

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA  
INDUSTRIAL [MII 19] – (ADE-MUII)

TRABAJO FIN DE MÁSTER  
**VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA UN  
PARQUE EÓLICO OFFSHORE CON  
TECNOLOGÍA FLOTANTE EN ESPAÑA:  
INTEGRACIÓN DE ASPECTOS TÉCNICOS,  
SOCIOAMBIENTALES Y FINANCIEROS.**

Autor: Eduardo Pérez Arévalo

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE CON  
TECNOLOGÍA FLOTANTE EN ESPAÑA: INTEGRACIÓN DE ASPECTOS TÉCNICOS,  
SOCIOAMBIENTALES Y FINANCIEROS. en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad  
Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/2025 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.: Eduardo Pérez Arévalo

Fecha: 29/07/2024



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



2024.09.16  
08:53:28 +10'00'

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez Fecha:

# **VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA PARA UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE CON TECNOLOGÍA FLOTANTE EN ESPAÑA: INTEGRACIÓN DE ASPECTOS TÉCNICOS, SOCIOAMBIENTALES Y FINANCIEROS.**

Autor: Pérez Arévalo, Eduardo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

## **RESUMEN DEL PROYECTO**

### **1. Introducción**

El presente trabajo de fin de máster se centra en la evaluación de la viabilidad técnico-económica de un parque eólico offshore con tecnología flotante en España. El estudio se estructura en varias secciones. Primero, se analiza el contexto energético global y local, examinando la geopolítica mundial y su impacto en las energías renovables, con un enfoque en la energía eólica. También se revisa el desarrollo de las energías renovables a nivel mundial y europeo, y se evalúa la situación energética actual de España, su infraestructura eléctrica y sus objetivos nacionales de energía renovable, así como la tecnología eólica marina y su desarrollo en el país.

A continuación, se enfoca en el diseño del parque eólico offshore, considerando aspectos sociales y ambientales, con el objetivo de encontrar el emplazamiento óptimo basado en una comparación exhaustiva de distintas opciones. La siguiente sección examina las diferentes tecnologías de turbinas eólicas disponibles y selecciona la más adecuada para el proyecto, detallando el diseño de la plataforma flotante SPAR con cálculos de estabilidad y flotabilidad. Además, se aborda brevemente la conexión del parque eólico con la red eléctrica, describiendo los tipos de cables utilizados.

Se incluye una evaluación económica del proyecto donde se detallan los costes de instalación y operativos, así como los ingresos operativos esperados, explorando las opciones de financiación disponibles. También se presenta el modelo financiero desarrollado para evaluar la viabilidad del parque eólico, describiendo las suposiciones del modelo y los resultados obtenidos.

Finalmente, se discute cómo el proyecto contribuye a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), destacando su impacto positivo en la descarbonización de la economía, la creación de empleo y el desarrollo tecnológico.

## 2. Metodología

- A. Selección de emplazamiento:** se utilizó el Global Wind Atlas, junto con el Sistema de Información Geográfica del Banco de Datos de la Naturaleza (BDN), para identificar un emplazamiento adecuado y permitido que maximice la producción del parque eólico.
- B. Selección de turbina:** Uso de catálogos de distintas empresas manufactureras para encontrar la turbina que mejor se ajusta en términos de potencia, teniendo en cuenta la velocidad del viento estimada para el emplazamiento seleccionado.
- C. Elección y diseño de plataforma SPAR:** se aplicaron fórmulas de mecánica y fluidos para analizar los momentos y centros de gravedad, con el fin de verificar que se cumplen las condiciones de estabilidad y flotabilidad de la plataforma SPAR.
- D. Disposición del Parque Eólico.** Con el objetivo de reducir el efecto estela que reduce la eficiencia del parque, se ha decidido dejar una distancia entre aerogenerador, en la dirección del viento, de 8 veces el diámetro de la turbina, y, de 4 veces en la dirección perpendicular.
- E. Diseño de los cables para el conexionado eléctrico:** cálculo de la sección de los cables siguiendo criterios de máxima intensidad admisible, máxima caída de tensión y corriente de cortocircuito, además de realizar un análisis de las pérdidas.
- F. Cálculo del Yield:** se determinó el rendimiento energético del parque a partir del cálculo de las frecuencias relativas, utilizando datos históricos proporcionados por Puertos del Estado.
- G. Análisis de Viabilidad Económica:** desarrollo de un modelo financiero en Excel, que incluye circularidades, escenarios y sensibilidades, para evaluar la rentabilidad del proyecto.

## 3. Resultados

### A. Selección de emplazamiento

Analizando tres zonas de las costas españolas, identificadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y las legislaciones correspondientes como potenciales emplazamientos, se ha obtenido la siguiente tabla comparativa.

- ZONA I. [43.818675°, -8.613281°]
- ZONA II. [36.63757°, -3.032227°]
- ZONA III. [42.187829°, 3.361816°]

	Galicia (I)	Almería (II)	Cataluña (III)
Profundidad (m)	199	266	<b>131</b>
Distancia a costa (m)	35.922,21	11.893,50	<b>10.082,91</b>
Velocidad del viento (m/s)	10	7,63	<b>10,64</b>
Rango velocidades (m/s)	<b>9.98 - 10</b>	7,45 - 7,65	10,45 - 10,70
Rosa de frecuencias	<b>Favorable</b>	<b>Favorable</b>	Dispersa
Densidad m.p. (W/m2)	1.136	895	<b>1.755</b>
Var. Mensual	<b>0.8 - 1.2</b>	0.8 - 1.4	0.85 - 1.15
Var. Anual	<b>0.95 - 1.10</b>	<b>0.9 - 1.05</b>	<b>0.9 - 1.05</b>

*Tabla 1. Resultados - Tabla Comparativa de Zonas Emplazamiento.*

Al evaluar las opciones, la Zona III [42.187829°, 3.361816°], frente a la provincia de Gerona, destaca claramente. Aunque presenta cierta intermitencia y variabilidad respecto a la Zona I, sus condiciones eólicas y densidad de potencia son muy favorables, además de contar con una distancia a la costa ventajosa. La ubicación en Cataluña aporta beneficios adicionales, dada su prosperidad económica y su liderazgo en tecnología e innovación, lo que podría facilitar el proyecto y su mantenimiento, así como la negociación de contratos de compra de energía. Además, la cercanía al puerto de Barcelona optimiza las tareas logísticas, como el transporte de equipamiento, mejorando la viabilidad y eficiencia del proyecto.

### **B. Selección de turbina**

Se ha seleccionado la turbina Vestas (MHI Vestas Offshore V164-8.0 MW) por ser un modelo ampliamente probado y rentable, que se ajusta perfectamente a las velocidades de viento previstas en el proyecto, entre 10.07 y 10.76 m/s. Este modelo ofrece un rendimiento superior en comparación con otras turbinas evaluadas, destacando en términos de eficiencia y fiabilidad. La experiencia operativa de Vestas y su reconocimiento en el mercado también facilitan la obtención de financiación y aseguran una distribución y operación óptimas, además de ser recomendada para tecnología offshore.

### **C. Elección y diseño de plataforma SPAR**

La plataforma SPAR ha sido seleccionada debido a su adaptabilidad a grandes profundidades, ya que la profundidad de aproximadamente 130 metros se encuentra en el rango óptimo para su uso. Su diseño ofrece estabilidad superior en condiciones marítimas adversas, como vientos y olas variables, lo que garantiza una operatividad eficiente de las turbinas eólicas.

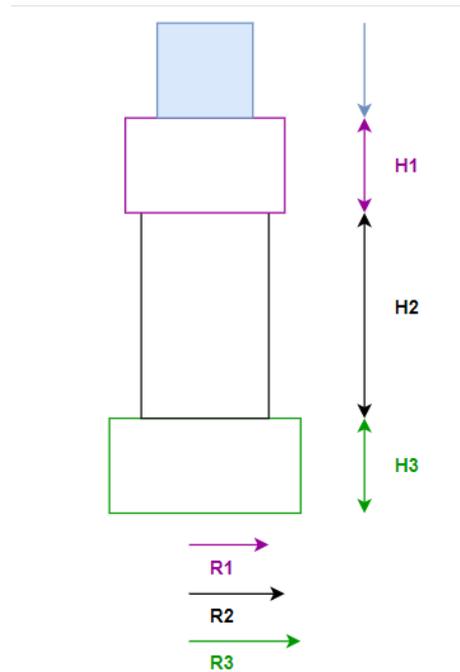


Ilustración 1. Resultados - Plataforma SPAR.

Para asegurar la estabilidad de la plataforma, se deben realizar cálculos que comparen el momento que ejercen las olas sobre ella con el momento de estabilidad de la propia estructura. Estos cálculos son cruciales para garantizar que la plataforma pueda resistir las fuerzas del entorno marino y mantener su integridad estructural.

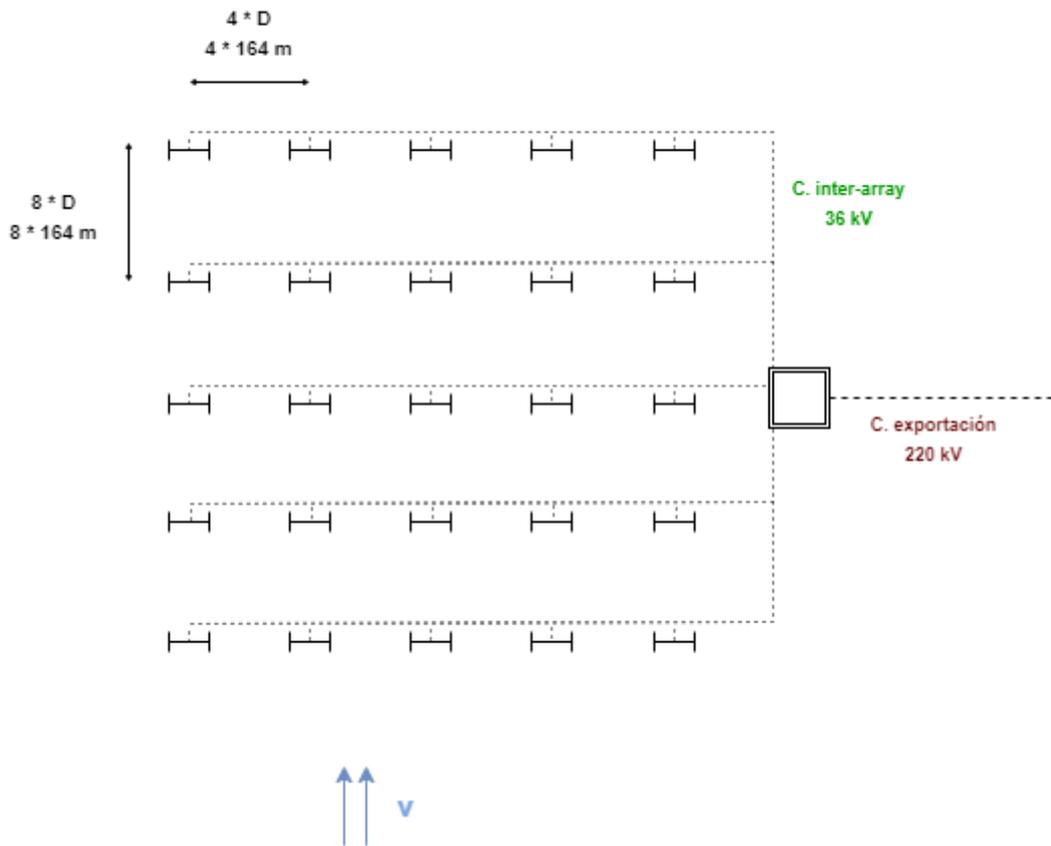
Las comprobaciones necesarias incluyen: [i] el empuje debe ser mayor o igual al peso total del objeto, [ii] la altura del metacentro debe ser mayor o igual a la altura del centro de gravedad, y [iii] el momento generado por las olas debe ser mayor o igual al momento de estabilización. Estos ajustes se traducen en una serie de inecuaciones que permiten diseñar y determinar los parámetros óptimos para la plataforma.

Parámetros			
SPAR	Cilindro 1	Cilindro 2	Cilindro 3
M (m)	400	700	600 + 25.000
D (m)	8	5	10
H (m)	5	50	10

Tabla 2. Resultados - Parámetros SPAR.

#### D. Disposición del Parque Eólico.

Se ha diseñado el parque respetando las distancias recomendadas.



*Ilustración 2. Resultados - Disposición del Parque Eólico.*

### **E. Diseño de los cables para el conexionado eléctrico**

Ambas secciones han sido calculadas de manera que se cumple el criterio de máxima intensidad admisible, el criterio de máxima caída de tensión (5%) y el criterio de cortocircuito.

En el caso de la intensidad máxima admisible ha sido necesario aplicar factores de corrección relativos a la profundidad de la instalación, la resistividad térmica del terreno, la distancia entre cables tripolares y la temperatura de la instalación,

- Cables Inter-array: Estos cables conectan las turbinas eólicas entre sí y con la subestación offshore. Se ha optado por cables submarinos con una tensión de 35 kV (AC), fabricados con material de aluminio y XLPE (Polietileno Reticulado) para asegurar flexibilidad, resistencia a la abrasión y corrosión marina. La sección elegida es de 120 mm<sup>2</sup>.

***XLPE 1x(3x120) mm<sup>2</sup> AL A2X(FL)2YRAA***

- Cables de Exportación: Para transmitir la energía desde la subestación offshore a la red eléctrica en tierra firme, se han seleccionado cables de cobre con una tensión de 220 kV (AC o DC). El material de cobre se ha elegido por su superior conductividad térmica y resistencia a la corrosión, cruciales para largas distancias. La sección de los cables es de 2x300 mm<sup>2</sup>.

***XLPE 2x(3x300) mm<sup>2</sup> AL (A)2X(F)K2YRAA***

Se ha confiado en NKT, una empresa reconocida en el sector, para proporcionar cables personalizados que se adapten a las condiciones uniformes de esta zona.

En el análisis de pérdidas, se ha sobredimensionado usando la intensidad máxima admisible, resultando en un total de 0,11% para los cables de exportación y 0,73% para los cables inter-array. Estos valores reflejan pérdidas mínimas y se encuentran dentro de un rango aceptable, asegurando la eficiencia y viabilidad del proyecto.

#### **F. Cálculo del Yield**

El cálculo del yield se ha realizado utilizando datos históricos proporcionados por Puertos del Estado y aplicando un factor de corrección, ya que dichos datos corresponden a 100 metros de altitud, mientras que los aerogeneradores utilizados operan a 150 metros.

Rendimiento Óptimo	1.892.160,00	MWh
Producción obtenida	666.084,12	MWh
Producción ajustada	732.692,53	MWh
<b>Factor de carga</b>	<b>39%</b>	

*Ilustración 3. Resultados - Yield. Fuente: elaboración propia.*

#### **G. Análisis de Viabilidad Económica**

Se ha establecido una tasa impositiva del 25% y un costo promedio ponderado de capital (WACC) del 8%, considerando los riesgos tecnológicos y operativos asociados con la energía eólica offshore flotante. Los ingresos del proyecto provienen del Power Purchase Agreement (PPA) y del subsidy feed-in tariff.

El análisis preeliminar revela que, sin subsidios, el proyecto no sería financieramente viable, con un déficit de -263,79 M€. Esto indica que, en ausencia de ayudas, la tecnología no es rentable por sí sola en el contexto actual.

Por tanto, se ha optado por desarrollar un caso base que incorpora cantidades medias de subsidios, como el feed-in tariff y el subsidy grant:

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

	<i>Units</i>	<i>Values</i>
<b>BASIC ASSUMPTIONS</b>		
Contract Date	<i>Date</i>	01/01/2023
Construction Start Date	<i>Date</i>	01/01/2024
Construction Duration	<i>years</i>	5
Operation Duration	<i>years</i>	27
Number of Turbines	<i>units</i>	25
Power	<i>MW</i>	8
Capacity Factor	<i>%</i>	39%
PPA Contract	<i>€/MWh</i>	60
<b>COSTS</b>		
<u>Capex</u>	<i>€/MWh</i>	99,9
Turbine	<i>€/MWh</i>	32,9
Development and Permits	<i>€/MWh</i>	1,9
Engineering and design	<i>€/MWh</i>	0,2
Substructure and Foundation	<i>€/MWh</i>	33,1
Electrical Infrastructure	<i>€/MWh</i>	22,4
Assembly and Installation	<i>€/MWh</i>	5,4
Insurance during Construction	<i>€/MWh</i>	1,1
Decomissioning and recycling	<i>€/MWh</i>	2,9
<u>Opex</u>	<i>€/MWh</i>	26
Maintenance and repair	<i>€/MWh</i>	16,9
Operations	<i>€/MWh</i>	9
Administrative expenses	<i>€/MWh</i>	0,1
<b>PROJECT FINANCING</b>		
Base Interest Rate	<i>per year</i>	1,84%
Fixed Rate Margin	<i>per year</i>	2,50%
Arrangement fee	<i>per year</i>	1,50%
Engagement fee	<i>of margin</i>	0,50%
Gearing	<i>%</i>	60%
Inflation	<i>%</i>	2%
<b>SUBSIDIES</b>		
Subsidy (feed-in tariff)	<i>€/MWh</i>	<b>50</b>
Investment grant	<i>%</i>	<b>15%</b>

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

<b>EXTRA INPUTS</b>			
Tax Rate		%	25%
Interest Rate / Wacc		%	8%
Annual hours		N	8760

*Tabla 3. Resultados - Inputs Caso Base.*

En este caso base, el proyecto muestra un Valor Actual Neto (NPV) de 31,30 millones de euros y una Tasa Interna de Retorno (IRR) del 9,39%. En el escenario unlevered, el NPV asciende a 1.076,90 millones de euros con una IRR del 7,61%. Estos resultados subrayan la importancia del financiamiento en la estructura del proyecto, demostrando cómo el apalancamiento puede aumentar el valor para los inversores, aunque también introduce riesgos adicionales.

El modelo incluye cálculos detallados de los costos de capital (Capex), la estimación de fees asociadas a la deuda, y la estructura de capital (que depende directamente del gearing establecido). La circularidad en el modelo permite ajustar de forma iterativa las estimaciones de deuda y fees para alinear todas las componentes financieras del proyecto. Además, se ha incorporado el Debt Service Coverage Ratio (DSCR), que se mantiene por encima de 1.86, asegurando que los flujos de efectivo sean suficientes para cubrir el servicio de la deuda.

Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	01
Bop	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031	01
Eop	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31
<b>NPV - Equity</b>										
Initial Investment	-	-32,89	-135,83	-60,70	-	-	-	-	-	-
CFAE	-	-	-	-	-	-0,01	33,46	33,17	32,87	-
	-	-32,89	-135,83	-60,70	-	-0,01	33,46	33,17	32,87	-
<b>NPV</b>	<b>31,30</b>									
<b>IRR</b>	<b>9,39%</b>									
<b>NPV - Debt Unlevered</b>										
EBIT	-	-	-	-	-	-	35,35	35,05	34,75	-
Tax	-	-	-	-	-	-	8,84	8,76	8,69	-
D&A	-	-	-	-	-	-	24,99	24,99	24,99	-
Change in Working Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	-	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-	-	-	-
Unlevered Free Cash Flow	-	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	69,17	68,80	68,43	-
<b>NPV - Unlevered</b>	<b>1.076,90</b>									
<b>IRR - Unlevered</b>	<b>7,61%</b>									

*Ilustración 4. Resultados - Análisis económico Caso Base.*

Exceptuando las aportaciones de capital iniciales, se observa una falta de generación de ingresos.

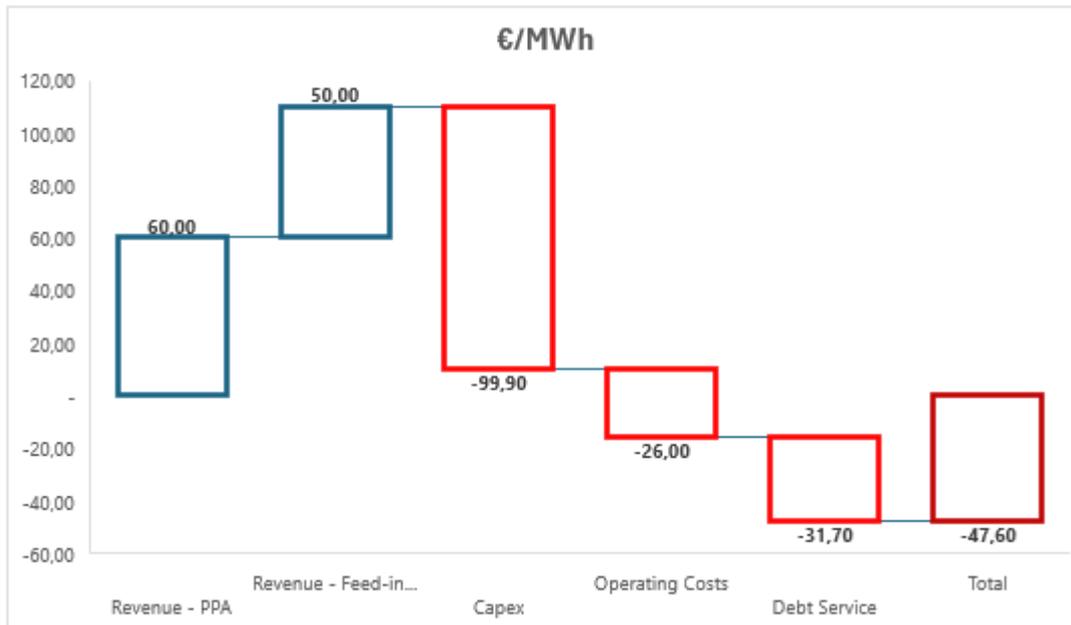


Ilustración 5. Resultados - Costes e Ingresos.

