

El análisis seguirá una estructura secuencial lógica que parte de la estimación de costes; CAPEX, OPEX, impuestos o amortizaciones, y continuará con la proyección de ingresos esperados mediante la comercialización de la energía. Seguidamente se evaluará la rentabilidad del proyecto a través de indicadores como el VAN, la TIR, el *Payback* y el LCOE. Se finalizará con un análisis de la sensibilidad ante variaciones en los principales parámetros económicos.

Como herramienta fundamental del estudio económico se empleará el Coste Nivelado de la Energía (LCOE), que permite expresar el coste total del proyecto por unidad de energía generada durante toda su vida útil y facilita la comparación entre tecnologías.

Como caso de referencia se utilizará el parque eólico *offshore* Windanker, que será desarrollado por Iberdrola en el Mar Báltico y se espera que entre en operación a finales de 2026. Este proyecto contará con una potencia nominal instalada de 315 MW, distribuida en

21 aerogeneradores Siemens Gamesa 14-236 DD de 15 MW cada uno. Ubicado en el Mar Báltico alemán, Windanker comercializará la mayor parte de su producción mediante contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPAs, *Power Purchase Agreements*), lo que garantiza ingresos estables y predecibles a lo largo de su vida útil. (Iberdrola, 2025)

En el presente análisis se adoptan una serie de hipótesis técnico-económicas constantes, que se mantendrán coherentes a lo largo de todo el capítulo. La vida útil del parque se establece en 25 años ($n = 25$), periodo durante el cual se evaluarán los costes, ingresos y flujos de caja del proyecto. Se considera una tasa de inflación del 2% anual ($i = 2\% = 0,02$), en línea con las proyecciones macroeconómicas a largos plazos, y un crecimiento técnico del OPEX del 1% anual. Para el cálculo del LCOE se emplea la fórmula simplificada basada en factores de amortización equivalentes, que se calcularán en base a los supuestos realizados en este párrafo.

En los siguientes apartados se desarrollará con detalle cada subapartado del análisis, aplicando una estructura metodológica a escenarios realistas y contrastados en base al mercado actual.

5.1 ESTIMACIÓN DE COSTES

El primer paso en la evaluación económica de una instalación eólica *offshore* consiste en estimar de forma estructurada y razonada los costes asociados al proyecto. Este apartado tiene como objetivo desglosar y cuantificar los componentes principales del coste total de una instalación *offshore*, diferenciando los costes de inversión inicial (CAPEX) y los costes operativos anuales (OPEX). Esta información presentará las bases de un análisis financiero realista y contrastado.

Una estimación realista y sensata de los costes no solo es esencial para realizar el cálculo del Coste Nivelado de la energía (LCOE), sino que también condiciona de forma directa la rentabilidad futura del proyecto (VAN, TIR y *Payback*). La inversión inicial constituye el

desembolso más significativo del ciclo de vida del parque, mientras que los costes operativos representan una carga recurrente que debe ser gestionada con eficiencia.

El análisis que se realizará en este apartado se basa en un enfoque comparativo que combina datos reales del parque eólico *offshore* Windanker, promovido por Iberdrola Deutschland en el Mar Báltico, con estimaciones internacionales publicadas por organismos internacionales especializados como IRENA y NREL, así como la documentación docente de referencia. Windanker, con una potencia instalada de 315 MW, dividida en 21 turbinas de 15 MW, representa un caso técnicamente adecuado para modelar un proyecto realista en el norte de Europa. (Iberdrola, 2025)

El apartado se divide en varios bloques: primero se presentará la estructura general del CAPEX, seguido de la estimación del OPEX anual. A continuación, se definirán los supuestos económicos asociados a la vida útil del parque y se resumirán todos los valores clave que se utilizarán como inputs en el modelo financiero y económico.

5.1.1 ESTRUCTURA GENERAL DEL CAPEX

La inversión inicial, o CAPEX (*Capital Expenditure*), de un parque eólico *offshore* representa el conjunto de costes asociados a la planificación, fabricación, transporte, instalación y conexión del sistema completo antes de su entrada en operación comercial. Su correcta estimación es crítica para analizar el rendimiento económico del proyecto, ya que constituye el principal componente del Coste Nivelado de la Energía (LCOE) y tiene un peso determinante en la rentabilidad del proyecto.

Como se ha mencionado anteriormente, para este análisis se toma como base el parque eólico Windanker, con una potencia instalada de 315 MW, en 21 turbinas de 15 MW. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el coste medio total de la inversión en proyectos eólicos offshore finalizados en 2023 fue aproximadamente de 3.000 €/kW (IRENA, 2024). Aplicando este valor al caso de Windanker se obtiene:

$$CAPEX\ total = 315\ MW \times 1000\ \frac{kW}{MW} \times 3000\ \frac{\text{€}}{kW} = 945.000.000\ \text{€} = 945\ M\text{€}$$

La

Tabla 7 muestra la estructura estimada del CAPEX, basándose en la potencia instalada del proyecto desarrollado por Iberdrola, Windanker, indicando el porcentaje de cada

| <i>Componente</i> | <i>%</i> | <i>Desembolso equivalente</i> |
|-----------------------------------|----------|--|
| Suministro de aerogeneradores | 35% | $0,35 \times 945 \text{ M€} = 330,75 \text{ M€}$ |
| Cimentaciones | 15% | $0,15 \times 945 \text{ M€} = 141,75 \text{ M€}$ |
| Instalación en el mar | 10% | $0,10 \times 945 \text{ M€} = 94,5 \text{ M€}$ |
| Infraestructura eléctrica | 20% | $0,20 \times 945 \text{ M€} = 189 \text{ M€}$ |
| Subestacion y conexión a red | 10% | $0,10 \times 945 \text{ M€} = 94,50 \text{ M€}$ |
| Desarrollo, ingeniería y permisos | 10% | $0,35 \times 945 \text{ M€} = 94,50 \text{ M€}$ |
| Total | 100% | 945 M€ |

componente sobre la inversión total y su equivalencia en euros.

Tabla 7: Estructura estimada del CAPEX.

El CAPEX se divide en varios bloques de coste, cuya proporción relativa se ha estimado en base a los informes técnicos del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), así como con la información publicada por Iberdrola y el contrato firmado con Navantia Seanergies y Windar Renovables para la fabricación de los monopilotes del proyecto. (IRENA, 2024; Navantia, 2024; Stehly et al., 2024)

5.1.2 ESTIMACIÓN DEL OPEX

El OPEX (*Operational Expenditure*) engloba todos los costes anuales asociados a la operación, mantenimiento y gestión del parque eólico durante su vida útil. Aunque estos costes son menores en comparación con el CAPEX, su impacto acumulado es muy significativo a la hora de evaluar el análisis económico, especialmente a la hora de calcular el LCOE y los flujos de caja anuales. En un parque eólico *offshore*, el OPEX incluye:

- Mantenimiento preventivo y correctivo de aerogeneradores y subestación.
- Inspecciones periódicas, lubricación, limpieza de componentes...
- Costes logísticos asociados al transporte marítimo de equipos y personal técnico.
- Tasas portuarias, seguros y licencias administrativas.
- Gestión y monitorización remota, contratos de O&M externalizados.

Según el informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el OPEX promedio de los parques eólicos offshore comisionados en los últimos años se sitúa entre 60 y 90 €/kW/año, dependiendo de la ubicación tipo de turbina y la distancia a costa. Para el caso de Windanker, debido a su emplazamiento cercano al puerto base y su tecnología moderna, además de la infraestructura y ecosistema ya existentes y operados por Iberdrola, se adoptará un valor conservador de:

$$OPEX \text{ unitario} = 75 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{año}}$$

Dado que la potencia total instalada del proyecto es de 315 MW, el coste operativo anual total se calcula como:

$$OPEX \text{ total anual} = OPEX \text{ unitario} \times \text{Potencia total instalada}$$

$$OPEX \text{ total anual} = 75 \frac{\text{€}}{\text{kW} \cdot \text{año}} \times 315.000 \text{ kW} = 23.625.000 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 23,625 \frac{\text{M€}}{\text{año}}$$

Este valor se utilizará como coste recurrente en el modelo financiero para el cálculo del *Free Cash Flow* (FCF), el VAN, la TIR y el *Payback*.

5.1.3 ESTIMACIÓN DEL COSTE DE DESMANTELAMIENTO Y CIERRE DEL PROYECTO

Al finalizar la vida útil de un parque eólico offshore, en este parque se han estimado 25 años, es necesario proceder a su desmantelamiento completo conforme a las regulaciones ambientales vigentes y las prácticas habituales del sector. Este proceso incluye el retiro de aerogeneradores, subestaciones, cables *inter-array* y *export*, y cimentaciones, así como la restauración ambiental del fondo marino por parte del promotor del parque.

Aunque este coste no tiene impacto en la operación diaria del parque, debe ser incluido en el modelo financiero como un flujo negativo en el último año del proyecto, ya que representa una obligación futura para el promotor. La cuantificación del desmantelamiento se estima típicamente como un porcentaje del CAPEX inicial.

Según el informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), el coste de desmantelamiento de parques eólicos offshore oscila entre el 2% y el 5% del CAPEX total, en función de la complejidad técnica, la profundidad marina y el grado de recuperación del terreno exigido por la normativa nacional. (IRENA, 2024)

En este análisis se adoptará un valor intermedio del 3% sobre el CAPEX, aplicable al parque de Windanker, cogido como caso base para este análisis, cuya inversión inicial asciende a 945 M€, calculados en el subapartado 5.1.1. El coste de desmantelamiento estimado en valor actual sería:

$$\text{Coste base} = 0,03 \times 945 \text{ M€} = 28,35 \text{ M€}$$

Sin embargo, al realizar este cálculo en valor presente y al considerar que el gasto se realizara al final de la vida útil del parque, al año 26, teniendo en cuenta la inflación supuesta ($i = 2\% = 0,02$) se calcula su valor nominal futuro:

$$\text{Coste nominal}_{n+1} = \text{Coste base} \times (1 + i)^{n+1}$$

Ecuación 2: Proyección del coste nominal futuro mediante capitalización con inflación.

$$\text{Coste nominal}_{26} = 28,35 \text{ M€} \times (1 + 0,02)^{26} = 46.518.800 \text{ €} \approx 46,52 \text{ M€}$$

Este valor se incorporara como un flujo negativo en el año 26. Aunque algunos estudios consideran un posible ingreso derivado del valor residual de ciertos componentes al final del ciclo de vida (reventa, reciclaje o hasta repotenciación), en este análisis se adopta una hipótesis conservadora de valor residual nulo, siguiendo las recomendaciones meteorológicas de IRENA y estándares académicos para estudios de viabilidad.

5.1.4 EVOLUCIÓN TEMPORAL DE LOS COSTES DEL PROYECTO

Con el objetivo de representar de forma visual la distribución temporal de los costes del proyecto, se ha elaborado una gráfica que muestra la evolución del CAPEX, OPEX y coste de desmantelamiento desde el año 0, cuando se tendrían en cuenta los flujos del CAPEX, hasta el año 26, cuando se tendrían en cuenta los costes de desmantelamiento.

El CAPEX total asciende a 945 M€, desembolsado completamente en el año 0, antes de la entrada en operación del parque.

El valor inicial del OPEX se ha estimado en 23,625 M€ anuales, véase el subapartado 5.1.2. Para reflejar su evolución futura, se ha aplicado un crecimiento técnico del 1 % anual, al que se suma una tasa de inflación del 2 % anual. La tasa compuesta de crecimiento utilizada en este subapartado se calcula de la siguiente forma:

$$g = (1 + 0,01) \times (1 + 0,02) - 1 = 0,0302 \equiv 3,02 \%$$

De esta manera, el OPEX evoluciona desde 23,625 M€ en el año 1 hasta alcanzar aproximadamente 49 M€ en el año 25. Esta progresión se ha considerado únicamente en este apartado con fines ilustrativos, en el cálculo del LCOE y otros indicadores financieros se seguirá utilizando un valor medio constante actualizado mediante factores de amortización.

Por su parte, el coste de desmantelamiento ha sido estimado como el 3% del CAPEX inicial, actualizado a valor nominal en el año 25, con una inflación del 2 % anual ($i = 2\% = 0,02$). El valor nominal del coste de desmantelamiento en el año 26 es de 46,52 M€.