Dada la trascendencia de las ayudas estatales para la consecución del proyecto, se aporta una tabla de sensibilidades que evalúa los resultados del caso base en función del nivel de subsidios:

IRR		Grant					
Subsidy feed-in tariff		9,39%	40	45	50	55	60
	5,00%		5,56%	6,44%	7,25%	8,01%	8,72%
	10,00%		6,57%	7,45%	8,26%	9,03%	9,76%
	15,00%		7,67%	8,56%	9,39%	10,17%	10,92%
	20,00%		8,90%	9,81%	10,67%	11,48%	12,25%
	25,00%		10,14%	11,06%	11,93%	12,76%	13,55%

Gearing	60%
Wacc	8%

NPV (M€)		Grant					
Subsidy feed-in tariff		31,31	40	45	50	55	60
	5,00%		-57,03	-37,95	-18,90	0,17	19,24
	10,00%		-31,81	-12,74	6,33	25,40	44,46
	15,00%		-6,85	12,23	31,30	50,36	69,42
	20,00%		17,82	36,90	55,98	75,03	94,11
	25,00%		40,03	59,09	78,17	97,24	116,30

Ilustración 6. Resultados - Tabla de Sensibilidades.

#### 4. Conclusiones

- **Desafíos Logísticos y Técnicos en Entornos Marinos.** El hecho de ubicar el proyecto en el mar ha complicado significativamente el proceso de encontrar soluciones adecuadas en este TFM, incluyendo el diseño, los cálculos de estabilidad y la selección de materiales y componentes óptimos para soportar las condiciones marinas.
- **Ventajas de las Condiciones Marinas.** A pesar de todos los desafíos logísticos y de diseño, las condiciones en el mar, en comparación con la tecnología onshore, son significativamente más favorables.
- **Contexto de España en Energía Eólica Marina.** A pesar de que España tiene condiciones óptimas para la energía renovable, la eólica offshore marina, debido a las características de sus playas, está destinada a ser implementada mediante mecanismos flotantes y no fijos. Esto implica un nivel de costes mucho mayor, con una diferencia de 50 euros/MWh en el LCOE en la actualidad.
- **Logística y Proximidad.** La distancia a la costa es un factor crucial, ya que una mayor proximidad reduce las pérdidas de transmisión y mejora la eficiencia general del proyecto. Además, menores distancias a la costa abaratarán los costos logísticos, contribuyendo significativamente a la rentabilidad del proyecto.
- **Necesidad de Impulso para Tecnología Offshore Flotante.** El estudio muestra claramente que la tecnología offshore necesita un impulso significativo en forma de ayudas y subsidios. En particular, la tecnología flotante está en una fase mucho más inicial en comparación con la tecnología fija, que ya lleva años operando con éxito en el Mar del Norte.
- **Impacto del Avance Tecnológico.** El avance y desarrollo tecnológico en la eólica marina repercutiría directamente en el coste de capital del proyecto (WACC) y el nivel de gearing viable, dos factores que pueden aumentar significativamente la rentabilidad de estos proyectos en el futuro.
- **Estructura Financiera:** La inclusión de indicadores como el Debt Service Coverage Ratio (DSCR) y la flexibilidad en el modelo financiero mediante

circularidades para ajustar variables clave demuestra la importancia de una estructura adaptable en el modelo.

## **TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY FOR AN OFFSHORE WIND FARM WITH FLOATING TECHNOLOGY IN SPAIN: INTEGRATION OF TECHNICAL, SOCIO-ENVIRONMENTAL, AND FINANCIAL ASPECTS.**

Author: Pérez Arévalo, Eduardo.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

### **ABSTRACT**

#### **1. Introduction**

This master's thesis focuses on evaluating the technical-economic feasibility of an offshore wind farm with floating technology in Spain. The study is structured into several sections. First, it analyzes the global and local energy context, examining global geopolitics and its impact on renewable energies, with a focus on wind energy. It also reviews the development of renewable energies at the global and European levels and assesses Spain's current energy situation, its electrical infrastructure, and its national renewable energy objectives, as well as offshore wind technology and its development in the country.

Next, the focus shifts to the design of the offshore wind farm, considering social and environmental aspects, with the aim of finding the optimal location based on a thorough comparison of different options. The following section examines the various available wind turbine technologies and selects the most suitable one for the project, detailing the design of the SPAR floating platform with stability and buoyancy calculations. Additionally, it briefly addresses the connection of the wind farm to the electrical grid, describing the types of cables used.

An economic evaluation of the project is included, detailing installation and operational costs, as well as expected operational revenues, and exploring the available financing options. The financial model developed to assess the feasibility of the wind farm is also presented, describing the model's assumptions and the results obtained.

Finally, the thesis discusses how the project contributes to the Sustainable Development Goals (SDGs), highlighting its positive impact on the decarbonization of the economy, job creation, and technological development.

## 2. Methodology

- A. Site Selection:** The Global Wind Atlas, along with the Geographic Information System of the Nature Data Bank (BDN), was used to identify a suitable and permissible site that maximizes the wind farm's production.
- B. Turbine Selection:** Catalogs from various manufacturing companies were used to find the turbine that best fits in terms of power, taking into account the estimated wind speed for the selected site.
- C. Choice and Design of SPAR Platform:** Formulas from mechanics and fluid dynamics were applied to analyze the moments and centers of gravity, in order to verify that the SPAR platform's stability and buoyancy conditions are met.
- D. Wind Farm Layout:** To reduce the wake effect that decreases the wind farm's efficiency, it has been decided to leave a distance between wind turbines of 8 times the turbine diameter in the wind direction and 4 times in the perpendicular direction.
- E. Design of Electrical Connection Cables:** The cable section was calculated following criteria of maximum allowable intensity, maximum voltage drop, and short-circuit current, in addition to performing a loss analysis.
- F. Yield Calculation:** The energy performance of the wind farm was determined by calculating the relative frequencies using historical data provided by Puertos del Estado.
- G. Economic Feasibility Analysis:** A financial model in Excel was developed, including circularities, scenarios, and sensitivities, to evaluate the project's profitability.

## 3. Results

### A. Site Selection

Analyzing three zones along the Spanish coasts, identified by the Ministry for the Ecological Transition and the Demographic Challenge and the corresponding legislation as potential sites, the following comparative table has been obtained:

- *ZONE I: [43.818675°, -8.613281°]*

- ZONE II: [36.63757°, -3.032227°]
- ZONE III: [42.187829°, 3.361816°]

	Galicia (I)	Almería (II)	Cataluña (III)
Depth (m)	199	266	<b>131</b>
Distance to shore (m)	35.922,21	11.893,50	<b>10.082,91</b>
Wind Speed (m/s)	10	7,63	<b>10,64</b>
Speed range (m/s)	<b>9.98 - 10</b>	7,45 - 7,65	10,45 - 10,70
Frequency Rose	<b>Favorable</b>	<b>Favorable</b>	Disperses
Power Density (W/m2)	1.136	895	<b>1.755</b>
Monthly Variation	<b>0.8 - 1.2</b>	0.8 - 1.4	0.85 - 1.15
Annual Variation	<b>0.95 - 1.10</b>	<b>0.9 - 1.05</b>	<b>0.9 - 1.05</b>

Tabla 4. Results - Comparative Table of Site Zones.

When evaluating the options, Zone III [42.187829°, 3.361816°], off the coast of the Girona province, stands out clearly. Although it exhibits some intermittency and variability compared to Zone I, its wind conditions and power density are very favorable, and it has an advantageous distance from the coast. The location in Catalonia provides additional benefits due to its economic prosperity and leadership in technology and innovation, which could facilitate the project and its maintenance, as well as the negotiation of power purchase agreements. Additionally, proximity to the Port of Barcelona optimizes logistical tasks, such as equipment transport, enhancing the project's feasibility and efficiency.

## B. Turbine Selection

The Vestas (MHI Vestas Offshore V164-8.0 MW) turbine has been selected due to its proven track record and cost-effectiveness, which perfectly matches the anticipated wind speeds for the project, ranging from 10.07 to 10.76 m/s. This model offers superior performance compared to other evaluated turbines, excelling in efficiency and reliability. Vestas' operational experience and market recognition also facilitate obtaining financing and ensure optimal distribution and operation, making it recommended for offshore technology.

## C. Choice and Design of SPAR Platform

The SPAR platform has been selected due to its adaptability to great depths, as the depth of approximately 130 meters is within the optimal range for its use. Its design

provides superior stability in adverse marine conditions, such as variable winds and waves, ensuring efficient operation of the wind turbines.

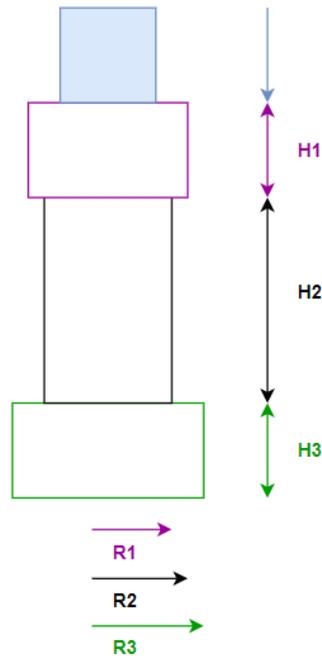


Ilustración 7. Results - SPAR Platform.

To ensure the platform's stability, calculations must be performed to compare the moment exerted by the waves on it with the stability moment of the structure itself. These calculations are crucial to ensure that the platform can withstand the forces of the marine environment and maintain its structural integrity.

The necessary checks include: [i] the buoyancy must be greater than or equal to the total weight of the object, [ii] the height of the metacenter must be greater than or equal to the height of the center of gravity, and [iii] the moment generated by the waves must be greater than or equal to the stabilizing moment. These checks are translated into a series of inequalities that allow for the design and determination of the optimal parameters for the platform.

Parámetros			
SPAR	Cilindro 1	Cilindro 2	Cilindro 3
M (m)	400	700	600 + 25.000
D (m)	8	5	10
H (m)	5	50	10

Tabla 5. Resultados – SPAR Parameters.

#### D. Wind Farm Layout.

The wind farm has been designed in accordance with the recommended distances.

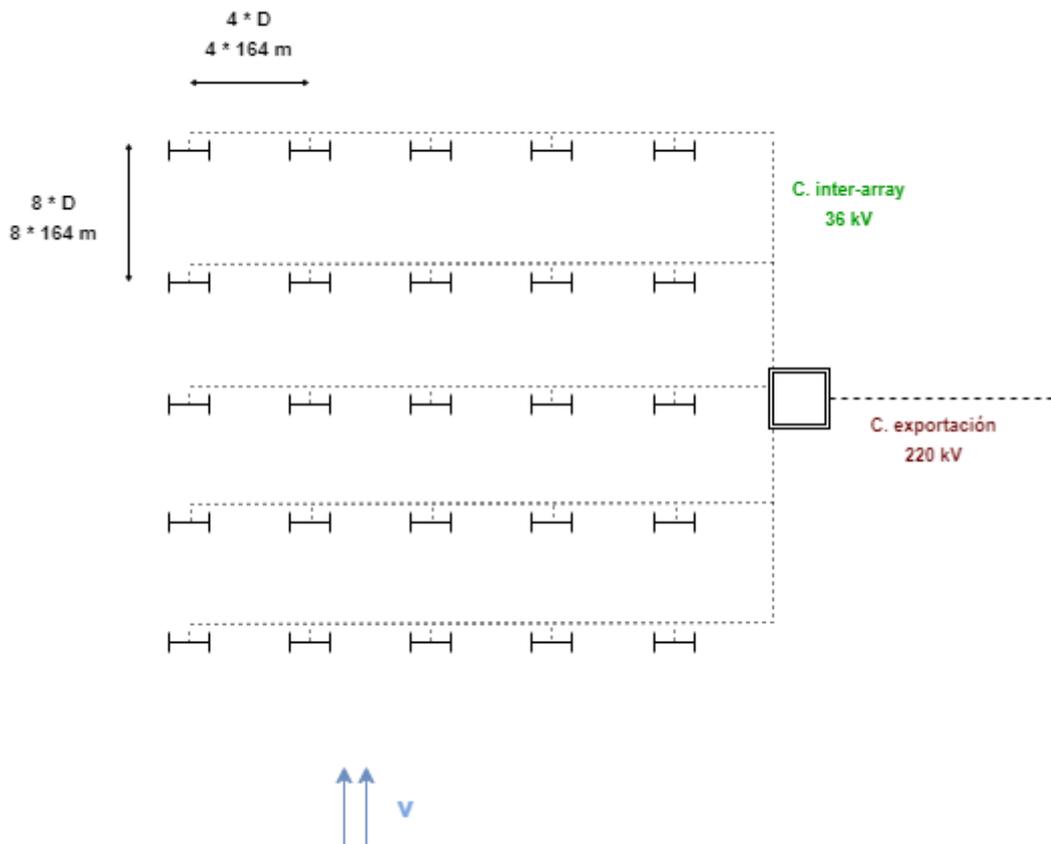


Ilustración 8. Results - Wind Farm Layout. Fuente: elaboración propia.

#### E. Design of Electrical Connection Cables

Both sections have been calculated to meet the criteria for maximum permissible current, maximum voltage drop (5%), and short-circuit criteria.

In the case of the maximum permissible current, it has been necessary to apply correction factors related to the installation depth, the thermal resistivity of the terrain, the distance between tripolar cables, and the installation temperature.

- Inter-array Cables: These cables connect the wind turbines to each other and to the offshore substation. Submarine cables with a voltage of 35 kV (AC) have been chosen, made of aluminum and XLPE (Cross-Linked Polyethylene) to ensure flexibility, abrasion resistance, and marine corrosion resistance. The selected section is  $120 \text{ mm}^2$ .

***XLPE 1x(3x120) mm<sup>2</sup> AL A2X(FL)2YRAA***

- **Export Cables:** To transmit energy from the offshore substation to the onshore electrical grid, copper cables with a voltage of 220 kV (AC or DC) have been selected. Copper was chosen for its superior thermal conductivity and corrosion resistance, crucial for long distances. The cable section is 2x300 mm<sup>2</sup>.

***XLPE 2x(3x300) mm<sup>2</sup> AL (A)2X(F)K2YRAA***

NKT, a recognized company in the sector, has been trusted to provide customized cables that adapt to the uniform conditions of this area.

In the loss analysis, oversizing was applied using the maximum permissible current, resulting in a total loss of 0.11% for the export cables and 0.73% for the inter-array cables. These values reflect minimal losses and fall within an acceptable range, ensuring the project's efficiency and viability.

**F. Yield Calculation**

The yield calculation was performed using historical data provided by Puertos del Estado and applying a correction factor, as this data corresponds to an altitude of 100 meters, while the wind turbines used operate at 150 meters.

Optimal Performance	1.892.160,00	<i>MWh</i>
Actual Production	666.084,12	<i>MWh</i>
Adjusted Production	732.692,53	<i>MWh</i>
<b>Capacity Factor</b>	<b>39%</b>	

*Ilustración 9. Results - Yield.*

**G. Economic Feasibility Analysis**

A tax rate of 25% and a weighted average cost of capital (WACC) of 8% have been established, considering the technological and operational risks associated with floating offshore wind energy. Project revenues come from the Power Purchase Agreement (PPA) and the subsidy feed-in tariff.

The preliminary analysis reveals that, without subsidies, the project would not be financially viable, with a deficit of -263.79 million euros. This indicates that, in the absence of financial aids, the technology is not profitable on its own in the current context.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
 MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Therefore, a base case has been developed that incorporates average amounts of subsidies, such as the feed-in tariff and the subsidy grant:

	<i>Units</i>	<i>Values</i>
<b>BASIC ASSUMPTIONS</b>		
Contract Date	<i>Date</i>	01/01/2023
Construction Start Date	<i>Date</i>	01/01/2024
Construction Duration	<i>years</i>	5
Operation Duration	<i>years</i>	27
Number of Turbines	<i>units</i>	25
Power	<i>MW</i>	8
Capacity Factor	<i>%</i>	39%
PPA Contract	<i>€/MWh</i>	60
<b>COSTS</b>		
<u>Capex</u>	<i>€/MWh</i>	99,9
Turbine	<i>€/MWh</i>	32,9
Development and Permits	<i>€/MWh</i>	1,9
Engineering and design	<i>€/MWh</i>	0,2
Substructure and Foundation	<i>€/MWh</i>	33,1
Electrical Infrastructure	<i>€/MWh</i>	22,4
Assembly and Installation	<i>€/MWh</i>	5,4
Insurance during Construction	<i>€/MWh</i>	1,1
Decomissioning and recycling	<i>€/MWh</i>	2,9
<u>Opex</u>	<i>€/MWh</i>	26
Maintenance and repair	<i>€/MWh</i>	16,9
Operations	<i>€/MWh</i>	9
Administrative expenses	<i>€/MWh</i>	0,1
<b>PROJECT FINANCING</b>		
Base Interest Rate	<i>per year</i>	1,84%
Fixed Rate Margin	<i>per year</i>	2,50%
Arrangement fee	<i>per year</i>	1,50%
Engagement fee	<i>of margin</i>	0,50%
Gearing	<i>%</i>	60%
Inflation	<i>%</i>	2%

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

<b>SUBSIDIES</b>		
Subsidy (feed-in tariff)	€/MWh	<b>50</b>
Investment grant	%	<b>15%</b>
<b>EXTRA INPUTS</b>		
Tax Rate	%	25%
Interest Rate / Wacc	%	8%
Annual hours	N	<b>8760</b>

*Tabla 6. Results - Inputs Case Base.*

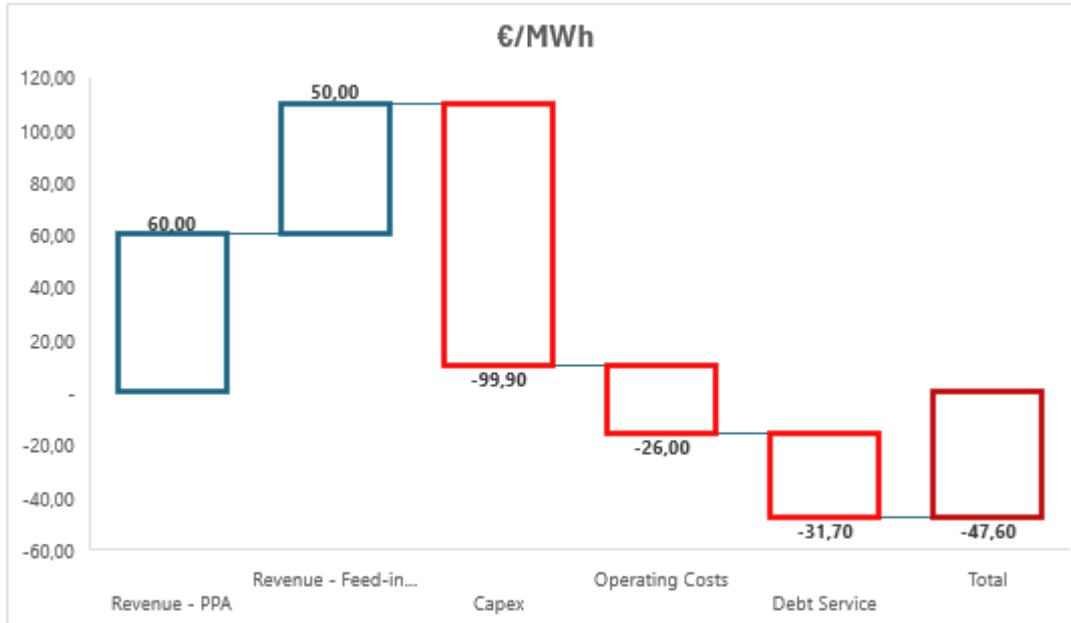
In this base case, the project shows a Net Present Value (NPV) of 31,30 million euros and an Internal Rate of Return (IRR) of 9,39%. In the unlevered scenario, the NPV rises to 1.076,90 million euros with an IRR of 7,61%. These results underscore the importance of financing in the project's structure, demonstrating how leverage can enhance value for investors, although it also introduces additional risks.

The model includes detailed calculations of capital expenditures (Capex), estimates of debt-related fees, and the capital structure (which directly depends on the established gearing). The circularity in the model allows for iterative adjustments of debt and fee estimates to align all financial components of the project. Additionally, the Debt Service Coverage Ratio (DSCR) has been incorporated, remaining above 1.86, ensuring that cash flows are sufficient to cover debt service.

Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Bop	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031	01/01/2031
Eop	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2031
<b>NPV - Equity</b>										
Initial Investment	-	-32,89	-135,83	-60,70	-	-	-	-	-	-
CFAE	-	-	-	-	-	-0,01	33,46	33,17	32,87	-
		-32,89	-135,83	-60,70	-	-0,01	33,46	33,17	32,87	-
<b>NPV</b>	<b>31,30</b>									
<b>IRR</b>	<b>9,39%</b>									
<b>NPV - Debt Unlevered</b>										
EBIT	-	-	-	-	-	-	35,35	35,05	34,75	-
Tax	-	-	-	-	-	-	8,84	8,76	8,69	-
D&A	-	-	-	-	-	-	24,99	24,99	24,99	-
Change in Working Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	-	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-	-	-	-
Unlevered Free Cash Flow	-	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	69,17	68,80	68,43	-
<b>NPV - Unlevered</b>	<b>1.076,90</b>									
<b>IRR - Unlevered</b>	<b>7,61%</b>									

*Ilustración 10. Results - Financial Analysis Case Base.*

Except for the initial capital contributions, there is a lack of revenue generation.