La Figura 40 recoge la evolución temporal de estos 3 gastos, ilustrando la secuencia típica de inversiones y costes a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

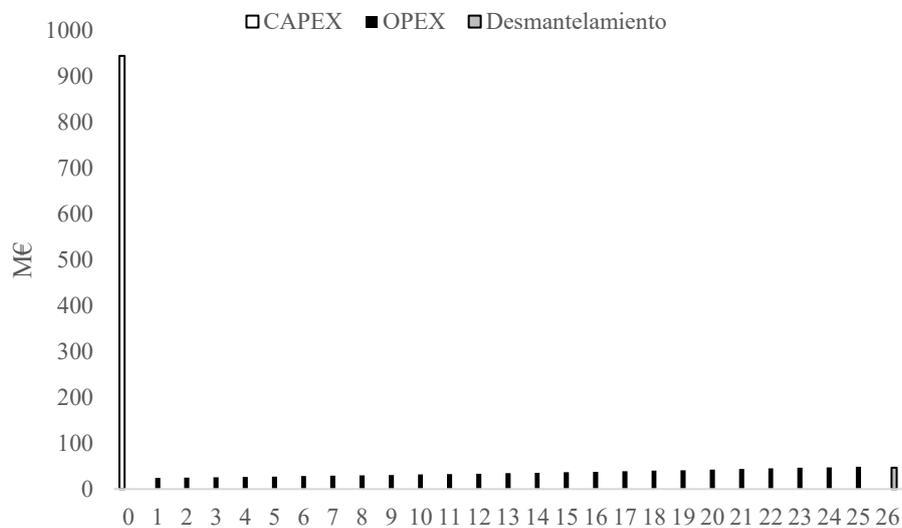


Figura 40: Evolución temporal de los principales costes del proyecto.

5.2 INGRESOS ESPERADOS: MERCADO ELÉCTRICO Y PPA.

La rentabilidad de un parque eólico *offshore* depende en gran medida de la capacidad de monetizar la energía generada a lo largo de su vida útil. En este apartado se analizan las dos principales vías de comercialización de la producción eléctrica: la participación directa en el mercado mayorista de electricidad y la venta mediante contratos de compra-venta de energía a largo plazo (*Power Purchase Agreements*, PPAs).

En el caso de referencia, el parque eólico *offshore* Windanker operado por Iberdrola Deutschland, se establece que la mayor parte de la producción de energía se comercializara mediante PPAs en el mercado alemán (Iberdrola, 2025), asegurando ingresos estables y previsibles. No obstante, el volumen restante de la energía se negociará directamente en el

mercado, practica bastante habitual, quedando expuesta a la volatilidad de los precios *spot* o *forward*.

A lo largo de los siguientes subapartados, se definirá el precio base estimado para cada vía de ingresos. En el subapartado se presentará la hipótesis de reparto entre ambas modalidades y se analizará la evolución temporal de los ingresos anuales, ajustando los valores base a la inflación proyectada del 2% anual.

5.2.1 INGRESOS DEL MERCADO ELÉCTRICO

Para estimar los ingresos asociados a la venta de electricidad en el mercado mayorista alemán, se utiliza como referencia el precio medio *day-ahead* registrado en los últimos años. Dada la volatilidad generada durante la crisis energética de 2022, se ha optado por utilizar una media representativa de los precios *spot* entre los años 2018 y 2024, periodo que abarca tanto etapas de precios bajos como de tensión energética, ofreciendo una imagen más estructural y menos distorsionada del comportamiento del mercado.

La Tabla 8 muestra los precios medios anuales del mercado *spot* en Alemania durante el periodo que comprende los años desde 2018 hasta 2024.

| Año | Precio medio spot |
|------|-------------------|
| 2018 | 44,3 €/MWh |
| 2019 | 37,7 €/MWh |
| 2020 | 30,5 €/MWh |
| 2021 | 97 €/MWh |

| | |
|------|-------------|
| 2022 | 235,4 €/MWh |
| 2023 | 105 €/MWh |
| 2024 | 78,5 €/MWh |

Tabla 8: Evolución del precio medio anual del mercado eléctrico mayorista (day-ahead) en Alemania entre 2018 y 2024. (Bundeskartellamt & Bundesnetzagentur; Bundesnetzagentur, 2025; Enkhardt, 2025)

A partir de estos valores, la media aritmética simple de los últimos siete años es:

$$P_{spot\ base} = \frac{44,3 + 37,7 + 30,5 + 97,0 + 235,4 + 105,0 + 78,5}{7} = 89,7\ \text{€/MWh}$$

La elección de esta media se considera adecuada, ya que refleja una visión equilibrada del mercado. Usar solo el dato de 2024, aproximadamente 78,5 €/MWh, podría ser excesivamente conservador y subestimaría los ingresos esperados, mientras que excluir el año 2022 por su carácter excepcional reduciría el valor a unos 70 €/MWh, lo que también podría resultar poco realista debido a la alta volatilidad prevista a futuro. Otra opción sería tomar la mediana del periodo, que se sitúa entre 78,5 y 97 €/MWh, pero la media resulta metodológicamente más coherente para escenarios base. Es por ello, que el valor de 89,7 €/MWh se adopta como precio *spot* de referencia técnicamente defendible, y se aplicara a la fracción de producción no cubierta por PPAs. Este precio será aplicado a la energía cubierta por venta mayoritaria y se ajustará a euros nominales año a año con una inflación del 2 %, de cara a la evolución temporal de los ingresos.

5.2.2 INGRESOS MEDIANTE PPAS

Una parte significativa de los ingresos esperados del parque procederá de la venta de electricidad a largo plazo mediante contratos bilaterales conocidos como *Power Purchase*

Agreements (PPAs). Estos contratos, ampliamente utilizados en el sector eólico *offshore*, permiten fijar precios estables para parte o totalidad de la producción eléctrica durante varios años, lo que reduce la exposición a la volatilidad del mercado eléctrico.

Los PPAs se consideran una herramienta clave para garantizar la viabilidad económica de los proyectos, ya que mejoran la previsibilidad financiera y atraen inversores institucionales, especialmente en un entorno donde los subsidios público directos son cada vez más limitados. A través de estos contratos, un comprador, ya sea una empresa industrial, una comercializadora o un gran consumidor, se compromete a adquirir la energía generada a un precio fijo, con duración que puede oscilar de 10 a 20 años.

En el caso de referencia de este trabajo, Windanker, se confirma esta estrategia. Según Iberdrola, la gran mayoría de la energía generada en este parque se comercializara mediante PPAs a largo plazo en el mercado alemán. (Iberdrola, 2025) Este planteamiento se trasladará al modelo económico objeto de estudio, aplicando una cuota mayoritaria de producción bajo PPAs, que se concretará en el apartado

En cuanto al precio de venta, estudios recientes de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) indican que los valores medios de los PPAs firmados para parques *offshore* en Europa entre 2022 y 2023, oscilan entre 70 y 100 €/MWh, dependiendo del país, duración de contrato y riesgo percibido (IRENA, 2024). Este rango ha sido confirmado también por plataformas de análisis de mercado como Aurora Energy Research o Pexapark. Por tanto, se adopta como valor de referencia un precio base PPA de 85 €/MWh, correspondiente a la media aproximada de los acuerdos firmados en el contexto europeo reciente:

$$P_{PPA\ base} = 85 \text{ €/MWh}$$

Este precio será aplicado a la energía cubierta por PPAs y se ajustará a euros nominales año a año con una inflación del 2 %, de cara a la evolución temporal de los ingresos que se detallará en el subapartado 5.2.3.

5.2.3 INGRESOS TOTALES Y EVOLUCIÓN TEMPORAL DE LOS INGRESOS

A partir de los precios definidos en los apartados anteriores y de la energía neta que se espere que entregue el parque anualmente, se puede estimar la evolución temporal de los ingresos anuales del proyecto durante sus 25 años de operación.

El parque Windanker contará, como ya se hay mencionado anteriormente, con 21 aerogeneradores de 15 MW cada uno, lo que representa una potencia neta instalada de 315 MW. Para estimar su producción anual, se ha adoptado un factor de capacidad del 47 %, valor ampliamente representativo para parques eólicos *offshore* situados en el Mar Báltico alemán. El informe técnico de IRENA, ya citado con anterioridad , sobre costes de generación renovable destaca que los parques eólicos *offshore* en Europa alcanza factores de capacidad medios de entre 42 % y 50 %, dependiendo de la tecnología, ubicación y condiciones meteorológicas (IRENA, 2024). Debido a que este parque se desarrollará con las últimas tecnologías, se utilizará un factor de capacidad conservador, pero hacia los valores altos del rango. Por tanto, el cálculo de producción neta anual se realiza de la siguiente forma:

$$h_{equivalentes} = h_{anuales} \times \text{factor de capacidad} = 8760 \times 0,47 = 4117 \frac{h}{año}$$

$$E_{anual} = \text{Potencia instalada} \times h_{equivalente} = 315 \times 4117 = 1.295.855 \frac{MWh}{año}$$

$$\approx 1.297 \frac{GWh}{año}$$

Este valor se mantendrá constante a lo largo de toda la vida útil del parque eólico, 25 años, en línea con el enfoque simplificado tomado en este análisis.

Según la estrategia declarada por Iberdrola para el parque Windanker, como ya se explicó en apartados anteriores, la mayor parte de la producción se comercializará mediante contratos PPA a largo plazo. En este análisis, se asumirá que el 80 % de la energía anual se vende mediante PPA, y el 20 % restante se coloca en el mercado mayorista *spot*.

Aunque los precios de referencia son los calculados anteriormente, en el apartado 5.2.1 se calculó:

$$P_{spot\ base} = 89,7 \text{ €/MWh}$$

Y en el apartado 5.2.2, se calculó:

$$P_{PPA\ base} = 85 \text{ €/MWh}$$

Ambos precios se actualizan a euros nominales, aplicando una inflación del 2 % anual ($i = 2\% = 0,02$), para proyectar los ingresos año a año. A modo de ejemplo, los ingresos tanto del año 1, como del año 25, se obtienen de la siguiente forma:

$$E_{X,\text{año } n} = E_{\text{anual}} \times (\%) \times P_{X,\text{año } n} = E_{\text{anual}} \times (\% \text{ reparto}) \times P_{X\ base} \times (1 + i)^n$$

Ecuación 3: Cálculo de los ingresos anuales por tipo de comercialización (PPAs o mercado spot)

A efectos de presentación, la Tabla 9 resume la evolución numérica de los ingresos en intervalos quinquenales, cada cinco años, por cada vía de comercialización, así como el ingreso total anual estimado para cada uno de los 25 años de operación. Esta visualización permite observar la tendencia general creciente de los ingresos.

| Año | PPA | Mercado Spot | Total |
|------------|------------|---------------------|--------------|
| 1 | 89,95 M€ | 23,73 M€ | 113,68 M€ |
| 5 | 97,36 M€ | 25,69 M€ | 123,05 M€ |
| 10 | 107,50 M€ | 28,35 M€ | 135,85 M€ |

| | | | |
|----|-----------|----------|-----------|
| 15 | 118,69 M€ | 31,30 M€ | 150,00 M€ |
| 20 | 131,04 M€ | 34,55 M€ | 165,59 M€ |
| 25 | 144,67 M€ | 38,13 M€ | 182,80 M€ |

Tabla 9: Ingresos estimados por tipo de comercialización.

Con estos datos se ha elaborado la Figura 41, que representa visualmente la evolución de los ingresos anuales, desglosando los obtenidos vía PPAs y los correspondientes al mercado *spot*.

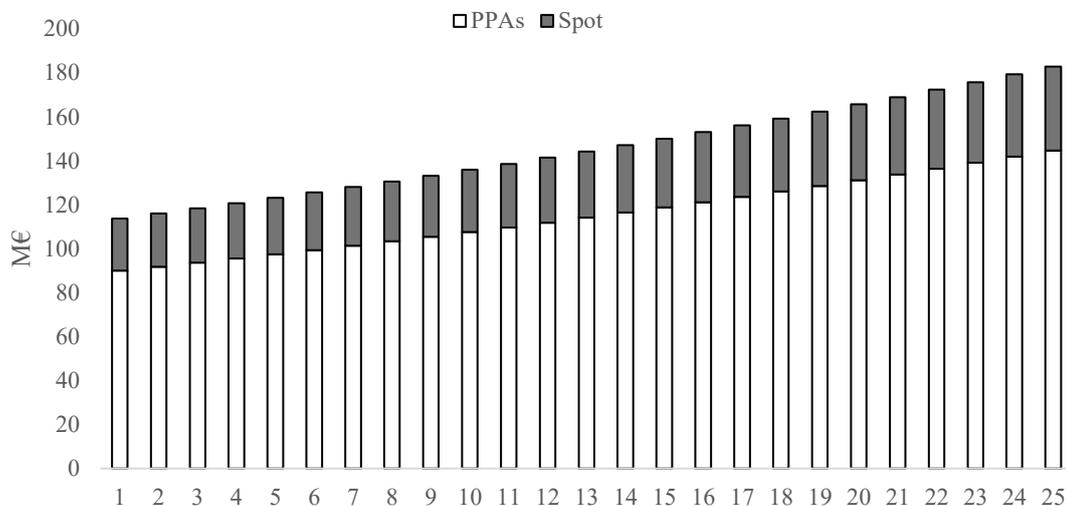


Figura 41: Evolución de los ingresos anuales nominales del parque eólico, desglosado por PPAs y mercado spot.

5.3 EVALUACIÓN DE LA RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Tras haber estimado los costes anuales y los ingresos derivados de la explotación del parque eólico *offshore* durante su vida útil, el siguiente paso consiste en evaluar la rentabilidad del proyecto. Para ello se emplearán indicadores económicos ampliamente utilizados en el sector energético, que permiten comparar flujos de caja esperados frente a la inversión realizada, así como analizar su competitividad frente a otras tecnologías o proyectos alternativos.