*Ilustración 11. Results - Costs and Revenues.*

Given the significance of state aids for the project's success, a sensitivity table is provided that evaluates the base case results based on the level of subsidies:

IRR	Grant	40	45	50	55	60
Subsidy feed-in tariff	9,39%					
	5,00%	5,56%	6,44%	7,25%	8,01%	8,72%
	10,00%	6,57%	7,45%	8,26%	9,03%	9,76%
	15,00%	7,67%	8,56%	9,39%	10,17%	10,92%
	20,00%	8,90%	9,81%	10,67%	11,48%	12,25%
	25,00%	10,14%	11,06%	11,93%	12,76%	13,55%

NPV (M€)	Grant	40	45	50	55	60
Subsidy feed-in tariff	31,31					
	5,00%	-57,03	-37,95	-18,90	0,17	19,24
	10,00%	-31,81	-12,74	6,33	25,40	44,46
	15,00%	-6,85	12,23	31,30	50,36	69,42
	20,00%	17,82	36,90	55,98	75,03	94,11
	25,00%	40,03	59,09	78,17	97,24	116,30

Gearing	60%
Wacc	8%

*Ilustración 12. Results - Sensitivity Table.*

## 4. Conclusions

- **Logistical and Technical Challenges in Marine Environments:** The fact that the project is located at sea has significantly complicated the process of finding suitable solutions in this thesis, including design, stability calculations, and the selection of optimal materials and components to withstand marine conditions.
- **Advantages of Marine Conditions:** Despite all the logistical and design challenges, marine conditions are significantly more favorable compared to onshore technology.
- **Spain's Context in Offshore Wind Energy:** Although Spain has optimal conditions for renewable energy, offshore wind energy, due to the characteristics of its coastlines, is intended to be implemented using floating mechanisms rather than fixed ones. This entails much higher costs, with a current difference of 50 euros/MWh in the Levelized Cost of Energy (LCOE).
- **Logistics and Proximity:** The distance to the shore is a crucial factor, as closer proximity reduces transmission losses and improves the overall efficiency of the project. Additionally, shorter distances to the shore reduce logistical costs, significantly contributing to the project's profitability.
- **Need for Boost for Floating Offshore Technology:** The study clearly shows that offshore technology needs significant support in the form of aids and subsidies. In particular, floating technology is in a much more initial stage compared to fixed technology, which has been successfully operating for years in the North Sea.
- **Impact of Technological Advancement:** Technological advancement and development in offshore wind energy would directly impact the project's cost of capital (WACC) and the viable level of gearing, two factors that could significantly increase the profitability of these projects in the future.
- **Financial Structure:** The inclusion of indicators such as the Debt Service Coverage Ratio (DSCR) and the flexibility in the financial model through circularities to adjust key variables demonstrates the importance of an adaptable structure in the model.

## ÍNDICE

1.	Introducción .....	29
1.1.	Introducción.....	29
1.2.	Motivación del proyecto .....	30
2.	Contexto Energético y Geopolítico .....	31
2.1.	Geopolítica Mundial.....	31
2.2.	Desarrollo de las Energías Renovables .....	37
2.3.	Contexto Energético Español.....	40
2.3.1.	Infraestructura eléctrica .....	42
2.4.	Tecnología Eólica .....	43
2.4.1.	Tecnología Eólica Marina .....	46
2.4.2.	Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar en España .....	48
2.4.3.	Plataforma marina: cimentación fija y flotante .....	50
2.4.4.	Tipos de Plataformas Flotantes .....	52
3.	Diseño del Parque Eólico Offshore.....	55
3.1.	Consideraciones sociales y ambientales .....	55
3.1.1.	Sistema de Información Geográfica del Banco de Datos de la Naturaleza (BDN).....	55
3.1.2.	Actividades Pesqueras .....	58
3.1.3.	Zonificación litoral.....	60
3.2.	Potenciales Emplazamientos .....	61
3.2.1.	Zona Noratlántica .....	62
3.2.2.	Zona Levantino-balear.....	64
3.2.3.	Estrecho y Alborán.....	65
3.2.4.	Zona Suratlántica .....	66
3.2.5.	Zona Canaria .....	67
3.3.	Selección de Emplazamiento .....	69
3.3.1.	ZONA I. [43.818675°, -8.613281°].....	69
3.3.2.	ZONA II. [36.63757°, -3.032227°] .....	73
3.3.3.	ZONA III. [42.187829°, 3.361816°] .....	77
3.3.4.	Tabla Comparativa Emplazamiento .....	81
3.4.	Selección de la turbina eólica .....	81
3.5.	Tecnología flotante.....	84
3.5.1.	Plataformas Multicuerpo (Barge).....	84

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

3.5.2.	<i>Semisumergibles</i> .....	85
3.5.3.	<i>Plataformas Spar</i> .....	85
3.5.4.	<i>Plataformas TLP (Tension Leg Platform)</i> .....	86
3.6.	Elección y Diseño Plataforma SPAR .....	86
3.6.1.	Parámetros Iniciales y Diseño Principal .....	87
3.6.2.	Cálculos de Estabilidad.....	89
3.6.3.	Condición de Flotabilidad .....	89
3.6.4.	Condición de Estabilidad .....	90
3.6.5.	Análisis del momento inducido por las olas.....	94
3.6.6.	Tabla Parámetros Plataforma .....	95
3.7.	Efecto Estela: Disposición del Parque Eólico.....	95
3.8.	Conexión con la red eléctrica.....	97
3.8.1.	Cables Inter-array.....	98
3.8.2.	Cables de Exportación .....	104
3.8.3.	Tabla de Cables Seleccionados.....	106
3.8.4.	Análisis de Pérdidas .....	107
3.9.	Energía Obtenida .....	108
3.9.1.	Datos de Viento .....	108
3.9.2.	Yield .....	111
4.	Análisis de Viabilidad Económica .....	115
4.1.	Levelized Cost of Energy Breakdown.....	115
4.1.1.	CAPEX (Costos de Inversión) .....	117
4.1.2.	OPEX (Costos de Operación) .....	119
4.2.	Ingresos operativos .....	119
4.3.	Financiación del parque .....	121
5.	Modelo del Proyecto.....	123
5.1.	Assumptions del modelo.....	123
5.2.	Flags .....	124
5.3.	Construcción .....	124
5.4.	Operación .....	126
5.5.	Amortización .....	126
5.6.	Cash Flow Statement.....	127
5.7.	Resultados del modelo económico .....	128
5.7.1.	Caso Base .....	129

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

5.7.2.	Ingresos y Costes Operativos.....	131
5.7.3.	Tabla de sensibilidades: Subsidios.....	132
6.	Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	133

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Resultados - Plataforma SPAR. ....	6
Ilustración 2. Resultados - Disposición del Parque Eólico. ....	7
Ilustración 3. Resultados - Yield. Fuente: elaboración propia. ....	8
Ilustración 4. Resultados - Análisis económico Caso Base. ....	10
Ilustración 5. Resultados - Costes e Ingresos. ....	11
Ilustración 6. Resultados - Tabla de Sensibilidades. ....	11
Ilustración 7. Results - SPAR Platform. ....	16
Ilustración 8. Results - Wind Farm Layout. Fuente: elaboración propia. ....	17
Ilustración 9. Results - Yield. ....	18
Ilustración 10. Results - Financial Analysis Case Base. ....	20
Ilustración 11. Results - Costs and Revenues. ....	21
Ilustración 12. Results - Sensitivity Table. ....	21
Ilustración 13. Sensibilidad de las energías renovables a los tipos de interés. Fuente: WoodMackenzie ....	32
Ilustración 14. Demanda de petróleo mundial. Fuente: iea. ....	34
Ilustración 15. Demanda de carbón mundial 2000-2050. Fuente: iea. ....	35
Ilustración 16. Demanda de gas natural mundial 2000-2050. Fuente: iea. ....	35
Ilustración 17. Previsiones de demanda por tecnología. Fuente: (bp , 2023) ....	37
Ilustración 18. Objetivos Mix Energético Mundial. Fuente: IRENA. ....	38
Ilustración 19. Objetivos de Electrificación Global. Fuente: IRENA. ....	38
Ilustración 20. Porcentaje de Energías Renovables en el Mix Energético Mundial. Fuente: iea. ....	39
Ilustración 21. Demanda de bioenergía por sector en el escenario ACE. Fuente: (bp , 2023). ..	40
Ilustración 22. Estructura de la generación de enero de 2024 en España. Fuente: ree. ....	41
Ilustración 23. Crecimiento generación de energía eólica. Fuente: (bp , 2023). ....	43
Ilustración 24. Potencia eólica terrestre y marina país por país en Europa 2023. Fuente: WindEurope. ....	44
Ilustración 25. Spread horario de la generación de energía eólica en Europa. Fuente: (WindEurope, 2024). ....	45
Ilustración 26. Potencial eólico por región. Fuente: GLOBAL WIND ATLAS. ....	48
Ilustración 27. Nuevos parques eólicos marinos en Europa en 2023. Fuente: (WindEurope, 2024). ....	50
Ilustración 28. Potencial de energía eólica marina UE-27- Fuente: JRC. ....	51
Ilustración 29. Plataformas Flotantes. Fuente: Iberdrola. ....	54
Ilustración 30. Tabla de Contenidos BDN. ....	56
Ilustración 31. Red de Áreas Protegidas de la Península Ibérica. Fuente: (gob, 2023). ....	57
Ilustración 32. Red de Áreas Protegidas de las Islas Canarias. Fuente: (gob, 2023). ....	57
Ilustración 33. Clasificación de las zonas marinas. ....	59
Ilustración 34. Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas. Fuente: (gob, 2023). ....	61
Ilustración 35. Zonificación Costera Española. ....	62
Ilustración 36. Zonificación Litoral Noratlántica. ....	63
Ilustración 37. Viento medio anual zona Noratlántica. ....	64
Ilustración 38. Zonificación litoral Levantino Balear. ....	65
Ilustración 39. Zonificación litoral zona Estrecho y Alborán. ....	66

Ilustración 40. Viento medio anual zona Estrecho y Alborán. ....	66
Ilustración 41. Zonificación Litoral Canaria. ....	68
Ilustración 42. Viento medio anual zona Canaria. ....	68
Ilustración 43. Zona I. [43.818675°, -8.613281°]. ....	70
Ilustración 44. Distancia a la costa Zona I. Fuente: Google Earth. ....	70
Ilustración 45. Datos del área Zona I. ....	71
Ilustración 46. Variabilidad de la velocidad del viento mensual Zona I. ....	72
Ilustración 47. Variabilidad de la velocidad del viento anual Zona I. ....	72
Ilustración 48. Zona II. [36.63757°, -3.032227°]. ....	73
Ilustración 49. Distancia a la costa Zona II. Fuente: Google Earth. ....	74
Ilustración 50. Datos del área Zona II. ....	75
Ilustración 51. Variabilidad de la velocidad del viento mensual Zona II. ....	76
Ilustración 52. Variabilidad de la velocidad del viento anual Zona II. ....	76
Ilustración 53. Zona III. [ 42.187829°, 3.361816°]. ....	77
Ilustración 54. Distancia a la costa Zona III. Fuente: Google Earth. ....	78
Ilustración 55. Datos del área Zona III. ....	79
Ilustración 56. Variabilidad de la velocidad del viento Zona III. ....	80
Ilustración 57. Variabilidad de la velocidad del viento anual Zona III. ....	80
Ilustración 58. Comparativas turbinas eólicas wind-turbine-models. ....	82
Ilustración 59. Curva de Potencia V164/8000. ....	83
Ilustración 60. Plataforma SPAR. ....	87
Ilustración 61. Boceto de Dimensiones Plataforma SPAR. ....	88
Ilustración 62. Diagrama de Flotación. ....	93
Ilustración 63. Efecto Estela. ....	95
Ilustración 64. Boceto Disposición del Parque Eólico Offshore. Fuente: elaboración propia. ....	96
Ilustración 65. Comparación AC/DC. ....	98
Ilustración 66. Diseño cable Inter-Array NKT. ....	104
Ilustración 67. Diseño Cable Exportación NKT. ....	106
Ilustración 68. Histograma Velocidad Media Punto SIMAR 2124146. ....	109
Ilustración 69. Rosa de Viento Punto SIMAR 2124146. ....	110
Ilustración 70. Histograma de oleaje Punto Simar 2124146. ....	110
Ilustración 71. Curva de Potencia V 164-8.0. ....	113
Ilustración 72. Comparativa de Costes Energía Eólica. Fuente: (Stehly, Duffy, & Mulas Hernando, 2022). ....	115
Ilustración 73. LCOE Eólica Marina Flotante. Fuente: (Stehly, Duffy, & Mulas Hernando, 2022). ....	116
Ilustración 74. Solve PV Capex. Fuente: elaboración propia. ....	117
Ilustración 75. Capex. Fuente: elaboración propia. ....	119
Ilustración 76. OPEX. Fuente: elaboración propia. ....	119
Ilustración 77. Assumptions del modelo. Fuente: elaboración propia. ....	123
Ilustración 78. Inputs Extra. Fuente: elaboración propia. ....	124
Ilustración 79. Flags del Modelo. Fuente: elaboración propia. ....	124
Ilustración 80. Modelado de la Construcción y los Fondos. Fuente: elaboración propia. ....	126
Ilustración 81. Operación del Parque. Fuente: elaboración propia. ....	126
Ilustración 82. Amortización del Activo. Fuente: elaboración propia. ....	127

Ilustración 83. Cash Flow Statement. Fuente: elaboración propia. ....	128
Ilustración 84. Resultados económicos Caso Base. Fuente: elaboración propia. ....	131
Ilustración 85. Ingresos y Costes. ....	132
Ilustración 86. Gráfico de Cascada: Ingresos y Costes. ....	132
Ilustración 87. Tabla de Sensibilidades. Fuente: elaboración propia. ....	133

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resultados - Tabla Comparativa de Zonas Emplazamiento. ....	5
Tabla 2. Resultados - Parámetros SPAR. ....	6
Tabla 3. Resultados - Inputs Caso Base. ....	10
Tabla 4. Results - Comparative Table of Site Zones. ....	15
Tabla 5. Resultados – SPAR Parameters. ....	16
Tabla 6. Results - Inputs Case Base. ....	20
Tabla 7. Estimaciones icai STEPS 2022-2030. ....	33
Tabla 8. Tabla Comparativa Zonas. ....	81
Tabla 9. Características Turbina MHI Vestas Offshore V164/8000. ....	83
Tabla 10. Valores críticos Fuerza de Empuje. ....	90
Tabla 11. Tabla Parámetros Plataforma SPAR. ....	95
Tabla 12. Factor de corrección por Temperatura del terreno. ....	100
Tabla 13. Factores de corrección Resistividad térmica ( $k \cdot m/W$ ). ....	100
Tabla 14. Factores de corrección Profundidad de instalación (m). ....	100
Tabla 15. Factores de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares. ....	101
Tabla 16. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo. ....	102
Tabla 17. Densidad de corriente de cortocircuito, en A/mm <sup>2</sup> , para conductores de aluminio. ....	103
Tabla 18. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo. [2] ....	105
Tabla 19. Tabla Resumen: Cables Conexión Eléctrico. ....	107
Tabla 20. Resistividad de Materiales a 20°C. ....	107
Tabla 21. Punto Simar. ....	108
Tabla 22. Frecuencia relativa de Velocidades (2014-2024). Fuente: elaboración propia. ....	112
Tabla 23. Vida útil de la planta. ....	112
Tabla 24. Producción Total de Potencia. Fuente: elaboración propia. ....	114
Tabla 25. Factor de carga. Fuente: elaboración propia. ....	115
Tabla 26. Resultados del modelo sin Subsidios. ....	129
Tabla 27. Inputs Caso Base. Fuente: elaboración propia. ....	130

# 1. Introducción

## 1.1. Introducción

El presente trabajo de fin de máster se centra en la evaluación de la viabilidad técnico-económica de un parque eólico offshore con tecnología flotante en España. Para alcanzar este objetivo, el estudio se organiza en varias secciones, cada una abordando diferentes aspectos cruciales del proyecto.

1. Contexto Energético y Geopolítico. Esta sección proporciona un análisis detallado del contexto energético global y local. Se examina la geopolítica mundial y cómo influye en el desarrollo de las energías renovables, haciendo especial énfasis en la energía eólica. Se revisa el desarrollo de las energías renovables a nivel mundial y europeo, destacando las tendencias y proyecciones futuras. En el contexto español, se evalúa la situación energética actual, la infraestructura eléctrica existente y los objetivos nacionales de energía renovable. También se explora la tecnología eólica marina, incluyendo la hoja de ruta para su desarrollo en España y las diferentes plataformas marinas disponibles.
2. Diseño del Parque Eólico Offshore. Esta parte del trabajo se enfoca en el diseño del parque eólico offshore. Se consideran los aspectos sociales y ambientales, utilizando herramientas como el Sistema de Información Geográfica del Banco de Datos de la Naturaleza (BDN) para evaluar el impacto ambiental. Se analizan las actividades pesqueras y la zonificación litoral para determinar los emplazamientos potenciales del parque. Cada zona propuesta es evaluada en detalle, considerando factores como la viabilidad técnica y el impacto ambiental. Finalmente, se selecciona el emplazamiento óptimo basado en una comparación exhaustiva de las distintas opciones.
3. Selección de Tecnología y Diseño de la Plataforma Flotante. Se examinan las diferentes tecnologías de turbinas eólicas disponibles y se selecciona la más adecuada para el proyecto. Se analiza la tecnología flotante, describiendo los distintos tipos de plataformas (Barge, Semisumergibles, Spar, TLP) y sus características. La elección y diseño de la plataforma SPAR se detallan con cálculos de estabilidad y flotabilidad, así como el análisis del momento inducido por las olas. Esta sección incluye una tabla comparativa de los parámetros de la plataforma seleccionada.
4. Conexión con la Red Eléctrica. Se aborda brevemente la conexión del parque eólico con la red eléctrica, describiendo los tipos de cables utilizados (inter-array y de exportación) y presentando una tabla comparativa de las opciones seleccionadas. Se evalúa la infraestructura necesaria para garantizar una conexión eficiente y segura del parque con la red eléctrica nacional.

5. Análisis de Viabilidad Económica. Esta sección se dedica a la evaluación económica del proyecto. Se detallan los costes de instalación (CAPEX) y los costes operativos (OPEX), así como los ingresos operativos esperados del parque eólico. Se exploran las opciones de financiación disponibles, considerando diferentes escenarios y sus implicaciones para la rentabilidad del proyecto.
6. Modelo del Proyecto. Se presenta el modelo financiero desarrollado para evaluar la viabilidad del parque eólico. Se describen las suposiciones del modelo, los escenarios planteados y los resultados obtenidos. Este análisis permite entender la viabilidad económica del proyecto en diferentes condiciones de mercado.
7. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Finalmente, se discute cómo el proyecto contribuye a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, destacando su impacto positivo en la descarbonización de la economía, la creación de empleo y el desarrollo tecnológico.

El trabajo concluye con una evaluación integral de la viabilidad técnico-económica del parque eólico offshore con tecnología flotante, ofreciendo recomendaciones para futuros desarrollos en el sector de la energía eólica marina en España.

## 1.2. Motivación del proyecto

En un escenario energético marcado por cambios constantes en el corto, medio y largo plazo, la realización de un Trabajo de Fin de Máster que aborde el emplazamiento y diseño de un parque offshore en España se revela como una oportunidad única. Más allá de la mera investigación técnica, este trabajo proporciona una perspectiva integral de los numerosos factores que influyen en el desarrollo de proyectos renovables. Desde el análisis de viabilidad ingenieril hasta la evaluación estratégica y económica, se adquieren conocimientos fundamentales para comprender la complejidad del sector.

La elección de este proyecto surge por su estrecha relación con la transición energética en España y el crecimiento de las energías renovables, un tema de interés constante y profundo. Realizar un proyecto de esta índole permitirá adquirir un conocimiento detallado sobre el desarrollo, las dificultades que enfrenta un proyecto de energía renovable, los parámetros clave involucrados y las cifras económicas y cuantitativas relevantes.

España, gracias a sus condiciones meteorológicas favorables, tiene un potencial significativo para desarrollar un hub de producción y exportación de energía renovable económica, transformando su posición en el panorama energético internacional. Este proyecto se sitúa en un sector en crecimiento continuo, marcado

por avances tecnológicos, cambios regulatorios y fluctuaciones en los tipos de interés, todos factores que afectan su evolución. Se analiza el rol del país en la transición hacia la neutralidad climática, así como los obstáculos y desafíos específicos que pueden surgir en el desarrollo de iniciativas de energía offshore. Este enfoque integral no solo enriquece el ámbito académico, sino que también aporta insights cruciales para el desarrollo sostenible y la toma de decisiones en el sector energético. España se enfrenta a un posible cambio en los órdenes geopolíticos donde aquellas potencias, históricamente poderosas por su oferta de combustibles fósiles pueden ver mermados sus ingresos, en contraposición de aquellas regiones donde sea posible una generación barata y renovable, al margen de dependencias.

El trabajo de fin de máster ofrecerá la oportunidad de profundizar en la situación específica de la energía eólica, un subsector que ha enfrentado desafíos en Europa debido a la competencia intensa y la entrada de empresas manufactureras chinas.

Además, se abordan términos técnicos esenciales para la viabilidad de un parque eólico offshore, como la selección del emplazamiento adecuado, el dimensionamiento de la plataforma flotante y la estimación precisa de la producción energética. La capacidad de analizar y planificar estos elementos es crucial para el éxito de cualquier proyecto de energía renovable y se relaciona con diversos aspectos aprendidos durante la formación.

La elección de una plataforma flotante como base para el parque añade un desafío adicional, dado que esta tecnología está en constante optimización, identificando sus limitaciones actuales y potenciales futuras. También se examinará el papel crucial de las ayudas estatales en su implementación, comparándola con otras tecnologías emergentes y ya consolidadas en el mercado renovable.

El análisis de la rentabilidad desde una perspectiva financiera es fundamental para comprender la posición de cada tecnología en el mercado. Aunque el objetivo final es la descarbonización de la economía, contar con un modelo de financiación y operación atractivo para inversores y patrocinadores es esencial. Este enfoque es relevante académicamente y crucial para el futuro profesional en financiación estructurada y proyectos.

## 2. Contexto Energético y Geopolítico

### 2.1. Geopolítica Mundial

Es crucial reconocer que el sector energético es único en su naturaleza, ya que es un recurso fundamental tanto para la vida cotidiana como para el funcionamiento de numerosas industrias. Su importancia radica en su carácter indispensable y en su capacidad para influir en las dinámicas geopolíticas, otorgando poder y generando

tensiones entre diversas potencias mundiales. Cualquier cambio en la oferta, la demanda o los precios de la energía tiene un impacto global significativo, lo que evidencia la interconexión y la sensibilidad de este mercado a múltiples factores.

Para comprender plenamente este panorama, es esencial analizar los diversos acontecimientos geopolíticos y comerciales que influyen en la evolución del mercado energético. Estos eventos pueden abarcar desde conflictos regionales hasta acuerdos comerciales internacionales, y su comprensión es crucial para anticipar tendencias y tomar decisiones informadas en el ámbito energético:

- Los *precios de los combustibles* han experimentado una disminución notable, aparentemente dejando atrás la extrema volatilidad que experimentaron tras la crisis del COVID-19.
- La continua *guerra entre Rusia y Ucrania* continúa ejerciendo presión sobre numerosos países que dependen del petróleo y, especialmente, del gas natural ruso. Las sanciones, restricciones y volatilidad en los mercados de divisas están teniendo un impacto directo en el mercado energético global, con múltiples intereses en juego.
- El aumento de la *inflación y los tipos de interés* está generando un encarecimiento de la deuda para muchos países y empresas, lo que también está limitando las transacciones comerciales en el sector energético.

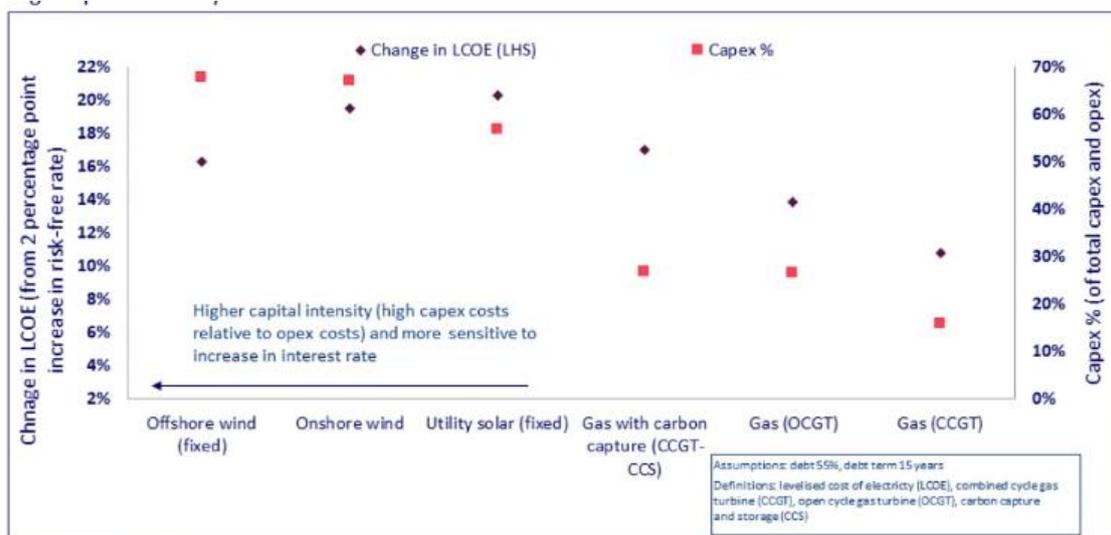


Ilustración 13. Sensibilidad de las energías renovables a los tipos de interés. Fuente: WoodMackenzie

- La *energía solar* está emergiendo como un recurso mundial prometedor, ofreciendo esperanza en la transición hacia una matriz energética más

sostenible. Además, se está observando una progresiva electrificación del transporte, lo que contribuye a esta transición.

- El crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) de China está experimentando una desaceleración, lo que podría implicar una reducción en el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de este gigante asiático.

Para comprender el proceso de evolución en el mercado energético, es esencial prestar atención a las estimaciones anuales proporcionadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA). Estas estimaciones ofrecen una visión detallada de las tendencias actuales y futuras en el sector energético global, abordando aspectos clave como la oferta, la demanda, las tecnologías emergentes y los desafíos geopolíticos. Es evidente la pérdida progresiva de predominio de los combustibles fósiles, favoreciendo el crecimiento de las energías renovables y el descenso de los gases contaminantes emitidos.

	2022	2030	%
Global fossil fuel demand (EJ)	501	362	-27,74%
Global renewables power capacity (GW)	3629	11008	203,33%
Global methane emissions from fossil fuel (Mt)	122	31	-74,59%
Clean energy Investment in emerging markets (trillion USD)	0,77	2,26	193,51%

Tabla 7. Estimaciones iea STEPS 2022-2030.

Siguiendo las estimaciones proporcionadas por la Agencia Internacional de Energía (IEA), se pueden obtener datos importantes a partir de su informe de 2023. Este reporte analiza las proyecciones de consumo de carbón, gas natural y petróleo en distintas regiones, incluyendo China, economías avanzadas y países en desarrollo. Esta última división se realiza por diversos factores:

- Diferencias en el consumo y la demanda: China, como una de las economías más grandes del mundo, tiene un enorme impacto en el consumo global de energía y sus patrones de consumo pueden diferir significativamente de los de las economías avanzadas y los países en desarrollo. Al desglosar las proyecciones según estas categorías, se puede obtener una comprensión más precisa de cómo está evolucionando la demanda de energía en diferentes partes del mundo.
- Variaciones en la infraestructura y la tecnología: Las economías avanzadas generalmente tienen una infraestructura más desarrollada y tecnologías más avanzadas en comparación con los países en desarrollo. Esto puede influir en la forma en que se consumen y se suministran los diferentes tipos de energía, así como en la velocidad y la dirección de la transición energética en cada región.

- Impacto en las políticas y estrategias de energía: Las políticas y estrategias energéticas pueden variar significativamente entre China, las economías avanzadas y los países en desarrollo debido a diferencias en las prioridades, recursos disponibles y capacidades de implementación. Al analizar las proyecciones por separado para cada grupo, se puede tener una idea más clara de las políticas necesarias y las oportunidades de inversión en cada región para impulsar la transición hacia una energía más sostenible.

Analizando los tres principales recursos fósiles:

- Demanda de petróleo 2000-2050

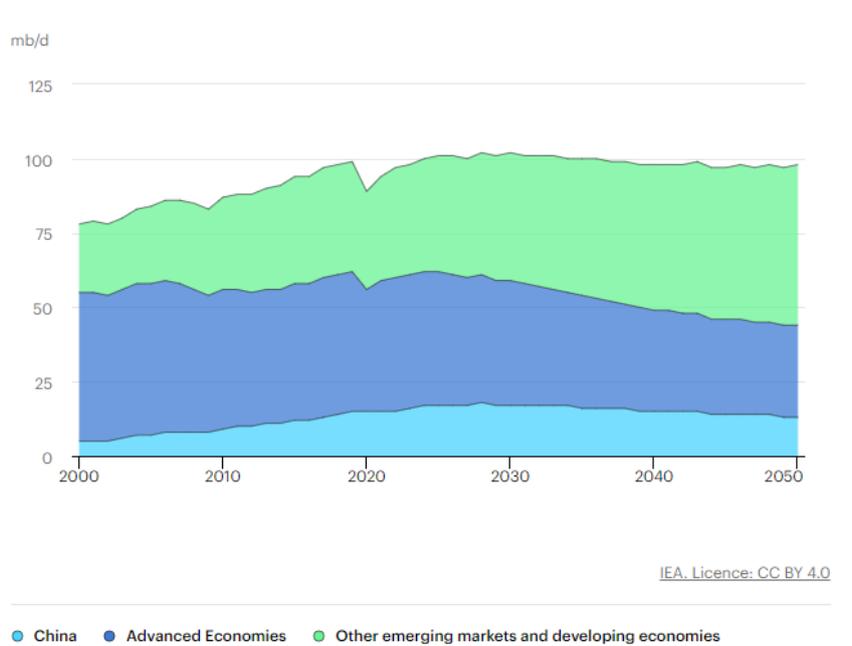
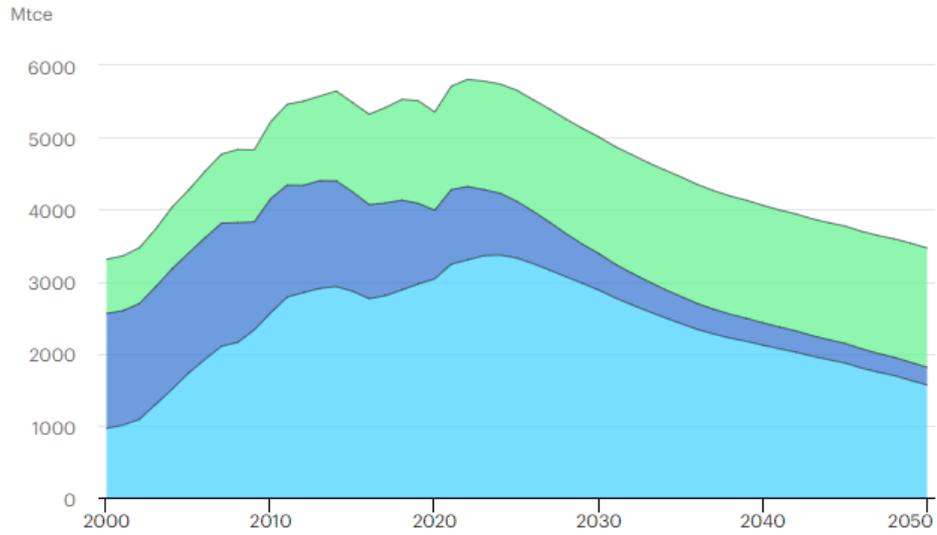


Ilustración 14. Demanda de petróleo mundial. Fuente: iea.

- Demanda de carbón 2000-2050

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

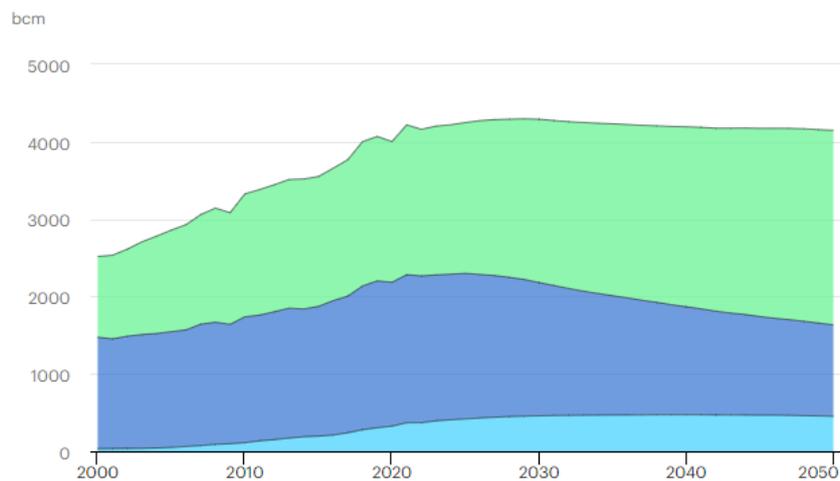


IEA. Licence: CC BY 4.0

● China ● Advanced economies ● Other emerging markets and developing economies

*Ilustración 15. Demanda de carbón mundial 2000-2050. Fuente: iea.*

- Demanda de gas natural 2000-2050



IEA. Licence: CC BY 4.0

● China ● Advanced Economies ● Other emerging markets and developing economies

*Ilustración 16. Demanda de gas natural mundial 2000-2050. Fuente: iea.*

Las principales conclusiones que se pueden extraer de los gráficos previos son:

- La demanda de petróleo se mantiene relativamente constante, lo cual puede explicarse debido a que, pese a la iniciativa y progreso del mundo renovable, la demanda de energía mundial también va a ascender.
- La demanda de carbón refleja una evidente decaída en el overall de la demanda mundial, dejando entrever que es el combustible fósil con menos futuro y que primero serán sustituidos los energías renovables.
- La demanda de gas natural en cambio, pese a sufrir un descenso futuro en economías desarrolladas, crece en China y en economías emergentes, reflejando como solo los países desarrollados pueden permitirse esa transición, siendo aún un recurso de vital importancia en los próximos y manteniendo su demanda total de aquí a los próximos 30 años. Tiene que ver también esa necesidad de Europa de desprenderse del gas natural ruso, queriendo optar por nuevas soluciones alternativas y acelerando esa transición.
- En 2050 el orden de demanda entre las tres será: gas natural, petróleo y carbón. Dicho orden puede extrapolarse a un reorden de poderes económicos mundiales que verán afectadas sus ingresos debido a esos cambios de demanda.
- Desde los años 2000, ni siquiera el carbón sufre una disminución, lo cual indica el poder de ese aumento de demanda mundial.
- China, a pesar de mostrar tendencias similares al resto del mundo, no deja de ser un solo país lo cual revela la importancia que tiene su industria en el futuro energético y como muchas otras economías delegan la producción permitiendo de una manera indirecta el uso de esos combustibles, debido a su masiva exportación de productos.
- Hay una reflexión extra que es, cuánto se necesita de los combustibles fósiles actuales para construir toda la maquinaria y la cadena de suministro necesaria para el desarrollo de las energías renovables, además de nuevas tecnologías emergentes como el hidrógeno verde, biocombustibles, pilas de almacenamiento, coches eléctricos...

Existen tres escenarios potenciales para el futuro, cada uno reflejando diferentes velocidades y enfoques hacia la transición energética y el desarrollo tecnológico en relación con los objetivos establecidos. Estos escenarios, denominados Accelerated (Acelerado), Net Zero (Neutralidad en emisiones) y New Momentum (Nuevo

Impulso), representan diferentes niveles de cumplimiento y avance en la adopción de tecnologías sostenibles en cada país.

Como se mencionó anteriormente, independientemente del escenario futuro, tanto el petróleo como el gas natural seguirán siendo recursos esenciales y necesarios en el panorama energético global. Sin embargo, a medida que avanza la transición hacia una economía más sostenible, también están surgiendo nuevas tecnologías como el hidrógeno y otras innovaciones que buscan alcanzar puntos óptimos de desarrollo rentable.

Este contexto refleja la complejidad y la diversidad del mercado energético actual, donde se espera una coexistencia de fuentes de energía tradicionales con tecnologías emergentes y alternativas. La transición hacia un futuro más sostenible requerirá un enfoque equilibrado que aproveche los recursos existentes mientras se impulsa la investigación y el desarrollo de soluciones innovadoras y rentables que puedan transformar la forma en que generamos y utilizamos la energía a nivel global.

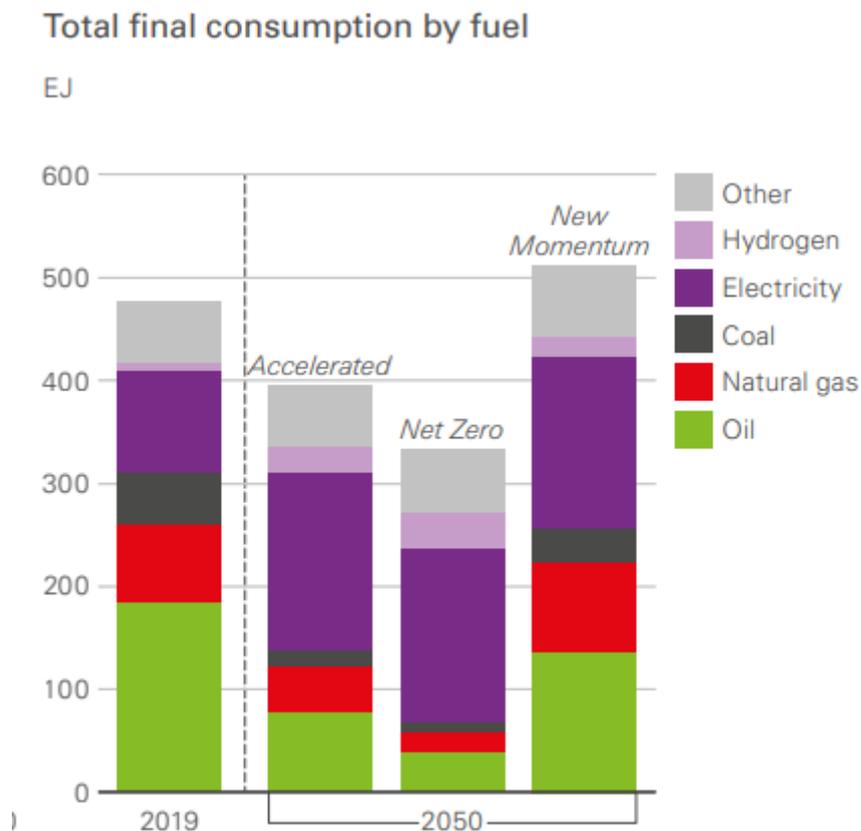


Ilustración 17. Previsiones de demanda por tecnología. Fuente: (bp , 2023)

## 2.2. Desarrollo de las Energías Renovables

Tras la firma del Acuerdo de París, se ha establecido un objetivo global crucial: limitar el aumento de la temperatura a 1.5°C, lo que implica una urgente necesidad de descarbonizar nuestra sociedad. Esto requiere una transición significativa hacia fuentes de energía renovable, que puedan reemplazar de manera efectiva a los combustibles fósiles como el petróleo, el gas natural y el carbón, los cuales contribuyen a millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono cada día.

Uno de los desafíos fundamentales en el camino hacia la descarbonización es la electrificación de un amplio espectro de industrias, aprovechando el excedente de energía renovable disponible para su uso en áreas como el transporte y el sector industrial. Entre los objetivos establecidos por la International Renewable Energy Agency (IRENA), se destacan dos áreas principales: el **aumento de la participación de las energías renovables en la matriz energética y la expansión de la electrificación** en diversos sectores. Sin embargo, queda patente el significativo porcentaje de avance pendiente, subrayando la necesidad imperativa de colaboración internacional y la implementación de medidas e incentivos económicos y sociales para alcanzar estas metas.

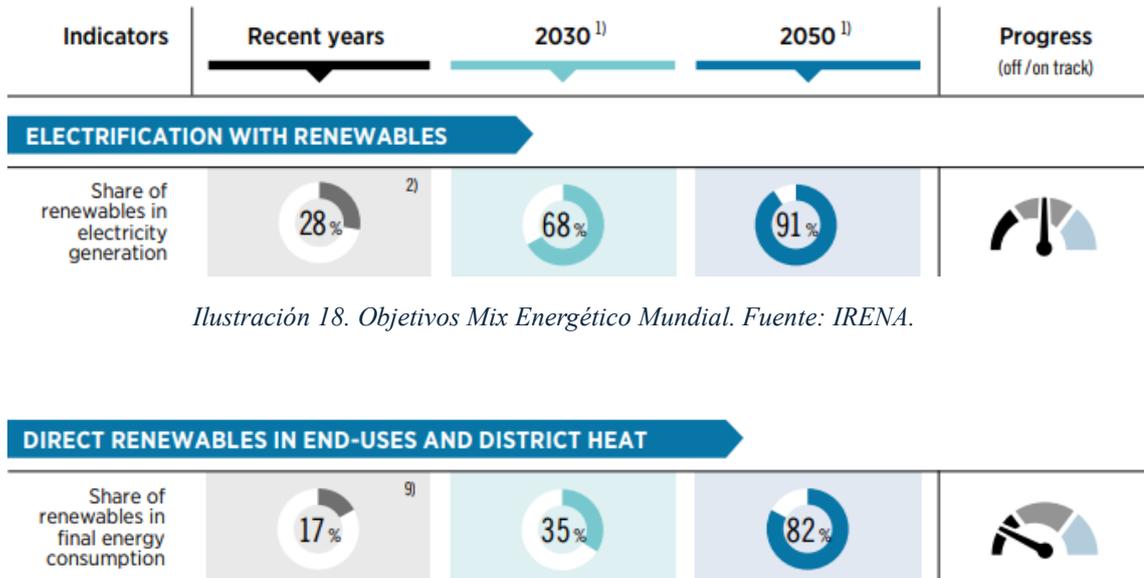


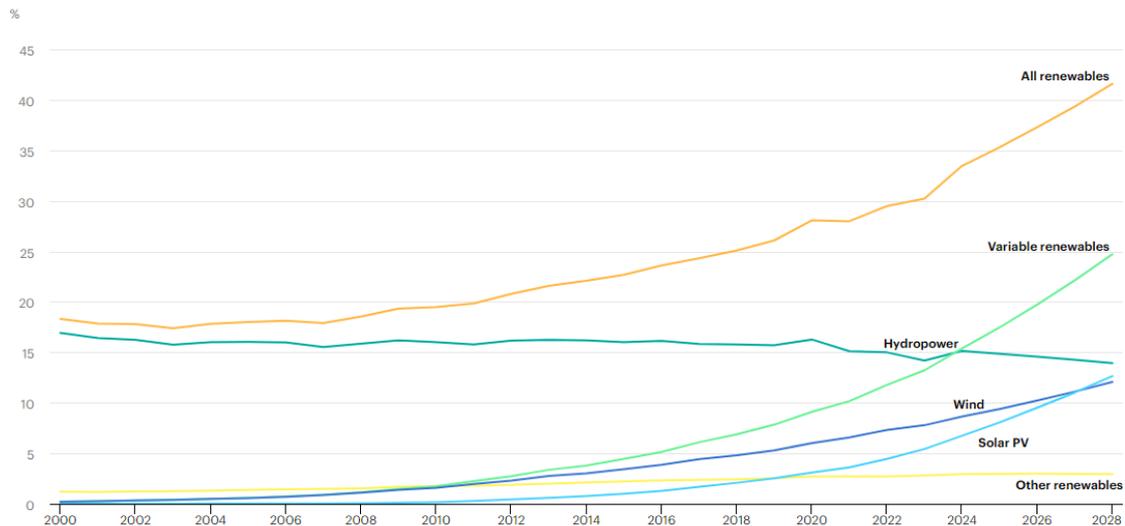
Ilustración 18. Objetivos Mix Energético Mundial. Fuente: IRENA.