La evaluación se estructura en dos fases. En primer lugar, se calculará el Coste Nivelado de la Energía (LCOE), un indicador clave que expresa el coste total del proyecto por unidad de energía generada, homogeneizando todos los pagos y cobros a lo largo del ciclo de la vida útil. Posteriormente, se analizarán tres indicadores financieros fundamentales: el Valor Actual Neto (VAN), la tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (*Payback*).

Estos indicadores se basarán en los flujos de caja proyectados, los ingresos calculados en el apartado anterior, los costes de inversión y operación previamente estimados, y unas hipótesis económicas realistas acordes al contexto europeo.

5.3.1 CÁLCULO DEL LCOE

El Coste Nivelado de la Energía (*Levelised Cost of Energy*, LCOE) representa el coste medio por unidad de energía producida a lo largo de la vida útil del parque, teniendo en cuenta todos los flujos de caja de inversión y operación actualizados a valor presente. Se trata de uno de los indicadores fundamentales para valorar la rentabilidad técnica de un proyecto energético.

El cálculo parte de la siguiente formulación, ampliamente utilizada en organismos como IRENA, el NREL y en la documentación docente disponible:

$$LCOE = \frac{INV + \sum_{t=1}^n \frac{OM_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{annual}}{(1+i)^t}}$$

Ecuación 4: Fórmula simplificada del Coste Nivelado de la Energía (LCOE)

Donde:

INV: inversión inicial del proyecto, correspondiente al CAPEX, asciende a 935 M€.

OM_t: gastos de operación y mantenimiento en el año t, correspondiente al OPEX, partiendo de 32 M€ y creciendo un 2 % anual.

E_{anual}: energía producida anualmente, valor constante que asciende a 1.296.855 MWh.

n: vida útil del parque, 25 años.

i: tasa de descuento o WACC, la elección de su valor se justificará a continuación:

La tasa de descuento utilizada en el cálculo es el WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), que representa el coste medio ponderado del capital necesario para financiar el proyecto, como combinación de la deuda y los recursos propios. Las recomendaciones metodológicas de organismos como IRENA, proponen valores entre el 3 % y el 7 % para proyectos renovables en Europa (IRENA, 2024). Esta estimación coincide con los materiales docentes facilitados por la universidad, en los que se adoptan valores del WACC que se aproximan al 4 %. Es por ello que se adoptará un valor del 4 %.

Aplicando la fórmula, se obtiene:

$$LCOE = \frac{935 \times 10^6 + \sum_{t=1}^{25} \frac{32 \times 10^6 \times (1,02)^t}{(1,04)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{1.296.855}{(1,04)^t}} \approx 77,13 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Este valor se sitúa dentro del rango habitual para parques eólicos *offshore* en el Mar Báltico, de entre 70 y 120 €/MWh. (IRENA, 2024; Stehly et al., 2024)

Para analizar la rentabilidad del proyecto, se ha optado por comparar el LCOE con el precio medio ponderado de venta de la electricidad V₀. Este valor representa el ingreso medio que

se espera obtener por cada MWh generado, teniendo en cuenta el reparto entre PPAs, 80 %, y mercado spot, 20 %, y es calculado como:

$$V_0 = 0,8 \times 85 + 0,2 \times 89,7 = 87,94 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Dado que:

$$V_0 = 87,94 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} > LCOE = 77,13 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$$

Se concluye que el proyecto es económicamente rentable, al generar ingresos unitarios superiores a los costes nivelados de generación.

5.3.2 VAN, TIR Y PAYBACK

Antes de presentar los tres indicadores financieros fundamentales del análisis, se muestran en las siguientes figuras la evolución de los flujos de caja anuales (FCF) y su acumulado (ACF), calculados a partir de los ingresos netos y los costes operativos del proyecto. Estas representaciones gráficas permiten visualizar la evolución del rendimiento económico del parque durante los 27 años del horizonte temporal considerado, 25 años de vida útil más los años previstos para el CAPEX y el desmantelamiento. El flujo de caja libre (FCF) se calcula como:

$$FCF_t = Ingresos_t - Gastos_t$$

Ecuación 5: Cálculo del flujo de caja libre anual (FCF).

Donde los $Ingresos_t$ representan los ingresos anuales actualizados, calculados en el subapartado 5.2.3; y los $Gastos_t$ representan los gastos operativos anuales, según lo calculado en el subapartado 5.1.4.

En la Figura 42 se representa el flujo neto por año (*Cash Flow*), mientras que en la Figura 43 se muestra su acumulado (*Accumulated Cash Flow*), permitiendo identificar visualmente en este último el año de recuperación de la inversión.

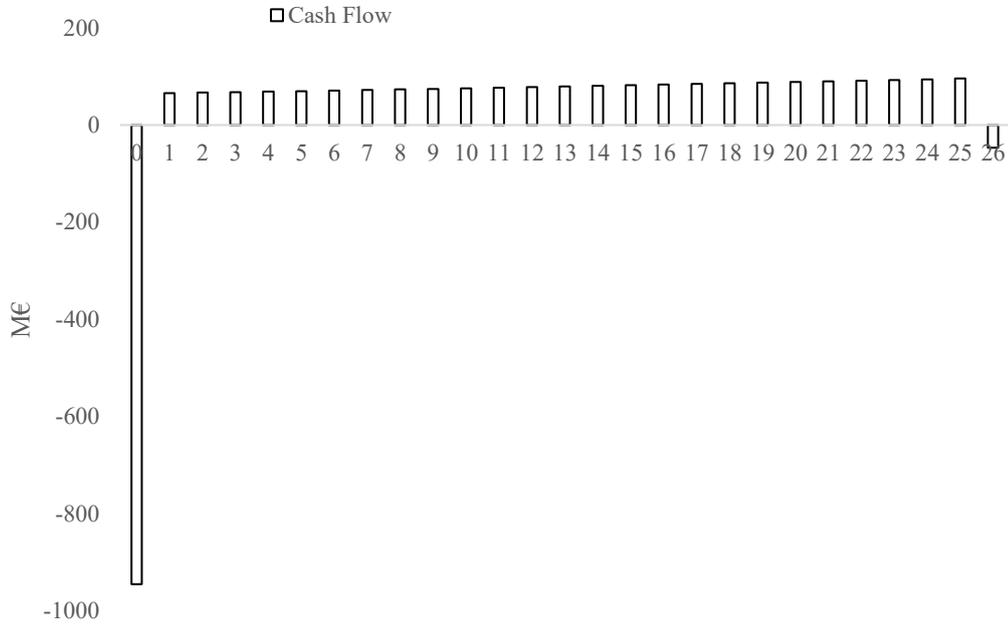


Figura 42: Flujo de caja neto anual (FCF).

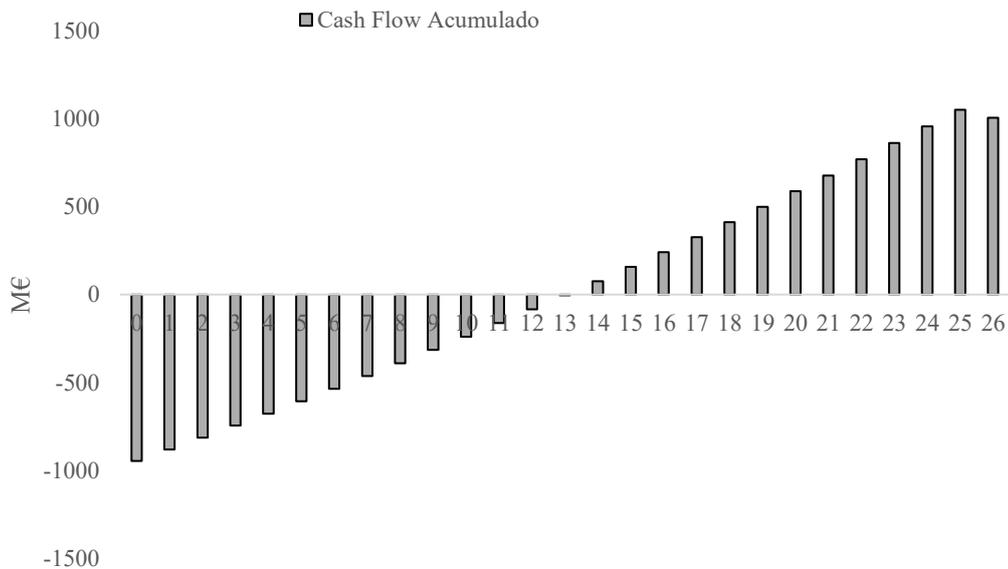


Figura 43: Flujo de caja acumulado (ACF).

5.3.2.1 Valor Actual Neto (VAN)

El VAN representa el valor presente neto de los flujos de caja, descontados a una tasa del 4 % (WACC definido anteriormente), y se calcula como:

$$VAN = \sum_{t=1}^{n+1} \frac{FCF_t}{(1+i)^t} - INV$$

Ecuación 6: Cálculo del Valor Neto Actual (VAN)

Aplicando los flujos netos calculados, se obtiene: $VAN = 155,2 \text{ M€}$

Este valor positivo confirma que el proyecto genera un valor económico. Puede observarse visualmente como el flujo acumulado, en la Figura 43, supera el umbral de 0 antes del final de la vida útil.

5.3.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, tal que:

$$VAN = 0 \rightarrow INV = \sum_{t=1}^{n+1} \frac{FCF_t}{(1+i)^t}$$

Ecuación 7: Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

A partir mediante los flujos mostrados en la Figura 42, y la fórmula de Excel que permite el cálculo directo de este índice mediante los flujos de caja anuales, se estima:

$$TIR \approx 6\%$$

Como:

$$TIR \approx 6\% > WACC = 4\%$$

Se puede confirmar que el proyecto es rentable desde el punto de vista del capital invertido.

5.3.2.3 Payback

El *Payback* representa el número de años necesarios para recuperar la inversión inicial. En la Figura 43, se observa que el flujo de caja acumulado se vuelve positivo entre los años 13 y 14, por lo que se puede estimar que:

$$\text{Payback} = 13,2 \text{ años}$$

Este periodo es razonable para infraestructuras *offshore* de larga vida útil.

6. CONCLUSIONES Y POSIBLES ACCIONES FUTURAS

6.1 PRINCIPALES RESULTADOS TÉCNICOS, ECONÓMICOS Y AMBIENTALES.

El presente trabajo ha abordado de forma integral la viabilidad de una instalación eólica offshore en el Mar Báltico, considerando no solo los aspectos técnicos económicos del proyecto, sino también su encaje ambiental y su coherencia con las tendencias regulatorias y tecnológicas actuales. A continuación, se exponen los principales resultados alcanzados a lo largo del estudio, estructuras en función del estado de la cuestión, el análisis medioambiental, la evaluación técnica del emplazamiento y la rentabilidad económica del proyecto.

El análisis del estado de la cuestión revela un contexto altamente favorable para el desarrollo de la energía eólica offshore en Alemania. Este país lidera la capacidad instalada dentro de la UE-27, con más de 9 GW en operación a cierre de 2024. Las previsiones apuntan a un crecimiento sostenido hasta alcanzar los 30 GW en 2030, 50 GW en 2035 y 70 GW en 2045, tal como recoge el *Offshore Realisation Agreement* firmado por el gobierno federal alemán y los principales operadores de red. La madurez del mercado se refleja en la creciente competitividad de las subastas, algunas de ellas ya sin subsidios, así como en la existencia de un marco legal robusto, como es la ley WindSeeG, que impulsa la eficiencia técnica, la sostenibilidad ambiental y la estabilidad económica de los proyectos.

Desde la perspectiva ambiental, se identifican impactos relevantes sobre el fondo marino, aves y mamíferos marinos, principalmente durante la fase de construcción. No obstante, existen medidas eficaces como el uso de sistemas de detección de fauna, paradas programadas o tecnologías de bajo impacto acústico. Además, en ciertos casos se generan efectos positivos, como nuevos hábitats arrecifales en las bases de los aerogeneradores. Estas

medidas, bien aplicados, permiten compatibilizar la producción energética con la protección de la biodiversidad y los usos tradicionales del mar.

Desde el punto de vista técnico, el parque analizado se emplea en el Mar Báltico alemán, una zona que combina vientos estables, de aproximadamente 9,5 m/s, profundidades moderadas, cercanas 38 metros, y distancias razonables a la costa, aproximadamente de 53 km. El diseño contempla 21 aerogeneradores Siemens 14-236 DD de 15 MW, lo que proporciona una potencia instalada de 315 MW. La energía anual neta producida se estima en 1.296.855 MWh, lo que representa un factor de capacidad del 47 %, valor muy competitivo para proyectos de fondo fijo. La cercanía a infraestructuras portuarias ya operativas y la experiencia del promotor, Iberdrola Deutschland, en la zona permiten optimizar costes logísticos y operativos.