Ilustración 19. Objetivos de Electrificación Global. Fuente: IRENA.

El seguimiento del desarrollo de las energías renovables revela un crecimiento exponencial notable desde 2010, con el porcentaje de renovables en la matriz energética duplicándose y alcanzando el 40% para el año 2028. Este aumento está impulsado principalmente por el crecimiento continuo de la energía eólica y solar, con proyecciones que indican que la energía solar superará a la eólica en los próximos años.

Este cambio en el mix energético hacia las renovables no solo tiene beneficios ambientales al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también

está transformando el panorama económico y energético mundial. Se espera que esta transición continúe acelerándose en los próximos años, respaldada por políticas favorables, inversiones en infraestructura y avances tecnológicos que hacen que las energías renovables sean cada vez más competitivas frente a los combustibles fósiles.



*Ilustración 20. Porcentaje de Energías Renovables en el Mix Energético Mundial. Fuente: iea.*

Como se ha comentado anteriormente, la electrificación es un proceso fundamental en la transición hacia un sistema energético más sostenible y descarbonizado. Implica el cambio de tecnologías basadas en combustibles fósiles por tecnologías eléctricas que utilizan energía proveniente de fuentes renovables y bajas en carbono. Para ello son necesarios cambios troncales en distintos sectores:

- *Industria:* La electrificación de la industria implica reemplazar los procesos que utilizan combustibles fósiles por equipos y maquinaria que funcionan con electricidad. Esto puede incluir el uso de hornos eléctricos en lugar de hornos de combustión, sistemas de calefacción eléctrica en lugar de calderas de gas, y la implementación de tecnologías eléctricas más eficientes en líneas de producción. La electrificación industrial no solo reduce las emisiones de carbono, sino que también puede mejorar la eficiencia y reducir los costos operativos a largo plazo.
- *Viviendas y Edificios:* En el ámbito residencial y comercial, la electrificación implica utilizar electricidad para calefacción, refrigeración, cocina y otros usos energéticos en lugar de combustibles fósiles como el gas natural o el propano. Esto puede incluir la adopción de bombas de calor eléctricas para calefacción y aire acondicionado, cocinas eléctricas en lugar de estufas de gas, y sistemas de

agua caliente eléctricos. La electrificación de los edificios contribuye a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mejora la calidad del aire interior.

- *Transporte:* La electrificación del transporte implica la transición de los vehículos de combustión interna a los vehículos eléctricos (EVs), que utilizan electricidad almacenada en baterías o generada por celdas de combustible de hidrógeno. Los vehículos eléctricos reducen las emisiones de gases contaminantes y de efecto invernadero, contribuyendo así a mejorar la calidad del aire y mitigar el cambio climático. Además, la infraestructura de carga eléctrica está creciendo rápidamente para respaldar la adopción masiva de vehículos eléctricos.
- *Hidrógeno:* El hidrógeno desempeña un papel importante en la electrificación como vector energético. Puede producirse mediante electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, lo que lo convierte en una forma de almacenar y transportar energía renovable a gran escala. El hidrógeno verde, producido con electricidad renovable, es una alternativa limpia a los combustibles fósiles en sectores como la industria pesada, el transporte de larga distancia y el almacenamiento estacional de energía.

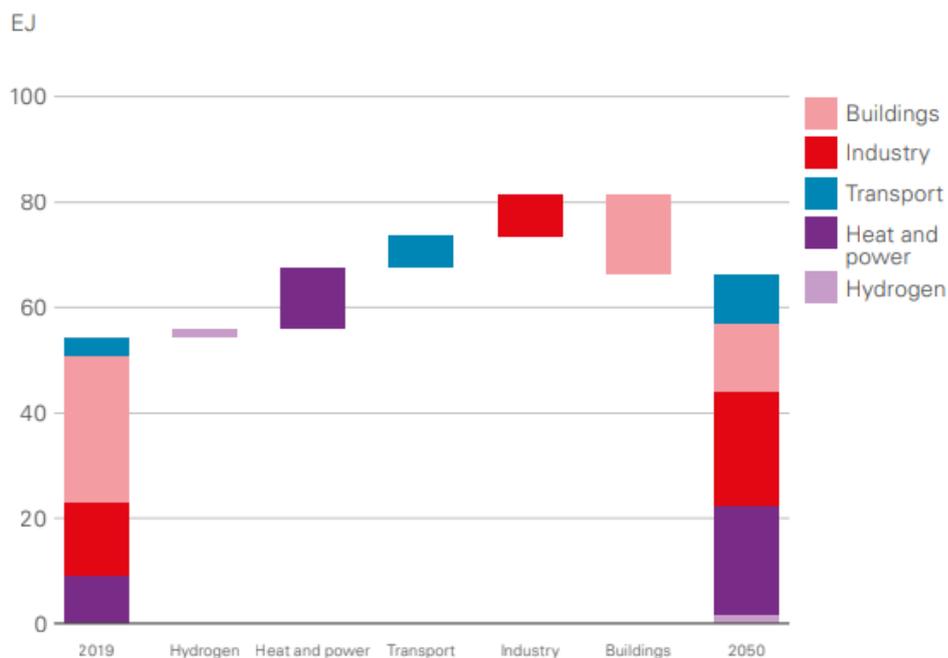


Ilustración 21. Demanda de bioenergía por sector en el escenario ACE. Fuente: (bp , 2023).

### 2.3. Contexto Energético Español

Los datos relativos a España muestran una evolución positiva y un posicionamiento destacado en comparación con el resto del mundo en el ámbito de las energías renovables. En enero de 2024, un momento del año caracterizado por una menor aportación de energía solar, las **energías renovables representaron el 52,1% del mix energético en el país**. Es importante señalar que la contribución de la energía eólica supera a la solar, a diferencia de lo que ocurre a nivel mundial.

Además, la energía hidráulica desempeña un papel significativo, representando el 17,4% del mix energético español. Esta fuente de energía actúa como una especie de "batería", almacenando energía durante periodos de exceso de energía renovable para su posterior utilización en momentos del día en los que la demanda es mayor y una parte significativa del mix es cubierta por ciclos combinados (13,9%) y cogeneración (7,2%).

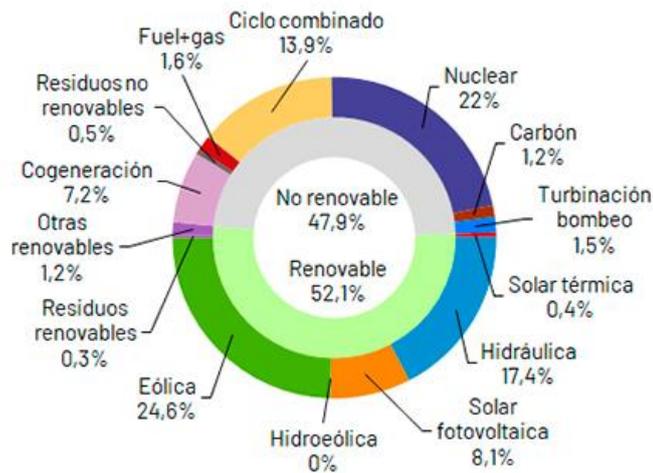


Ilustración 22. Estructura de la generación de enero de 2024 en España. Fuente: ree.

Los avances y datos mencionados sugieren que España tiene un gran potencial para seguir creciendo en el sector de las energías renovables, lo que la convertiría en una región donde la **energía abundante y barata** podría atraer la ubicación de negocios industriales que deseen aprovechar esta ventaja competitiva. Además, existe la posibilidad de exportar esta energía al resto de Europa si se expande la infraestructura eléctrica para establecer conexiones entre los diferentes países. Adicionalmente, pueden aprovecharse esos excesos de energía renovable en determinados momentos para la producción de hidrógeno verde y otros biocombustibles que puedan ser utilizados posteriormente en otras industrias.

Este escenario ofrece una oportunidad única para España no solo para fortalecer su economía interna mediante la creación de empleo y la atracción de inversiones, sino también para consolidarse como un importante proveedor de energía limpia a nivel

europeo. La expansión de la infraestructura eléctrica transfronteriza, como interconexiones y líneas de transmisión, sería clave para facilitar la exportación de energía renovable y aumentar la integración de los mercados energéticos europeos.

### 2.3.1. Infraestructura eléctrica

La expansión y mejora de las redes de distribución de energía eléctrica entre la Península Ibérica y sus países vecinos es de suma importancia para facilitar el intercambio de excedentes de energía renovable y promover avances tecnológicos en toda Europa. Estas interconexiones permitirían aprovechar la energía renovable abundante y económica de la Península Ibérica, como la solar y la eólica, en regiones donde la demanda es alta o las condiciones climáticas no son favorables para la generación de energía renovable.

Sin embargo, este proceso enfrenta varios desafíos. Los altos costos asociados con la expansión de las redes de transmisión y distribución, incluyendo la construcción de nuevas infraestructuras y la mejora de las existentes, representan una barrera significativa. Además, las inversiones en interconexiones energéticas pueden involucrar derechos y regulaciones complejas que necesitan ser abordadas a nivel internacional.

Además de los desafíos económicos y técnicos, los intereses geopolíticos también pueden influir en la colaboración energética entre países. Algunas naciones pueden preferir mantener una independencia energética, evitando la dependencia de otras economías o sistemas energéticos extranjeros. Esto puede generar tensiones y dificultades en la coordinación y planificación de proyectos de interconexión a gran escala.

La UE ha reconocido la necesidad de preparar su infraestructura energética para el futuro para conectar masas de nuevas energías renovables y adaptarse a la mayor electrificación de la industria, el transporte y la calefacción. Es hora de que las autoridades nacionales hagan lo mismo y permitan a los operadores de sistemas de distribución (DSO) realizar inversiones anticipadas para poner a punto nuestra red. El nuevo informe del sector eléctrico europeo muestra cómo permitir eficazmente este tipo de inversiones en toda Europa. Hoy en día, alrededor de 3.000 GW de proyectos renovables están pendientes de conexión a la red en todo el mundo. En Europa, los marcos regulatorios actuales permiten a los operadores de sistemas de distribución (DSO) invertir en la construcción de la red eléctrica solo después de que se realiza una solicitud de conexión. (Roca, 2024)

A pesar de estos desafíos, el desarrollo de interconexiones eléctricas transfronterizas en Europa presenta una oportunidad única para fortalecer la seguridad energética, promover la transición hacia fuentes de energía más limpias y avanzadas, y facilitar el intercambio de conocimientos y tecnología entre países. Superar los obstáculos técnicos, financieros y geopolíticos asociados con estas

interconexiones será fundamental para aprovechar plenamente el potencial de la energía renovable y acelerar la descarbonización en toda Europa.

#### 2.4. Tecnología Eólica

La energía eólica es una forma de generación eléctrica que aprovecha la energía cinética del viento para producir electricidad. Este proceso se lleva a cabo mediante aerogeneradores, que son estructuras equipadas con hélices o palas que giran con el viento. La rotación de estas palas activa un generador interno que convierte la energía mecánica en electricidad.

Esta fuente de energía renovable es ampliamente reconocida por su capacidad para generar electricidad de manera limpia y sostenible. El viento, al ser un recurso natural abundante e inagotable, permite que la energía eólica sea una alternativa viable a las fuentes de energía convencionales, como los combustibles fósiles.

Los beneficios ambientales de la energía eólica incluyen la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de la contaminación atmosférica en comparación con las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles. Además, la energía eólica contribuye a diversificar la matriz energética y a fortalecer la seguridad energética al reducir la dependencia de recursos no renovables.

En las últimas décadas, la capacidad de generación de energía eólica ha experimentado un crecimiento significativo a nivel mundial, impulsado por avances tecnológicos en aerodinámica, materiales y sistemas de control. Este crecimiento ha sido respaldado también por políticas públicas que promueven las energías renovables y por una mayor conciencia sobre la importancia de la transición hacia un sistema energético más limpio y sostenible.

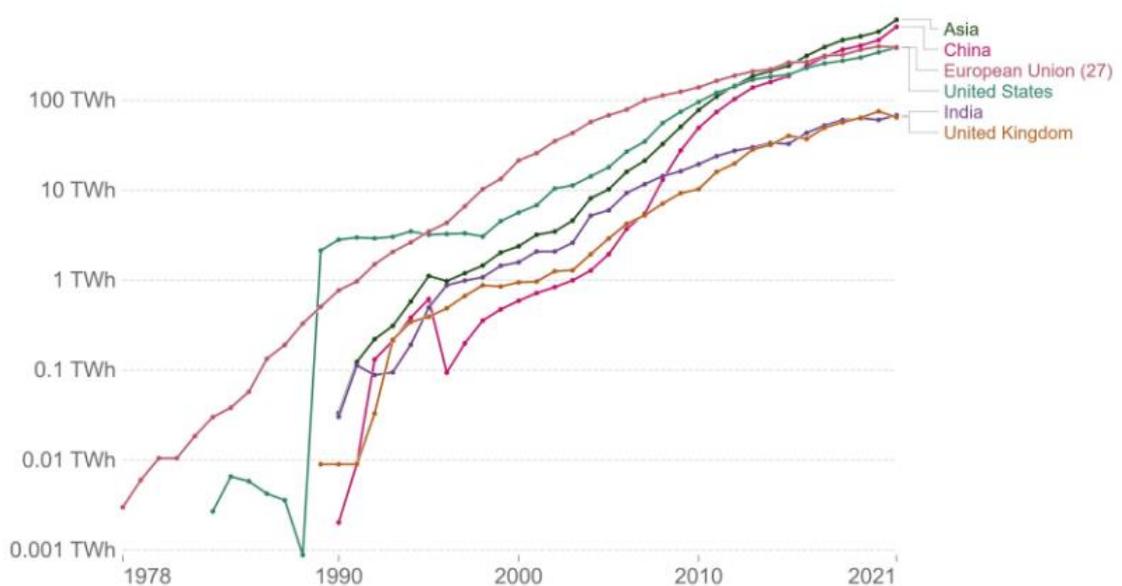


Ilustración 23. Crecimiento generación de energía eólica. Fuente: (bp , 2023).

Si se analiza el desarrollo eólico en 2023 se puede apreciar el absoluto predominio de la tecnología terrestre, destacando en la tecnología offshore aquellos países con acceso al mar del norte.

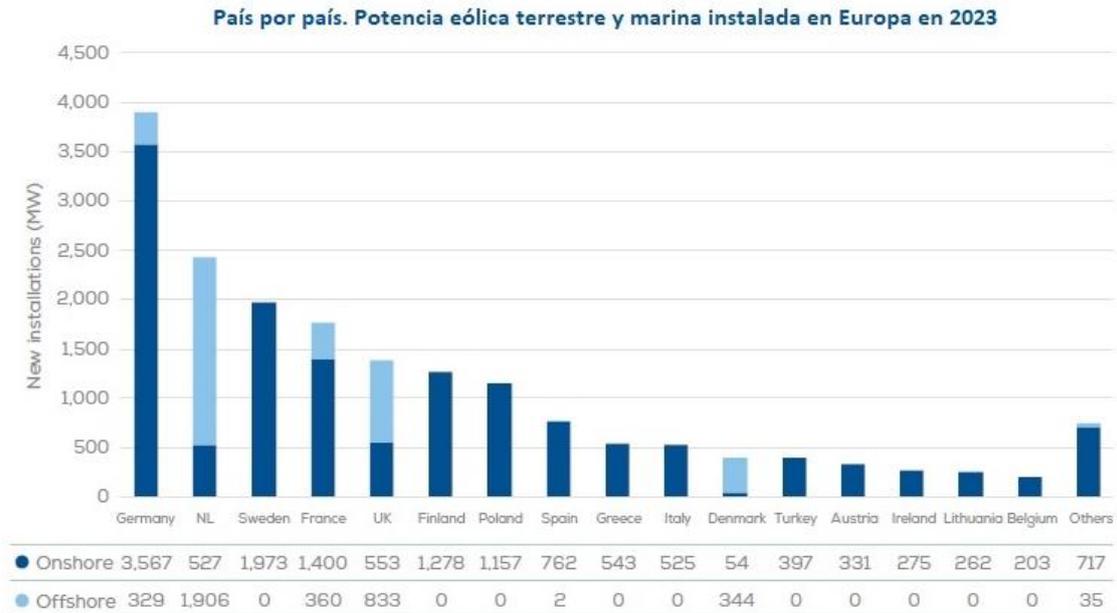


Ilustración 24. Potencia eólica terrestre y marina país por país en Europa 2023. Fuente: WindEurope.

Europa instaló 18.3 GW de nueva capacidad de energía eólica en 2023. La UE-27 instaló 16.2 GW de este total, una cantidad récord pero solo la mitad de lo que debería estar construyendo para alcanzar sus objetivos climáticos y energéticos para 2030. El 79% de la nueva capacidad eólica construida en Europa el año pasado fue terrestre. El volumen de nuevas instalaciones marítimas está creciendo; el año pasado fue un récord de 3.8 GW en Europa. Sin embargo, dos tercios de las nuevas instalaciones eólicas hasta 2030 seguirán siendo terrestres. Esperamos que Europa instale 260 GW de nueva capacidad de energía eólica entre 2024 y 2030. La UE-27 debería instalar 200 GW de esto, lo que equivale a 29 GW al año en promedio. Para alcanzar sus objetivos climáticos y energéticos para 2030, la UE ahora necesita construir 33 GW al año en promedio. Por lo tanto, esperamos que la UE quede alrededor de 30 GW por debajo de su ambición de 425 GW necesaria para alcanzar el objetivo del 42.5% de energías renovables. (WindEurope, 2024)

Los datos muestran que Europa está progresando en la instalación de capacidad de energía eólica, con un enfoque significativo en proyectos terrestres. Sin embargo, las tasas actuales de instalación no están alineadas con los objetivos climáticos y energéticos establecidos para 2030. Se espera que Europa necesite aumentar

significativamente la velocidad de instalación de la capacidad eólica, especialmente marítima, para cerrar la brecha entre las metas establecidas y las proyecciones actuales. La UE enfrenta un desafío significativo para alcanzar su objetivo del 42.5% de energías renovables para 2030 y probablemente enfrentará un déficit en la capacidad planificada de energía eólica a menos que se aceleren las inversiones y las iniciativas de desarrollo.

Las estadísticas muestran un perfil de generación basado principalmente en la época del año aportando entre los 20 y los 100 GW por hora.

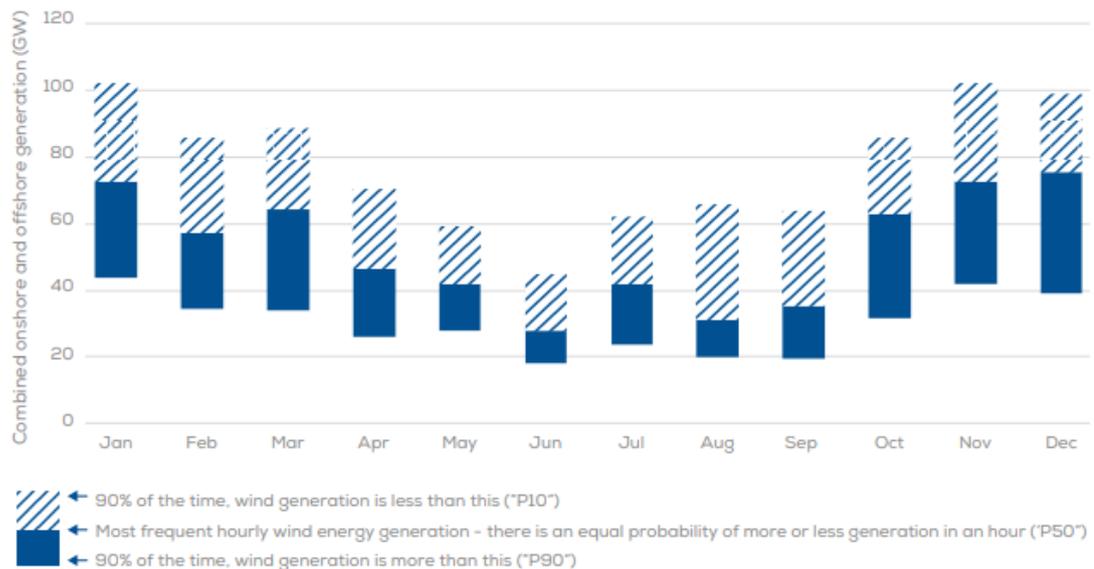


Ilustración 25. Spread horario de la generación de energía eólica en Europa. Fuente: (WindEurope, 2024).

Esto no hace más que engrandar las perspectivas de crecimiento de la industria.

España se destaca como una potencia líder en energía eólica, siendo uno de los principales contribuyentes al mix energético renovable con una instalación de 27,5 GW en tierra firme, lo que la sitúa como el **quinto país del mundo con mayor capacidad instalada** en este ámbito. Las expectativas le sitúan como segundo país europeo, solo detrás de Alemania, en energía eólica para 2030.

Según datos de la Asociación Empresarial Eólica (2023):

- 29.183 MW de potencia eólica instalada en España, evitando la emisión de 32 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>.
- Cubre aproximadamente el 24% de la demanda en el mix energético español.
- 1.345 parques eólicos instalados en más de 1.053 municipios.

- Más de 39.000 trabajadores en España, con 250 centros de fabricación en 16 de las 17 CCAA.

Sin embargo, el desarrollo de la energía eólica onshore enfrenta desafíos y dilemas significativos debido a la ocupación del espacio y la resistencia de las comunidades locales a la instalación de parques eólicos de gran envergadura. Además, se requiere una infraestructura considerable para conectar estos parques a la red eléctrica. Esto no implica que la tecnología onshore deba ser descartada, sino que debe complementarse con una potente industria eólica marina que pueda minimizar el impacto visual y cotidiano, alcanzado así una diversificación renovable.