Desde el punto de vista económico, el proyecto demuestra una alta viabilidad financiera. Con un CAPEX estimado de 945 M€ y un OPEX anual de 23,635 M€, el LCOE (Coste Nivelado de la Energía) se calcula en 77,13 €/MWh, lo que se sitúa por debajo del precio medio ponderado en venta de la electricidad, 87,94 €/MWh. Además, el análisis financiero arroja un Valor Actual Neto (VAN) de 155,2 M€, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 6 % y un plazo de recuperación (*Payback*) de 13,2 años. Esta TIR supera claramente el WACC estimado del 4 %, lo que confirma que el proyecto no solo es rentable, sino también competitivo frente a alternativas de inversión con perfil de riesgo similar.

6.2 RECOMENDACIONES PARA DESARROLLADORES Y ADMINISTRADORES.

Los resultados de este estudio permiten extraer una serie de recomendaciones orientadas a mejorar la planificación, ejecución y regulación de futuros proyectos de energía eólica offshore, tanto desde el punto de vista técnico, como el económico y el ambiental.

6.2.1 RECOMENDACIONES PARA DESARROLLADORES Y PROMOTORES DEL SECTOR

En primer lugar, se recomienda priorizar emplazamientos maduros como el Mar Báltico alemán, donde la existencia de infraestructuras portuarias, experiencia operativa previa y una normativa consolidada reduce de forma significativa los riesgos técnicos y financieros. Esta estrategia permite optimizar los costes logísticos y acortar los plazos de ejecución, mejorando la rentabilidad del proyecto.

Asimismo, resulta clave apostar por tecnologías contrastadas y eficientes, como aerogeneradores de gran potencia (igual o superior a 15 MW) y cimentaciones fijas adaptadas a profundidades moderadas, que permiten alcanzar factores de capacidad elevados y un LCOE competitivo. Estas decisiones técnicas deben apoyarse en estudios detallados del recurso eólico, del lecho marino y de la conectividad a red.

Desde una perspectiva ambiental, se recomienda integrar desde las fases iniciales del diseño medidas de prevención y mitigación del impacto ecológico. Soluciones como el soterramiento de cables, la instalación de arrecifes artificiales, el seguimiento en tiempo real de la fauna marina o el uso de balizas inteligentes han demostrado ser eficaces para minimizar los efectos sobre los ecosistemas y facilitar la convivencia con la pesca y otras actividades tradicionales.

En cuanto a la operación y el mantenimiento, se sugiere incorporar innovaciones como plataformas digitales, inspección mediante drones, o algoritmos predictivos para reducir los costes de operación (OPEX) y mejorar la disponibilidad del parque. Estas herramientas permiten optimizar los recursos, reducir la exposición humana en entornos complejos y anticipar fallos, mejorando la sostenibilidad operativa del proyecto.

6.2.2 RECOMENDACIONES PARA ADMINISTRACIONES PÚBLICAS Y ORGANISMOS REGULADORES

Se recomienda garantizar estabilidad normativa y procedimientos administrativos ágiles pero rigurosos, con mecanismos de ventanilla única y plazos claros. La certidumbre jurídica es esencial para atraer inversión privada a largo plazo y mantener la competitividad del sector frente a otras tecnologías.

Además, se propone reforzar la coordinación entre los planes de ordenación del espacio marítimo y los actores locales, especialmente el sector pesquero, los municipios costeros y las organizaciones ambientales. Esta colaboración temprana y transparente puede prevenir conflictos, generar sinergias y fortalecer la aceptación social de los proyectos.

Por último, resulta prioritario fomentar las líneas de financiación pública y programas de investigación y desarrollo orientados a la conservación de la biodiversidad marina, la mejora de la monitorización ambiental y el desarrollo de soluciones técnicas innovadoras que reduzcan la huella ecológica del sector eólico *offshore*. Esto permitirá no solo cumplir con los objetivos energéticos, sino también garantizar una transición ecológica justa y coherente con los principios de sostenibilidad.

6.3 LIMITACIONES DEL ESTUDIO Y PROPUESTAS PARA TRABAJOS FUTUROS.

Este trabajo presenta ciertas limitaciones que deben tenerse en cuenta al interpretar los resultados. En primer lugar, el análisis económico se ha desarrollado bajo un conjunto de hipótesis estáticas, sin considerar escenarios dinámicos con variaciones simultáneas de múltiples variables críticas como el precio de la energía, el CAPEX u otros costes indirectos. Aunque se ha evaluado la sensibilidad frente a algunas de estas variables, el modelo no incorpora simulaciones estocásticas ni series temporales avanzadas. También cabe señalar que la estimación de ingresos se ha basado en condiciones climáticas medias y datos

históricos de velocidad del viento, sin incluir análisis horario ni interanual, lo que puede subestimar o sobreestimar la variabilidad real del recurso.

En segundo lugar, el análisis ambiental se ha realizado sobre la base de estudios comparables y literatura técnica, sin un estudio específico del emplazamiento concreto del proyecto simulado. Esto limita la precisión del diagnóstico ecológico, aunque permite extraer conclusiones válidas a nivel general para zonas similares en el Mar Báltico.

De cara a futuros trabajos, se propone ampliar la modelización financiera mediante herramientas de análisis probabilístico, evaluar la integración de tecnologías como el hidrógeno verde como almacenamiento, o analizar el impacto de futuras reformas en el mercado eléctrico europeo. Asimismo, sería interesante abordar un estudio del ciclo de vida completo que incluya transporte, fabricación, operación mantenimiento y desmantelamiento de la infraestructura.

6.4 ¿SERÍA UN APAGÓN COMO EL OCURRIDO EN ESPAÑA POSIBLE EN ALEMANIA?

El lunes 28 de abril de 2025, la Península Ibérica sufrió un apagón masivo cuando se desconectaron súbitamente 15 GW, alrededor del 60 % de la generación eléctrica, debido a una combinación de tensiones inestables, pérdida simultánea de fuentes de generación, y fallos en los sistemas de protección de red, lo que terminó desencadenando un colapso generalizado del sistema eléctrico.

Este episodio no se propagó al resto de Europa gracias a la baja interconexión de la Península, tan solo el 2 % con Francia, lo que actuó como aislante. En cambio, países como Francia y Alemania, con redes densas, malladas y múltiples conexiones transfronterizas, están mucho mejor blindados ante eventos de esta naturaleza. De hecho, las autoridades alemanas han asegurado en múltiples ocasiones que su sistema es uno de los más seguros y estables del mundo y que un apagón como el ibérico sigue siendo improbable.

Adicionalmente, la red de transporte alemana esta reforzada con infraestructuras de alto voltaje y enlaces HVDC, y cuenta con mecanismos robustos de gestión de demanda, reservas estratégicas, *redispatch* y control digitalizados mediante los operadores de red. Esto permite una respuesta rápida ante variaciones imprevistas en generación o demanda, lo que reduce significativamente el riesgo de fallo sistémico.