Aunque es una certeza que la tecnología eólica jugará un papel fundamental en el futuro energético de la sociedad, los fabricantes de turbinas eólicas, especialmente en Europa, enfrentan un desafío continuo debido a la innovación constante en el tamaño y diseño de las turbinas. Esta evolución no siempre favorece el desarrollo continuo de su actividad, lo que puede llevar a la obsolescencia de modelos anteriores y a la depreciación de las inversiones realizadas en torno a ellos. Además, este hecho condena también a transportistas habituados a un tamaño de tecnología en constante variación y aumento. Se habla de la posibilidad de establecer caps para frenar esta innovación caníbal.

Many industry executives want an end to the era of turbine growth with a period of standardisation of turbine models seen as the best way to help developers meet rapid growth targets. While a cap on turbine size has also been discussed seriously within the industry, many developers still find it hard to resist the lure of the higher efficiencies touted. Turbine producers also face continuing competition for larger machines, especially from Chinese rivals. (Millard, 2023).

Es importante seguir de cerca el avance y el desarrollo en torno a este problema, porque las pérdidas de rentabilidad en la industria pueden suponer un freno a la transición energética y un encarecimiento de rentabilidad del resto de integrantes de la cadena.

#### 2.4.1. Tecnología Eólica Marina

La tecnología eólica marina se erige como una de las más prometedoras dentro del ámbito de las energías renovables, contando con un vasto margen de expansión. Esta innovación se sustenta en el abundante y ya refinado recurso eólico, cuyas posibilidades de optimización son cada vez más evidentes. Además, los proyectos asociados a esta tecnología abren la puerta a la posibilidad de aprovechar dicho recurso en diversas y variadas localizaciones marítimas. Con cada vez más avances en ingeniería y desarrollo, el horizonte de la energía eólica marina se presenta como uno lleno de potencial y posibilidades de crecimiento sostenido en el tiempo.

Siguiendo un informe de una industria danesa de consultoría e investigación Brickmann:

La industria de la energía eólica marina mundial atraerá **2 billones de dólares de inversión en los próximos 10 años**. El informe también revela que la demanda offshore anual se multiplicará por seis para finales de esta década. En el mismo período, el mercado terrestre estadounidense se preparó para una demanda anual media de 15 GW. China conectó a la red un récord de 76 GW en 2023, mientras se prepara para 100 GW a corto plazo. Pero Brinckmann afirma que la industria offshore se encuentra al borde de la globalización y está preparada para emerger como un pilar central para acelerar la transición energética mundial. La industria mundial de la energía eólica marina se enfrentó a graves desafíos en 2023, dijo, ya que muchos desarrolladores anunciaron cancelaciones de proyectos en EEUU y otros lugares. Sin embargo, más de 29 países -entre ellos España- instalarán capacidad eólica marina en los próximos 10 años, en comparación con 19 países a finales de 2022. (El Periódico de la Energía, 2024).

La eólica marina, a pesar de presentar ciertas dificultades logísticas y de conexión, presenta una serie de ventajas determinantes (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021):

- El crecimiento y desarrollo reciente de la energía eólica marina han ampliado significativamente las posibilidades y variedad de fondos marinos aprovechables. Mientras que las cimentaciones fijas tradicionales se limitaban a aguas poco profundas de hasta 50 metros, las iniciativas flotantes han abierto nuevas fronteras, permitiendo la instalación de turbinas eólicas en fondos marinos de más de 1.000 metros de profundidad.
- El régimen de viento existente en el mar es más laminar que el de tierra. La menor turbulencia supone menor rugosidad superficial e implica un factor de cortadura vertical bajo, lo cual permite una altura de torre menor que la que sería necesaria en tierra para la misma potencia y dimensiones de pala, suponiendo un ahorro en costes de material.
- Por otra parte, la inexistencia de barreras en el entorno marino conlleva una velocidad del viento más constante, lo que supone un mejor recurso e implica un mejor aprovechamiento del mismo. Además, presenta menor intermitencia, permitiendo que las turbinas permanezcan mayor tiempo generando energía. Por ello, la energía eólica marina proporciona factores de capacidad más altos que otras energías renovables. En 2018, el factor de capacidad global promedio para las turbinas eólicas marinas fue del 33% en comparación con el 25% para turbinas eólicas terrestres y el 14% para energía solar fotovoltaica.
- El recurso eólico existente en el mar es superior en términos de velocidad media, densidad energética y regularidad que en tierra firme. De cara al futuro, se espera que los nuevos proyectos eólicos marinos tengan factores de

capacidad superiores al 40% en condiciones de viento moderado y de más del 50% en áreas con recurso eólico de alta calidad.

Además, la Unión Europea tiene una ventaja competitiva en comparación con otras ubicaciones en el mundo, especialmente en el Medio Oriente y África, debido a sus altos índices de velocidad del viento. Esto significa que una misma tecnología o infraestructura eólica puede generar mucha más energía a lo largo del año en la Unión Europea que en otras regiones, evidenciándose aún más en las zonas marinas.

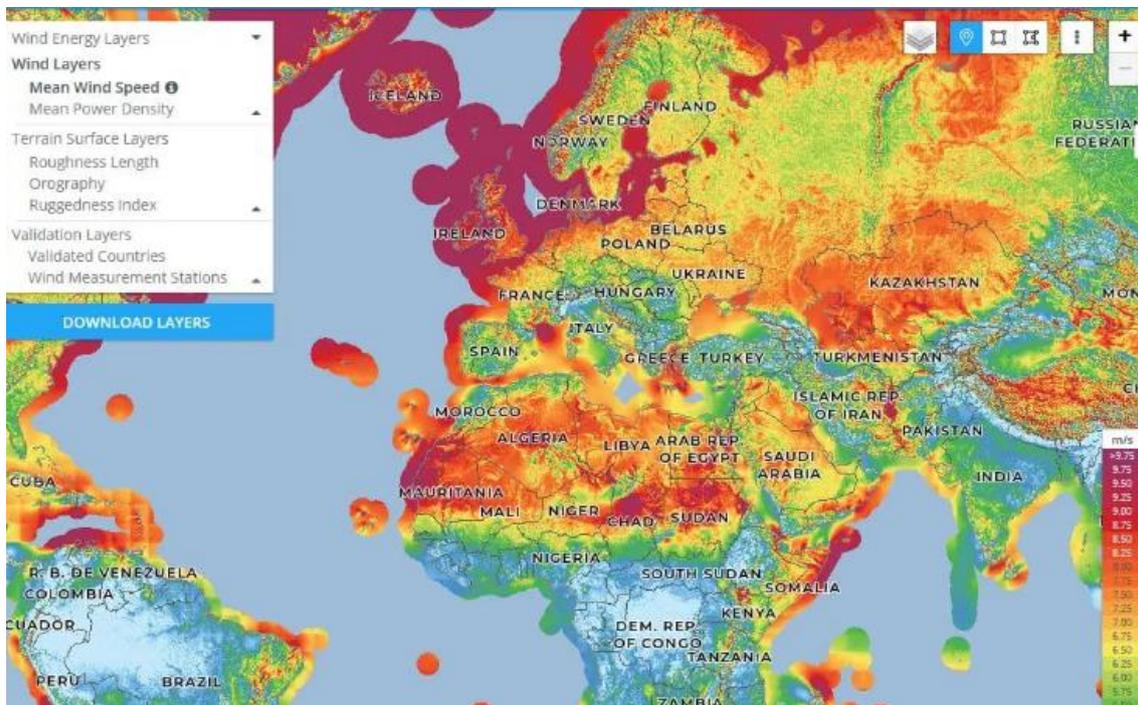


Ilustración 26. Potencial eólico por región. Fuente: GLOBAL WIND ATLAS.

#### 2.4.2. Hoja de Ruta Eólica Marina y Energías del Mar en España

España ha establecido una hoja de ruta para el desarrollo de la energía eólica marina y otras tecnologías marinas en diciembre de 2021, demostrando así su compromiso con la expansión y el aprovechamiento de los recursos energéticos del mar. Esta hoja de ruta detalla una serie de objetivos y acciones estratégicas destinadas a impulsar el crecimiento sostenible de la energía renovable en el ámbito marino.

En esta hoja de ruta se incluyen varios aspectos clave ( Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021):

- Establecerse como polo de referencia europeo de I+D para el diseño, escalado y demostración de nuevas tecnologías, reforzando las plataformas de ensayo existentes y ofreciendo el mejor entorno y el más rápido para probar nuevos prototipos. A tal fin se activarán al menos 200 millones de fondos públicos entre 2021 y 2023 en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).
- Ser referente internacional en capacidades industriales, generando cadena de valor y empleo de calidad en todo el ciclo de vida de las tecnologías, optimizando las condiciones logísticas –básico, por las grandes dimensiones de los equipos eólicos– y acompañando a la iniciativa empresarial, siempre con una perspectiva de economía circular. Se incide en las sinergias con sectores ya punteros en nuestro país, como el naval, el siderúrgico o la experiencia en la energía eólica terrestre.
- Integrar la sostenibilidad como pilar central del desarrollo de las energías renovables en el mar. Además de un despliegue ordenado gracias a los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, ahora en información pública, se aprovechará el despliegue de estas tecnologías para incorporar sistemas de monitorización del medio marino, facilitando su conservación y mejorando el conocimiento de las interacciones y afecciones de las distintas actividades.
- Desplegar de un modo ordenado las instalaciones renovables, eólicas en particular, con una regulación clara y previsible, sobre tres elementos clave: ordenación espacial, conexión a red y modelo de negocio, que adquieren especial relevancia por la ubicación de las plantas en dominio público, la gran inversión inicial que precisan y su elevada generación eléctrica. Así, el procedimiento de adjudicación de nuevos proyectos podrá contemplar etapas de precalificación y un mecanismo de concurrencia para identificar los proyectos más adecuados en cada caso.

Se prevé una capacidad de 50 GW de potencia eólica instalada para 2030 y, acotando a la instalación de tecnología flotante, entre 1 y 3 GW, siendo un 2/6% de la instalada.

Atendiendo el desarrollo por país de la Unión Europea en 2023, se evidencia la necesidad de España de dar un paso adelante con el objetivo de multiplicar por mil su potencia instalada actual.

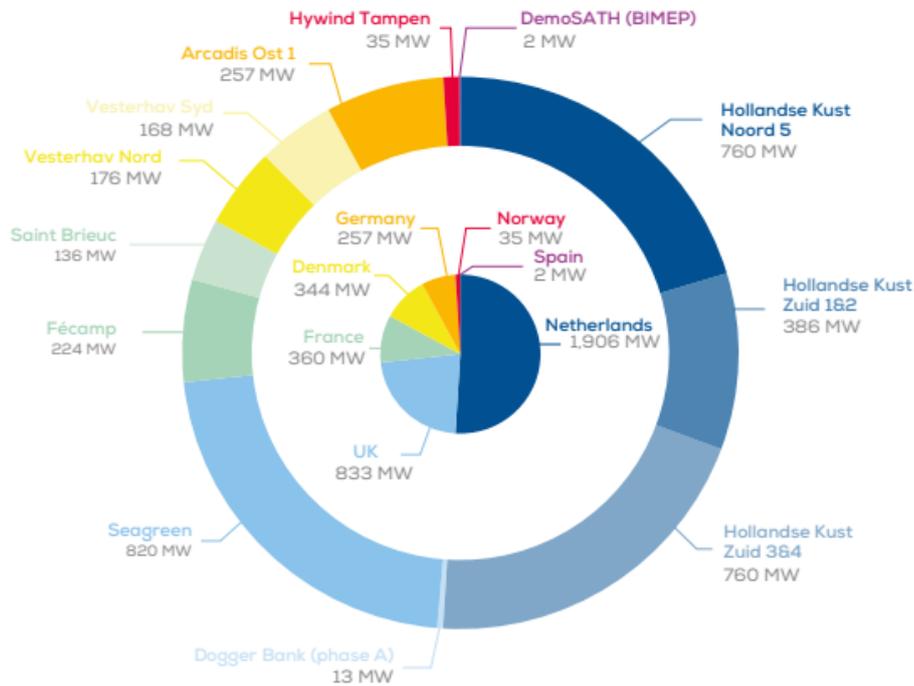


Ilustración 27. Nuevos parques eólicos marinos en Europa en 2023. Fuente: (WindEurope, 2024).

#### 2.4.3. Plataforma marina: cimentación fija y flotante

Como se ha mencionado anteriormente, en la energía eólica marina existen dos opciones principales en cuanto a la plataforma: fija o flotante. Esta última cuenta con numerosos prototipos y proyectos en desarrollo, con el objetivo de mejorar el diseño desde perspectivas tanto ingenieriles como económicas.

La tecnología eólica marina fija ha sido pionera en la generación de energía renovable en el medio marino, consolidándose como una opción confiable y eficiente en la última década. Su crecimiento exponencial se ha sustentado en avances tecnológicos significativos, así como en la expansión de infraestructuras y la optimización de la cadena de suministro. A pesar de su madurez y éxito demostrado, la tecnología fija enfrenta limitaciones geográficas que pueden obstaculizar su implementación en ciertas regiones, lo que destaca la importancia de la tecnología eólica marina flotante.

La energía eólica marina flotante emerge precisamente como una solución para superar esas restricciones de ubicación de las turbinas fijas. Al situarse en aguas profundas, los aerogeneradores flotantes desbloquean nuevos y vastos territorios para la generación de energía renovable. Este enfoque no solo ofrece una mayor flexibilidad en la ubicación de los proyectos, maximizando su eficiencia y valor, sino que también minimiza el impacto visual, preservando la estética de zonas turísticas sensibles.

Los parques eólicos flotantes consisten en aerogeneradores instalados sobre estructuras que flotan en el mar y se mantienen estables mediante fondeos, anclas y un diseño estructural que distribuye eficientemente las masas y los pesos. Una vez instalados, el funcionamiento es similar al de los parques eólicos terrestres: el viento hace girar las palas de los aerogeneradores, generando energía cinética que es convertida en electricidad por el propio aerogenerador. Esta electricidad es transportada a través de cables submarinos hasta una subestación marina, desde donde se envía a una subestación terrestre ubicada en la costa. Una plataforma flotante (Floating Offshore Wind Platform - FOWP) es ESA subestructura de hormigón, de acero o híbrida sobre la que se instala el aerogenerador.

Se estima que en torno al 60-80% del recurso marino se ubicará en zonas donde no es posible la cimentación fija. La siguiente ilustración refleja esa apertura de posibilidades que ofrece la tecnología flotante en comparación con la fija.

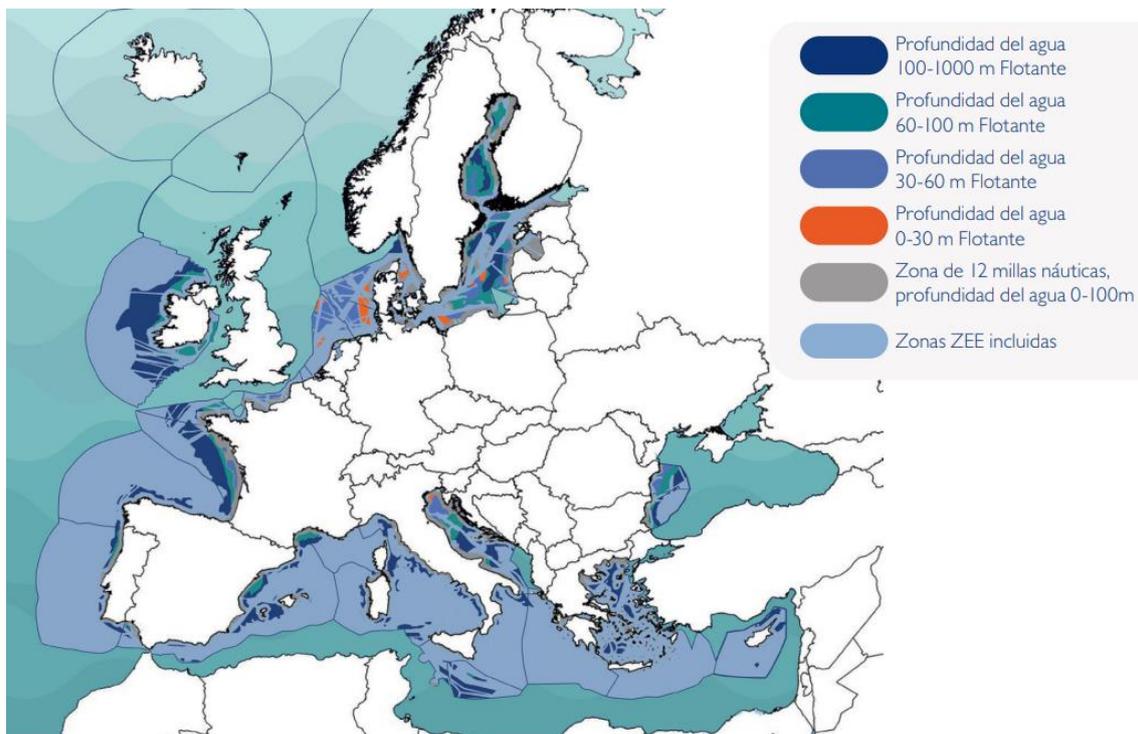


Ilustración 28. Potencial de energía eólica marina UE-27- Fuente: JRC.

Además, la tecnología flotante presenta ventajas ambientales significativas, gracias a sistemas de anclaje menos invasivos que reducen la perturbación del ecosistema marino. Su capacidad de adaptación y agilidad en las operaciones, mantenimiento y desmantelamiento brinda oportunidades adicionales para la cadena de suministro local, al tiempo que reduce los costos asociados. En resumen, la combinación de tecnologías fijas y flotantes ofrece un panorama

completo y prometedor para la expansión de la energía eólica marina, acelerando la transición hacia un sector energético global más sostenible y descarbonizado.

Como indica una de las startup emergentes en dicha tecnología (Bluefloat), el coste actual de la eólica flotante es comparable al de la eólica marina fija de hace 5-7 años. Los avances tecnológicos y el descenso de los costes seguirán reduciendo la brecha, ya que esta tecnología emergente abre todo el potencial de los recursos energéticos del mundo al permitir el acceso a lugares del mar que antes no se podían explotar.

En cuanto a la profundidad, un aspecto importante a definir, que refleja la web de (Iberdrola):

Generalmente, se asume que los parques flotantes se instalarán a aquellas profundidades a las que las cimentaciones fijas no lleguen por motivos técnicos o económicos. No obstante, la profundidad frontera entre parques fijos y flotantes se está difuminando. Se están estudiando nuevas configuraciones que permitan instalar plataformas flotantes en aguas relativamente someras, concretamente, en aquellos emplazamientos donde las condiciones del fondo marino supongan un riesgo para la instalación de las fijas. Actualmente, es técnicamente factible instalar plataformas flotantes entre 60 y 300 metros, existiendo estudios en desarrollo para aumentar ese rango a aguas más someras, hasta 30 metros, o más profundas, hasta 800 metros, aunque no es económicamente viable en la actualidad.

#### 2.4.4. Tipos de Plataformas Flotantes

Como se ha introducido anteriormente, las plataformas flotantes para parques eólicos marinos son estructuras diseñadas para soportar aerogeneradores en aguas profundas donde no es factible instalar estructuras fijas en el lecho marino.

Se ha de entender que se busca un mayor volumen que aporta estabilidad a la vez que disminuir lo máximo posible el área de contacto con el agua por diversos motivos:

- **Estabilidad:** Un mayor volumen proporciona mayor capacidad de flotación, lo que ayuda a mantener la estabilidad de la plataforma en el agua. Al tener más volumen por encima del nivel del mar, la plataforma puede resistir mejor las fuerzas del viento y las olas, minimizando el movimiento no deseado que puede afectar el funcionamiento de los aerogeneradores.
- **Reducir las fuerzas de impacto:** Cuando las olas golpean la base de la plataforma, pueden generar fuerzas de impacto significativas. Al minimizar el contacto con el agua, se reduce la exposición de la estructura

a estas fuerzas, lo que contribuye a una operación más segura y prolongada.

- **Protección de componentes:** Mantener la mayoría de los componentes por encima del nivel del agua ayuda a proteger los equipos y la infraestructura de la corrosión y el desgaste causados por el contacto constante con el agua salada. Esto puede mejorar la vida útil de la plataforma y reducir los costos de mantenimiento.
- **Facilitar el acceso y la operación:** Una plataforma con poco contacto con el agua es más fácil de acceder y operar durante la instalación, mantenimiento y reparación de los aerogeneradores. Esto puede reducir los riesgos asociados con las operaciones en alta mar y facilitar el trabajo de los técnicos y personal de mantenimiento.
- **Eficiencia energética:** Reducir la resistencia al avance (arrastre) causada por el contacto con el agua puede mejorar la eficiencia general del sistema, permitiendo que la energía del viento se convierta de manera más efectiva en electricidad.

Hay varios tipos de plataformas flotantes utilizadas en proyectos de energía eólica offshore:

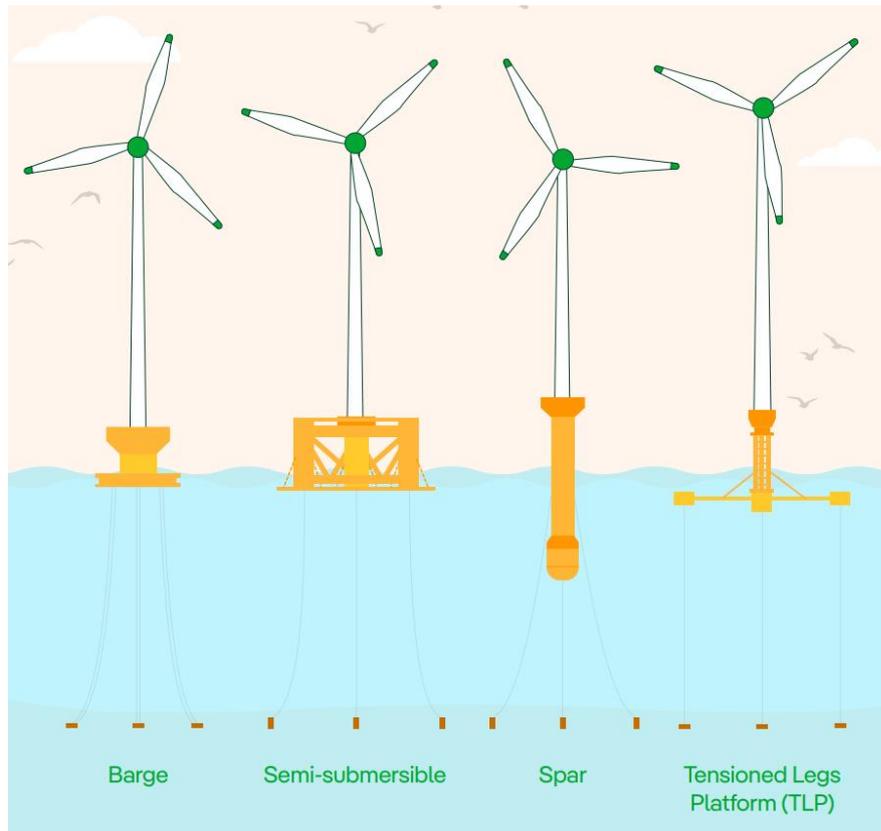


Ilustración 29. Plataformas Flotantes. Fuente: Iberdrola.

- Plataformas de **Flotación Multicuerpo (Barge)**: Estas plataformas utilizan múltiples cuerpos flotantes conectados entre sí por vigas o estructuras de soporte. Los aerogeneradores se montan en las plataformas superiores de los cuerpos flotantes. Este diseño proporciona estabilidad y permite una instalación más sencilla en aguas profundas.
- Plataformas **Semisumergibles**: Estas plataformas utilizan columnas o pilares sumergidos parcialmente en el agua que están conectados por estructuras de pontones. Los aerogeneradores se montan encima de estas estructuras. Las plataformas semisumergibles son versátiles y pueden adaptarse a diferentes profundidades y condiciones marinas. Busca minimizar la superficie expuesta al agua, pero siempre maximizando el volumen, que es el que realmente desplaza la masa de agua y aporta flotabilidad.
- Plataformas **Spar**: Estas plataformas consisten en una columna vertical que flota en el agua y está anclada al lecho marino con cables. En este modelo se coloca la mayor parte del peso en el punto más bajo posible para dar estabilidad. La columna soporta el rotor del aerogenerador en la parte superior, mientras que el generador y otros equipos se alojan dentro

de la columna. Las plataformas Spar son conocidas por su estabilidad y capacidad para soportar cargas pesadas.

- Plataformas **Tension Leg Platform (TLP)**: Estas plataformas tienen columnas verticales flotantes que están ancladas al fondo marino con tensores o cables de alta resistencia. Estos cables mantienen la plataforma en posición vertical mientras permite cierto grado de movimiento vertical. Es la opción más novedosa y con mayor riesgo técnico, que busca reducir costos por las menores dimensiones del soporte.

La elección de la tecnología dependerá de diversos factores como las condiciones del emplazamiento, la profundidad del agua, los costos asociados, la experiencia, la estabilidad... Las plataformas Spar y las plataformas tension leg son más adecuadas para aguas profundas, mientras que las plataformas semisumergibles y las plataformas de flotación multicuerpo pueden adaptarse a aguas menos profundas.

### 3. Diseño del Parque Eólico Offshore

#### 3.1. Consideraciones sociales y ambientales

##### 3.1.1. Sistema de Información Geográfica del Banco de Datos de la Naturaleza (BDN)

Antes de diseñar un parque eólico marino, es crucial considerar cuidadosamente la localización del proyecto en términos de restricciones de biodiversidad y especies. La biodiversidad marina es extremadamente sensible a las perturbaciones ambientales, y la instalación de parques eólicos en el mar puede tener impactos significativos en los ecosistemas submarinos. Al evaluar la ubicación, es esencial identificar y mitigar posibles efectos adversos sobre hábitats críticos y especies vulnerables, como mamíferos marinos, aves migratorias y peces. El análisis detallado de estas restricciones biológicas garantiza que se minimice el riesgo de interferencia con las actividades vitales de las especies y se proteja la integridad de los ecosistemas marinos. Además, una planificación cuidadosa puede ayudar a prevenir conflictos con regulaciones ambientales y a promover un desarrollo sostenible que armonice las necesidades energéticas con la conservación de la biodiversidad marina.

Para abordar este tema, se han utilizado los mapas cartográficos proporcionados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, los cuales detallan las características de localización de cada punto del territorio español en términos de hábitats protegidos según dos directivas o leyes ambientales. Estas directivas son:

- Red Natura 2000. “La Directiva de Hábitat 92/43/CEE obliga a todos los Estados Miembros de la Unión Europea a elaborar una Lista Nacional de lugares (pLIC), la cual, en sucesivas fases, se transformará en Lista de Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y después en Zonas de Especial Conservación (ZEC). Tales ZEC, junto con las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), conformarán la futura Red Natura 2000.
- Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE). “La Red de Áreas Marinas Protegidas de España (RAMPE), creada por la Ley 41/2010, de Protección del Medio Marino será constituida por espacios protegidos situados en el medio marino español, que resulten representativos del patrimonio natural marino, con independencia de que su declaración y gestión estén reguladas por normas internacionales, comunitarias, estatales o autonómicas.”

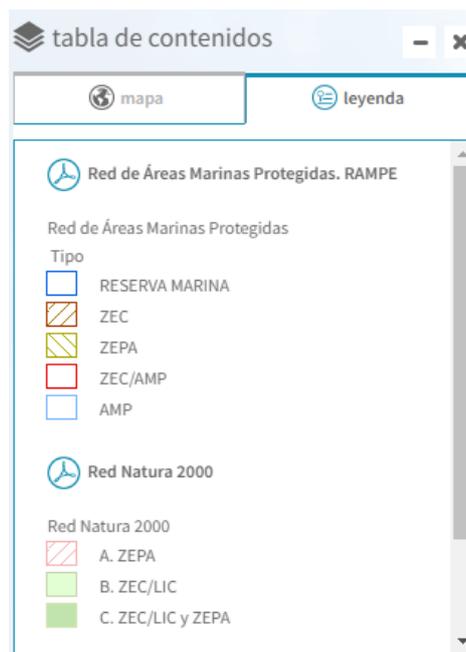


Ilustración 30. Tabla de Contenidos BDN.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS  
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)  
MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL



Ilustración 31. Red de Áreas Protegidas de la Península Ibérica. Fuente: (gob, 2023).



Ilustración 32. Red de Áreas Protegidas de las Islas Canarias. Fuente: (gob, 2023).

### 3.1.2. Actividades Pesqueras

En España, la problemática entre las actividades pesqueras y los parques eólicos marinos se intensifica debido a la competencia por el espacio en la plataforma continental, donde la pesca tradicionalmente ha sido una actividad clave. La instalación de cimentaciones fijas para parques eólicos en esta zona estrecha puede afectar significativamente a los pescadores, limitando sus áreas de faena y generando preocupaciones sobre la interrupción de los caladeros y el acceso a recursos pesqueros.

Aunque las turbinas eólicas flotantes ofrecen la posibilidad de instalarse en áreas más profundas, lo que podría mitigar algunos de estos conflictos, surgen nuevas dificultades, como la evacuación de la electricidad producida. La infraestructura necesaria para la transmisión de energía desde ubicaciones más alejadas en el mar plantea desafíos logísticos y económicos adicionales. Esta compleja interacción entre la industria pesquera y el desarrollo de energía eólica marina destaca la necesidad urgente de políticas y estrategias de planificación que aborden de manera integral los impactos sociales, económicos y ambientales de ambos sectores en el entorno marino español.

De los 200 metros en adelante hacia mar adentro, lo anterior es conocido como la **plataforma continental**, zona de alto interés, donde se desarrolla la gran mayoría de la actividad pesquera y que, en el caso de los mares Bálticos y del Norte, destaca por su anchura, a diferencia de las costas españolas.

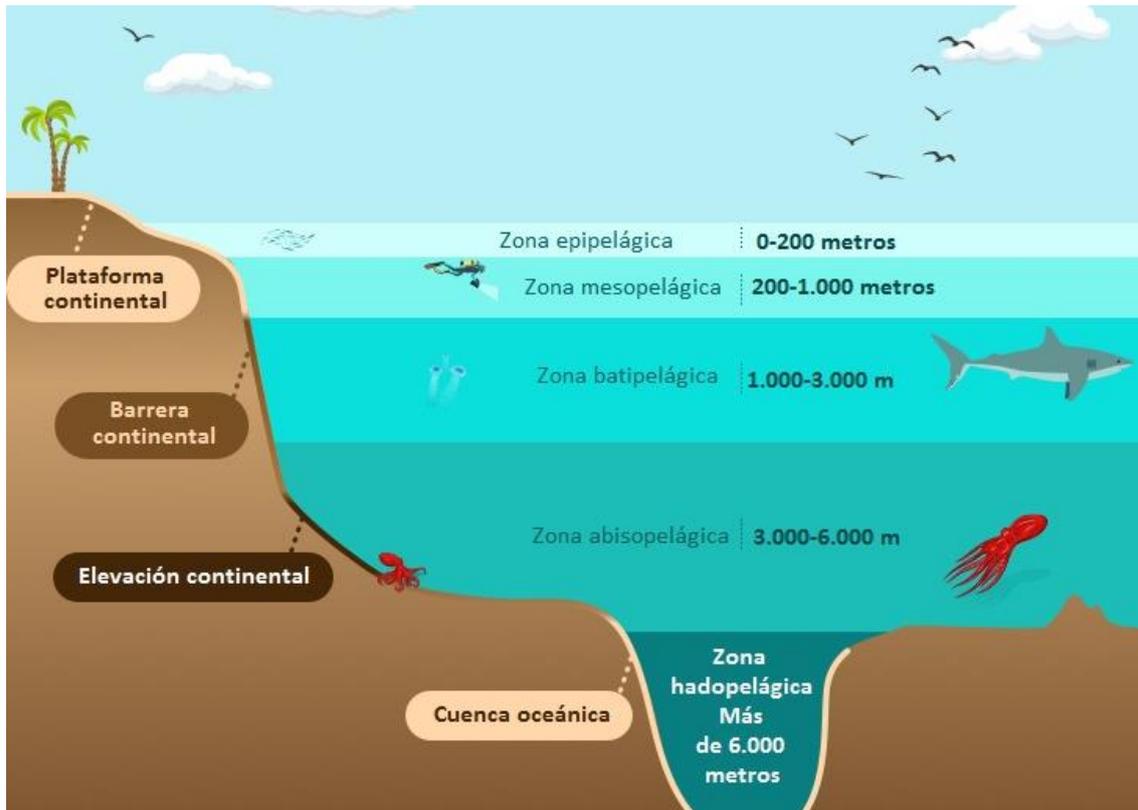


Ilustración 33. Clasificación de las zonas marinas.

El Cantábrico se diferencia en eso de aquellos otros mares europeos (su plataforma continental es incomparablemente más estrecha) y se diferencia, además, en que contiene (en esa estrecha plataforma) una extraordinaria riqueza biológica. Solo la flota que faena en el Cantábrico-Noroeste -explican desde Manifiesto de Burela- está compuesta por casi 5.000 embarcaciones, número muy mayor al registrado en Dinamarca (2.034), Bélgica (64), Países Bajos (839) o Alemania (1.293 barcos), países todos ribereños de los mares Báltico y del Norte. Según la plataforma Manifiesto de Burela, hasta el 95% de la actividad pesquera que desarrollan las flotas gallega, asturiana, cántabra y vasca tiene lugar ahí, en la plataforma continental cantábrica. (Barrero, 2022)

La necesidad de equilibrar el desarrollo de parques eólicos marinos con la conservación de la biodiversidad está dando lugar a regulaciones cada vez más estrictas en España, que limitan significativamente el espacio disponible para estas instalaciones. **La competencia por el uso de la plataforma continental entre las actividades pesqueras y energéticas, junto con la importancia de proteger los ecosistemas marinos y la vida silvestre, está generando una alta demanda de normativas ambientales y de planificación territorial.** Estas regulaciones buscan garantizar que el despliegue de parques eólicos marinos se lleve a cabo de manera responsable y sostenible, minimizando los impactos negativos sobre las poblaciones de peces, las aves y otros organismos marinos. Sin embargo, el

resultado es una limitación significativa del espacio disponible para el desarrollo de proyectos eólicos en el mar, lo que requiere estrategias innovadoras y colaborativas para encontrar soluciones que permitan aprovechar el potencial de la energía eólica offshore sin comprometer la integridad ambiental y la biodiversidad marina.

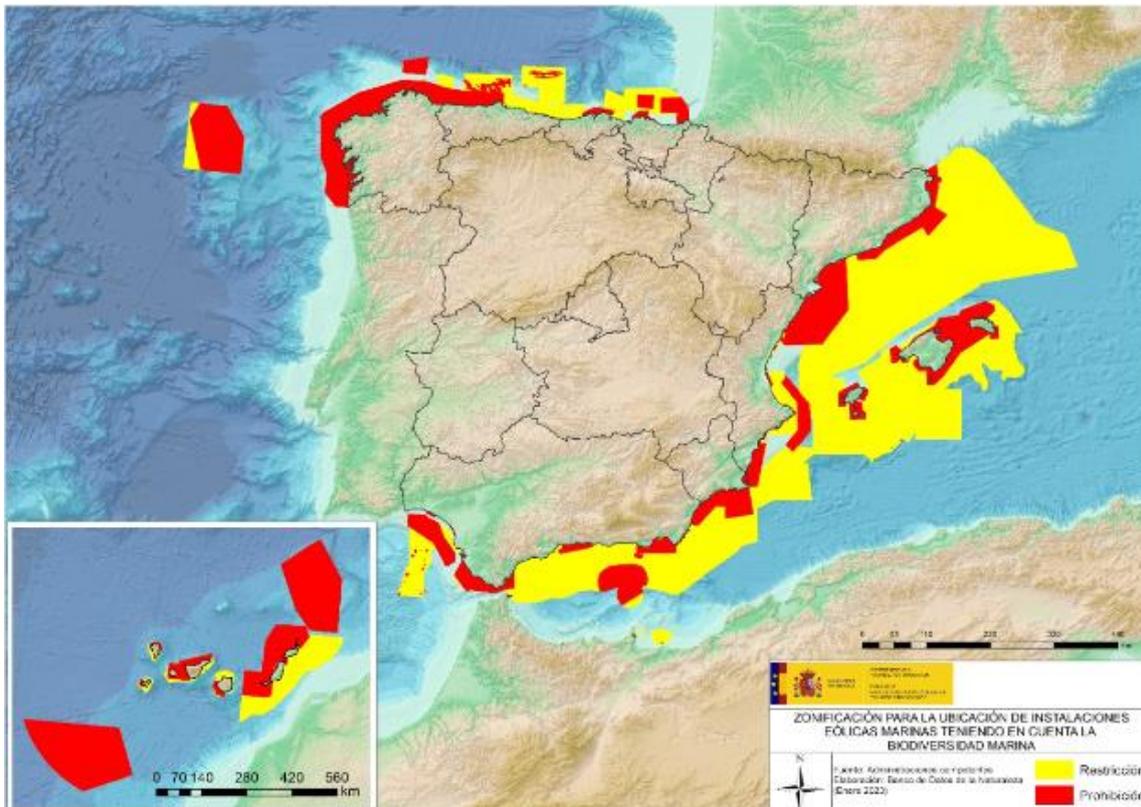
### 3.1.3. Zonificación litoral

Todo esto conduce a un esfuerzo por parte del ministerio correspondiente para limitar la ubicación de parques eólicos marinos mediante la creación de zonas designadas con diferentes niveles de restricciones. Algunas zonas se identifican como prohibidas (en color rojo), mientras que otras tienen múltiples restricciones (en color amarillo), lo que limita considerablemente el desarrollo de los parques eólicos en esas áreas.

Dicho trabajo se conoce como la zonificación del litoral, que se refiere a ese proceso de dividir y delimitar áreas costeras en diferentes zonas con el objetivo de gestionar y regular el uso de la tierra y los recursos marinos de manera planificada y sostenible. Esta práctica se utiliza para equilibrar el desarrollo económico con la conservación ambiental en las áreas costeras. Las autoridades

locales, regionales o nacionales realizan la zonificación del litoral como parte de la planificación del uso del suelo y la gestión integrada de zonas costeras.

Analizando las zonas fuera de esas áreas delimitadas se debe de llegar a una conclusión de qué zona es la óptima para realizar el emplazamiento, teniendo en cuenta otros factores como la velocidad y constancia del viento.



*Ilustración 34. Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas. Fuente: (gob, 2023).*

### 3.2. Potenciales Emplazamientos

Como se mencionó anteriormente, la selección del sitio debe tener en cuenta las limitaciones derivadas de la zonificación costera, así como aspectos críticos como la velocidad del viento y la profundidad del área en cuestión.

Primeramente, conviene dividir las cosas españolas ya que cada una presenta unas particularidades concretas que la diferencian de las demás:

- Zona Noratlántica
- Zona Levantino-balear
- Estrecho y Alborán
- Zona Sudatlántica
- Zona Canaria



*Ilustración 35. Zonificación Costera Española.*

Analizando dichas zonas por separado y prestando atención a las **zonas reservadas para el desarrollo de energía eólica marina**. Dicha información se refleja en el **Plan de Ordenación del Espacio Marítimo (2023)**. “El documento definitivo de los POEMs reduce pues la superficie accesible para la eólica marina a **5.000 kilómetros cuadrados, el 0,46% del total de las aguas territoriales españolas**. El objetivo eólico marino que se ha fijado el Gobierno en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (tener entre 1.000 y 3.000 megavatios de potencia en el mar) está en todo asegurado con ese espacio, según el Ministerio. Dado el tamaño actual de los aerogeneradores marinos (que pueden alcanzar los **14, 15, 16 megavatios por unidad**), alcanzar el óptimo de la horquilla objetivo (los 3.000 megavatios) supondría instalar unas 200 máquinas en esos 5.000 kilómetros cuadrados”:

### 3.2.1. Zona Noratlántica

Al analizar la costa noratlántica, se puede observar en la siguiente ilustración la presencia de varias zonas reservadas y protegidas para diversas actividades. Además, se identifican 8 áreas de especial interés para el desarrollo de energía eólica marina, **destacando especialmente una frente a Ferrol con un amplio espacio para la instalación y operación** de parques eólicos marinos. Esta zona también presenta velocidades medias del viento entre **8 y 9 km/h**, lo que la hace particularmente atractiva para el desarrollo de proyectos eólicos. **Las zonas más próximas a costa autorizadas están a 21 kilómetros de tierra firme, las más**

alejadas, a 31 kilómetros. El total de kilómetros autorizados para el desarrollo de offshore marina es de 2.700 kilómetros.

Por otro lado, las áreas frente a Cantabria, Asturias y el País Vasco no se destacan ni por su accesibilidad ni por los registros de velocidad del viento.

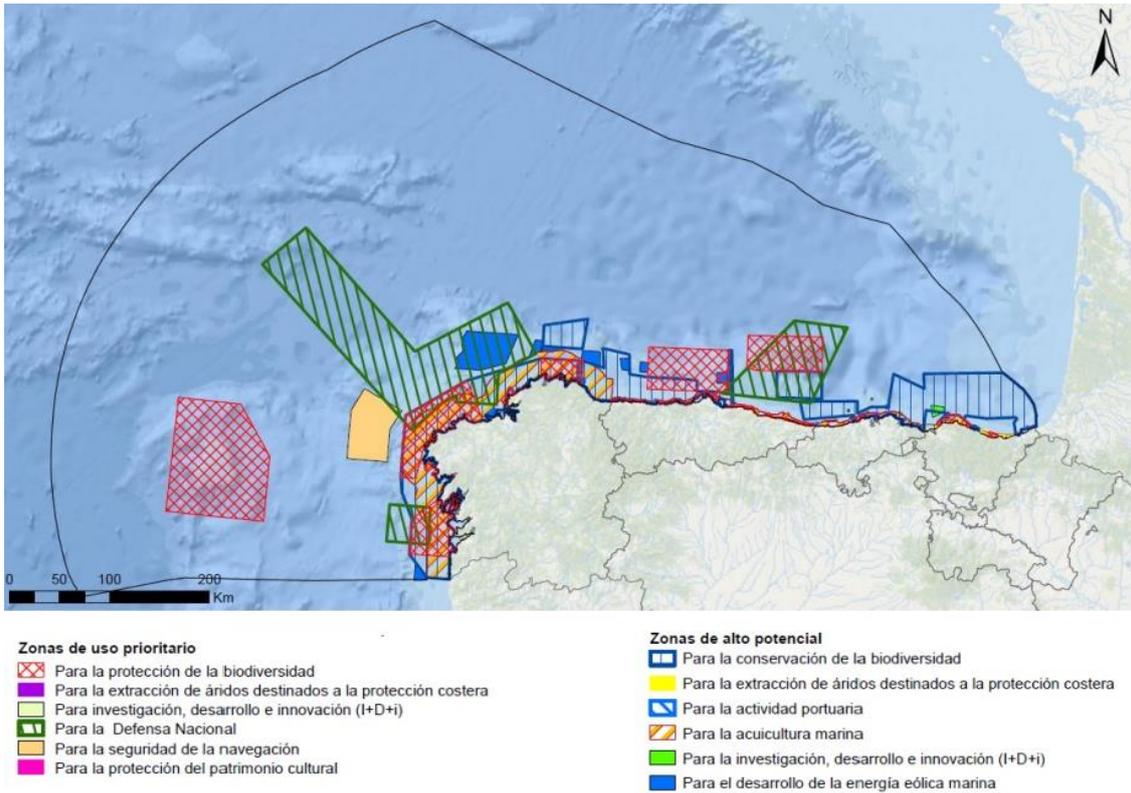


Ilustración 36. Zonificación Litoral Noratlántica.