En resumen, aunque ningún sistema eléctrico es completamente infalible, las características estructurales, normativas y operativas del sistema alemán hacen que un apagón como el de abril de 2025 en la Península Ibérica sea altamente improbable bajo las condiciones actuales. No obstante, el escenario refuerza la necesidad de seguir fortaleciendo la resiliencia mediante almacenamiento, mayor interconexión europea, servicio de respaldo y una planificación coordinada a largo plazo.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] 50Hertz. *Ostwind 2*.
- [2] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2021). *Marine spatial plan*
- [3] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2025). *Flächenentwicklungsplan 2025 für die deutsche nordsee und ostsee*
- [4] Bundeskartellamt, & Bundesnetzagentur. *Monitoringberichte*.
<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2022). *Mehr windenergie auf see. 30 gigawatt offshore-windenergie bis 2030 realisieren*.
- [6] Bundesnetzagentur. (2025). *Bundesnetzagentur publishes 2024 electricity market data*.
- [7] Burger, B. (2025). *Öffentliche Stromerzeugung 2024: Deutscher Strommix so sauber wie nie*.
- [8] Cieślewicz, N., Pilarski, K., & Pilarska, A. A. (2025). *Impact of offshore wind farms on the fauna of the baltic sea*. (No. 26). Wydawnictwo Naukowe Gabriel Borowski (WNGB). <https://10.12911/22998993/196200> <https://www.jeeng.net/pdf-196200-122124?filename=122124.pdf>
- [9] Costanzo, G., Brindley, G., & Tardieu, P. (2025). *Wind energy in europe, 2024 statistics and the outlook for 2025-2030*.

- https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/blobs/redirect/e_yJfcmFpbHMiOnsibWVzc2FnZSI6IkJBaHBBc2dHliwiZXhwIjpudWxsLCJwdXIiOiJibG9iX2lkIn19--17b7366b0983cfe79195166ef9922380020f10c4/WindEurope-European-Stats-2024.pdf?_gl=1*1y7hn9u*_ga*MjEzMzE4OTMxMC4xNzQ1ODY5NDA2*_ga_Z1QKC9HJMR*cze3NDcyMjMzNzQkbzQkZzEkdDE3NDcyMjMzNzckajAkbDAkaDA
- [10] Deutsche Windguard. (2025). *Status des offshore-windenergieausbaus in deutschland, jahr 2024*.
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2025/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202024.pdf
- [11] Energias Renovables Marinas. (2019, Mar 9). Subestaciones marinas.
<https://energiasrenovablesmarinas.blogspot.com/2019/03/subestaciones-marinas.html>
- [12] Enkhardt, S. (2025). Germany records 457 hours of negative electricity prices in 2024. <https://www.pv-magazine.com/2025/01/06/germany-records-457-hours-of-negative-electricity-prices-in-2024/>
- [13] Federal Maritime and Hydrographic Agency. (2023). *Spatial planning in the german exclusive economic zone (EEZ)*
- [14] Gobierno de Canarias. Energía eólica off shore o eólica marina.
https://www3.gobiernodecanarias.org/medusa/wiki/index.php?title=Energ%C3%A9a_e%C3%B3lica_off_shore_o_e%C3%B3lica_marina

- [15] Iberdrola. (2024a). *Informe de biodiversidad 2024*.
<https://www.iberdrola.com/documents/20125/41593/informe-biodiversidad-2024.pdf>
- [16] Iberdrola. (2024b, Jul 26). El parque eólico de saint-brieuc ensaya con éxito la reanudación de las actividades pesqueras en la zona. <https://ibfs.iberdrola.com/el-parque-eolico-de-saint-brieuc-ensaya-con-exito-la-reanudacion-de-las-actividades-pesqueras-en-la-zona%2F>
- [17] Iberdrola. (2025). *Windanker, our third offshore wind farm in the Baltic Sea*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/parque-eolico-marino-windanker>
- [18] inelfe. *Interconexión eléctrica por el Golfo de Bizkaia*.
- [19] IRENA. (2024). *Renewable power generation costs in 2023*
- [20] Machado, R., Nabo, P., Cardia, P., Moreira, P., Nicolau, P., & Repas-Goncalves, M. (2024). *BIRD CURTAILMENT IN OFFSHORE WIND FARMS. towards a coherent sea-basin approach to mitigate collision risk for birds*.
<https://10.5281/zenodo.11237120> https://www.birdlife.org/wp-content/uploads/2024/08/Curtailment_Report_Digital_Spreads.pdf
- [21] Muñoz, A. (2023). *Partes de un aerogenerador para producir energía eólica*.
- [22] NACIONES UNIDAS. (2015). *17 objetivos para transformar nuestro mundo*.
- [23] Navantia. (2024). Navantia seanergies-windar renewables will build 21 monopiles for iberdrola for its windanker offshore wind farm in the baltic sea.

- <https://www.navantia.es/en/news/press-releases/navantia-seanergies-windar-renewables-will-build-21-monopiles-for-iberdrola-for-its-windanker-offshore-wind-farm-in-the-baltic-sea/>
- [24] Porteiro, C. (2024, Sep 22). Saint briec tiene la clave para que pescadores y la eólica marina coexistan.
- <https://www.lavozdegalicia.es/noticia/somosmar/2024/09/21/clave-pescadores-eolica-marina-coexistan/00031726942331191424399.htm>
- [25] red eléctrica, & ECONCRETE. (2023). *Solución integrada en la naturaleza: Protección del cable submarino entre lanzarote y fuerteventura*
- [26] Rijkswaterstaat. (2024). *Shuting down ofshore wind turbines during peak bird migration.*
- [27] Spina, F., Baillie, S. R., Bairlein, F., Fiedler, W. & Thorup, K. (2022). *Bird Migration Atlas.*
- [28] Stehly, T., Duffy, P., & Mulas, D. (2024). *Cost of wind energy review: 2024 edition.* <https://research-hub.nrel.gov/en/publications/cost-of-wind-energy-review-2024-edition>
- [29] Übertragungsnetzbetreiber. (2023). *Netzentwicklungsplan strom 2037 mit ausblick 2045*
- [30] Wikipedia. (2023). *North Hoyle Offshore Wind Farm.*
- [31] Wind Energy. *Common floater types for wind turbines*
- [32] WindSeeG. (2017). *Offshore wind energy act*

- [33] Yun Jae, K., Jin-wook, C., Jinseok, L., & Sung Woong, C. (2024).

Foundation types of fixed offshore wind turbine.

<https://www.joet.org/m/journal/view.php?number=3133>