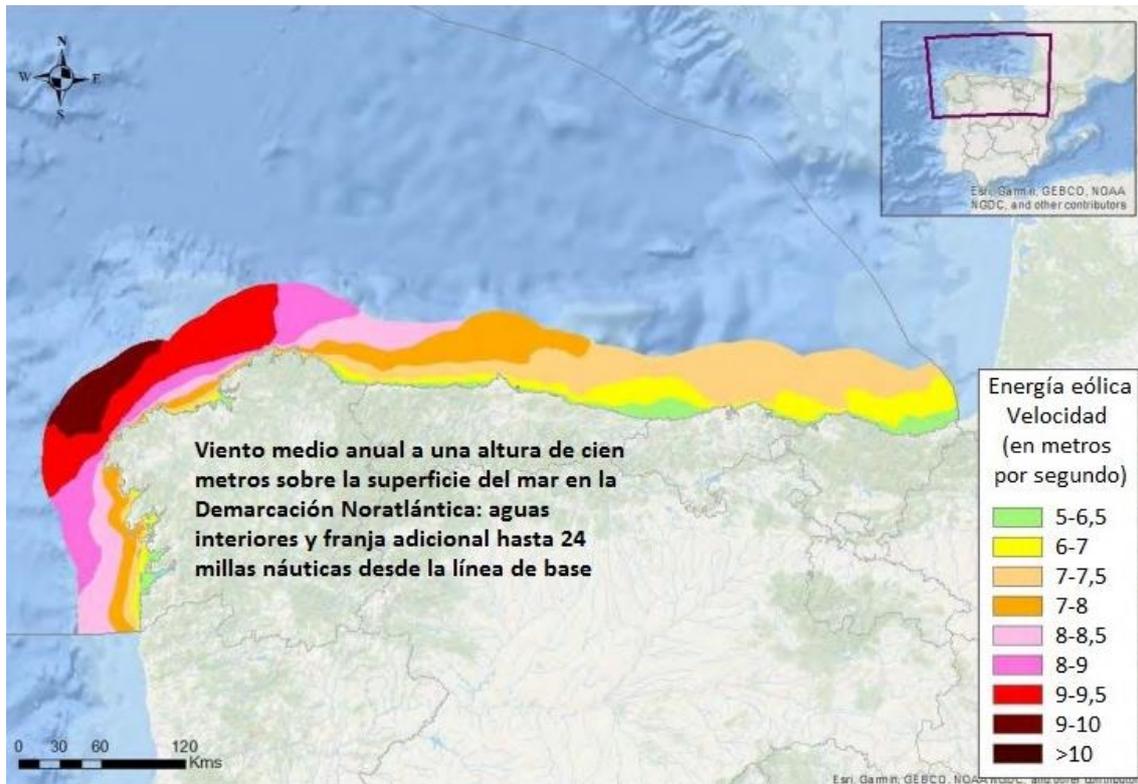
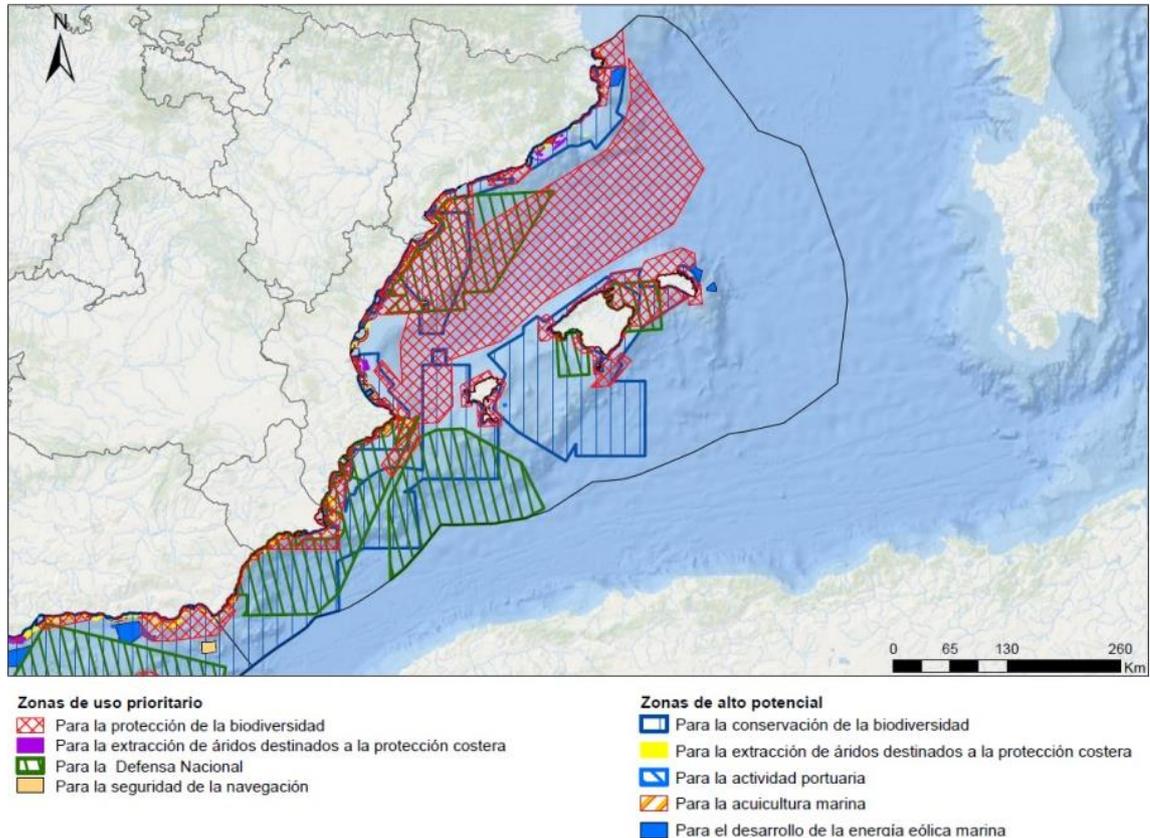


Ilustración 37. Viento medio anual zona Noratlántica.

### 3.2.2. Zona Levantino-balear

En la zona Levantino Balear, se han asignado un total de **474,99 kilómetros cuadrados** distribuidos en tres áreas designadas para el desarrollo de energía eólica marina.

En primer lugar, LeBa 1 se encuentra frente a las costas de Girona y abarca una superficie de 249,9 kilómetros cuadrados, con una **distancia mínima de 12 kilómetros** respecto a la costa y aguas con profundidades de entre 100 y 500 metros. En segundo lugar, LeBa 2 está situada frente al litoral de Menorca, comprendiendo **147,35 kilómetros cuadrados** y con una **distancia mínima a la costa de cinco kilómetros**. Finalmente, la tercera área, también frente a Menorca, es la más pequeña, abarcando aproximadamente 75 kilómetros cuadrados. El Cabo de Gata era una de las zonas con mejor recurso eólico, sin embargo, no está incluido en estas pautas para el desarrollo de energía eólica marina.



*Ilustración 38. Zonificación litoral Levantino Balear.*

### 3.2.3. Estrecho y Alborán

En la zona del Estrecho y el Mar de Alborán, se pueden identificar áreas con recursos eólicos muy favorables y otras con un potencial eólico más limitado. Las zonas más ventosas se encuentran principalmente en la franja marítima de las provincias de Granada y Almería, así como en la zona de Tarifa. Se ha reservado un total de **1.222,61 kilómetros cuadrados** para el desarrollo de energía eólica marina en esta región, aunque se prohíbe específicamente frente al Cabo de Gata.

Estas zonas reservadas presentan velocidades del viento que **oscilan entre 8 y 9 km/h**, lo que las convierte en áreas estratégicas para el desarrollo de parques eólicos marinos en el futuro y puntos a estudiar en el proyecto.

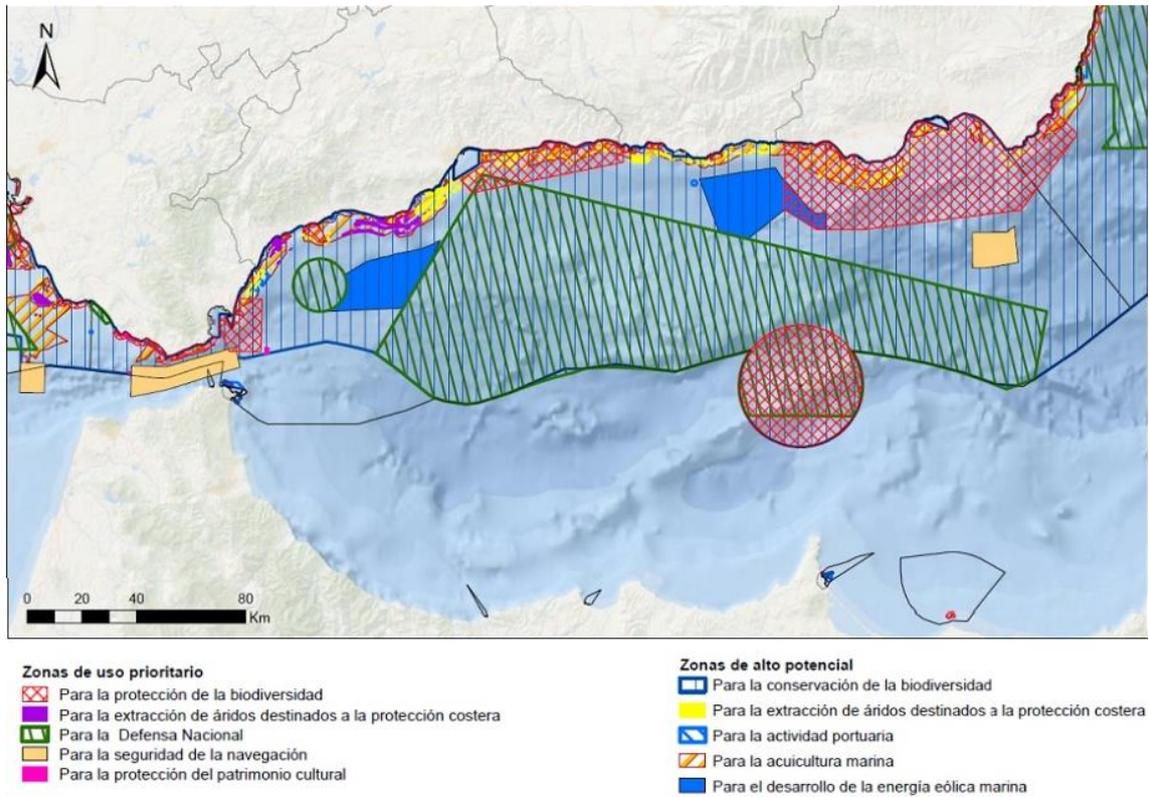


Ilustración 39. Zonificación litoral zona Estrecho y Alborán.

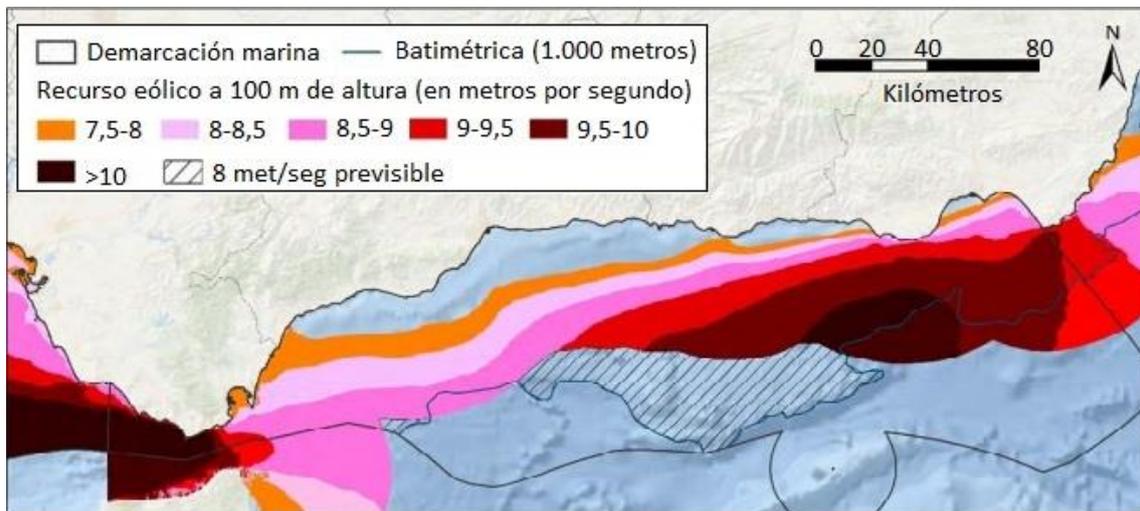


Ilustración 40. Viento medio anual zona Estrecho y Alborán.

### 3.2.4. Zona Suratlántica

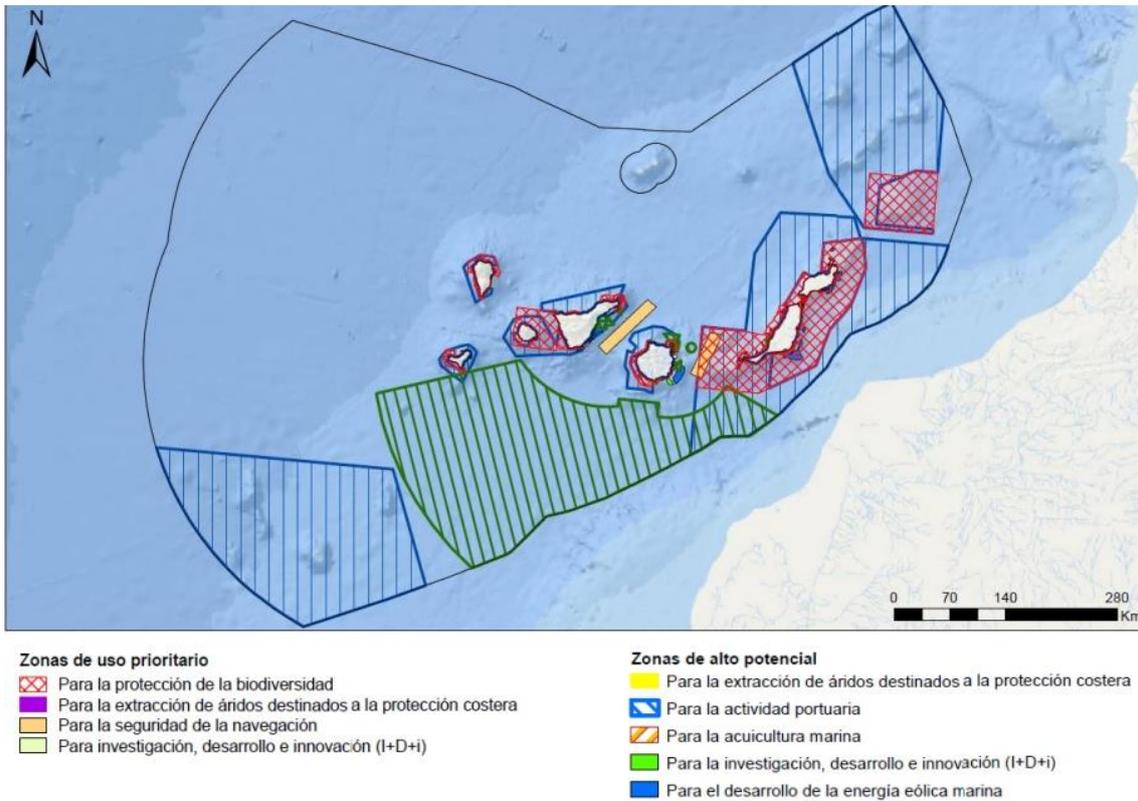
El Ministerio para la Transición Ecológica reconoce que áreas significativas en la Demarcación suratlántica muestran un potencial eólico interesante, especialmente cerca del Estrecho, donde los vientos atlánticos son fuertes. Sin embargo, debido a la **intensa actividad militar en la zona**, incluyendo ejercicios aéreos, submarinos y de superficie realizados por el Ministerio de Defensa, se ha determinado que **no es viable la instalación de parques eólicos comerciales en esta área marina**.

Esta restricción impuesta por motivos de seguridad nacional limita considerablemente la explotación del abundante recurso eólico disponible en estos territorios, dejando miles de kilómetros cuadrados sin aprovechar para la energía eólica marina.

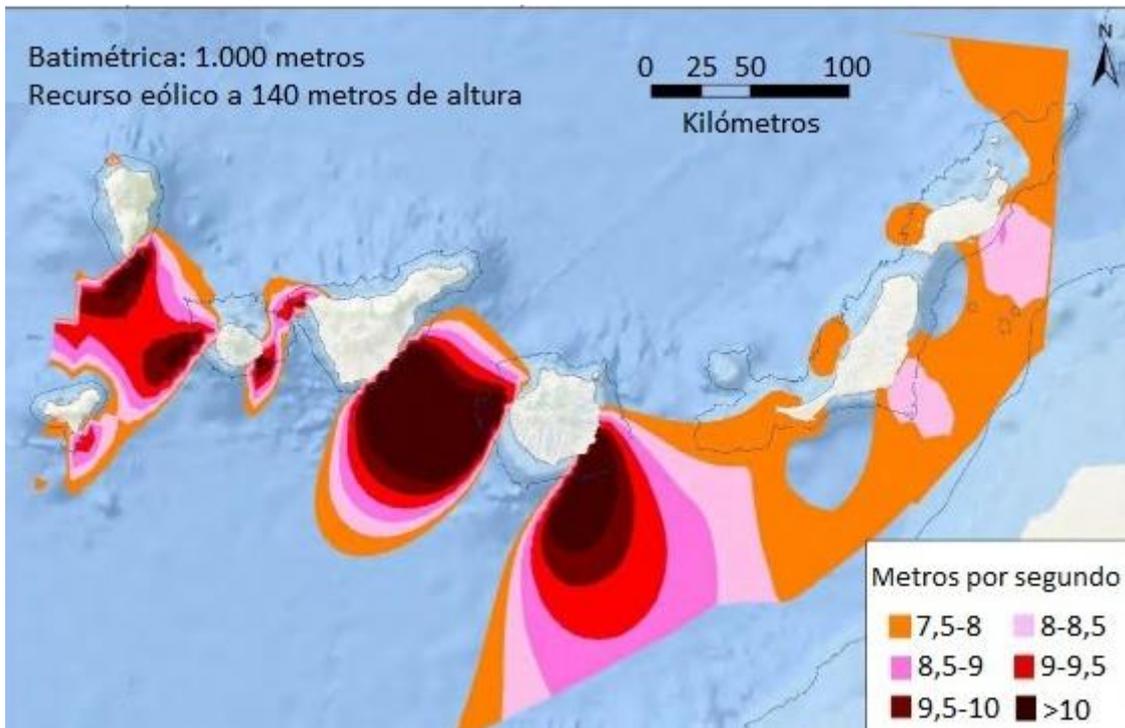
### 3.2.5. Zona Canaria

Las costas de Canarias son altamente cotizadas y deseadas debido a los favorables perfiles de viento que ofrecen, con vientos medios que no bajan de **7.5 m/s** y **alcanzan valores de hasta 10 m/s en varios puntos**. Esta consistente velocidad del viento es ideal para la generación eficiente de energía eólica. Sin embargo, a pesar de estas ventajas, estas áreas también están sujetas a **numerosas restricciones**, lo que hace que conseguir y desarrollar un proyecto en estas zonas sea más difícil y costoso.

No existen grandes áreas reservadas específicamente para la operación de energía eólica offshore. Actualmente, hay un proyecto en marcha liderado por Equinor, lo cual dificulta la entrada en este mercado debido al desarrollo ya avanzado de este primer proyecto comercial en la zona. Están limitados los aprovechamientos eólicos a una serie de áreas muy determinadas, todas las cuales suman en total **561,87 kilómetros cuadrados**. **Las distancias a la costa son entre 1,8 y 5,6 kilómetros**.



*Ilustración 41. Zonificación Litoral Canaria.*



*Ilustración 42. Viento medio anual zona Canaria.*

### 3.3. Selección de Emplazamiento

En España, el análisis de las restricciones y la zonificación litoral desempeña un papel crucial en la identificación de emplazamientos óptimos para proyectos de energía eólica offshore. Al haber considerado estas restricciones, que incluyen áreas protegidas, rutas de navegación, actividades pesqueras y otros usos del suelo, se puede enfocar de manera más precisa la búsqueda de emplazamientos adecuados. La zonificación litoral, también estudiada, proporciona un marco estructurado que divide las áreas costeras en categorías según su uso y sensibilidad ambiental. Al integrar estos datos en el análisis de selección de emplazamientos, **se pueden acotar los posibles sitios de desarrollo a aquellas áreas que presenten la menor interferencia con otros usos y que tengan un menor impacto ambiental.**

Habiendo hecho dicha selección, se ha decidido valorar más en detalle tres opciones, excluyendo la zona suratlántica por las prohibiciones y la canaria también por las numerosas limitaciones, demanda de la zona y particularidad de la demanda local.

- Es preciso resaltar que se ha escogido **una altura de los aerogeneradores de 150 metros**, unas dimensiones aptas para la eólica marina, superiores a lo diseñado en tierra.
- El potencial de generación también dependerá del tipo de turbina seleccionada. Por el momento, se están evaluando **las condiciones climáticas óptimas** para comparar diferentes emplazamientos. Para ello, es necesario la utilización la herramienta de evaluación de emplazamientos eólicos de *Global Wind Atlas*.

#### 3.3.1. ZONA I. [43.818675°, -8.613281°]

La primera zona por valorar es uno de los emplazamientos recogidos por el POEM de la **Zona Noratlánica**, en las costas gallegas, frente a La Coruña. Las siguientes ilustraciones muestran algunos de los aspectos y cifras claves del área a estudiar.

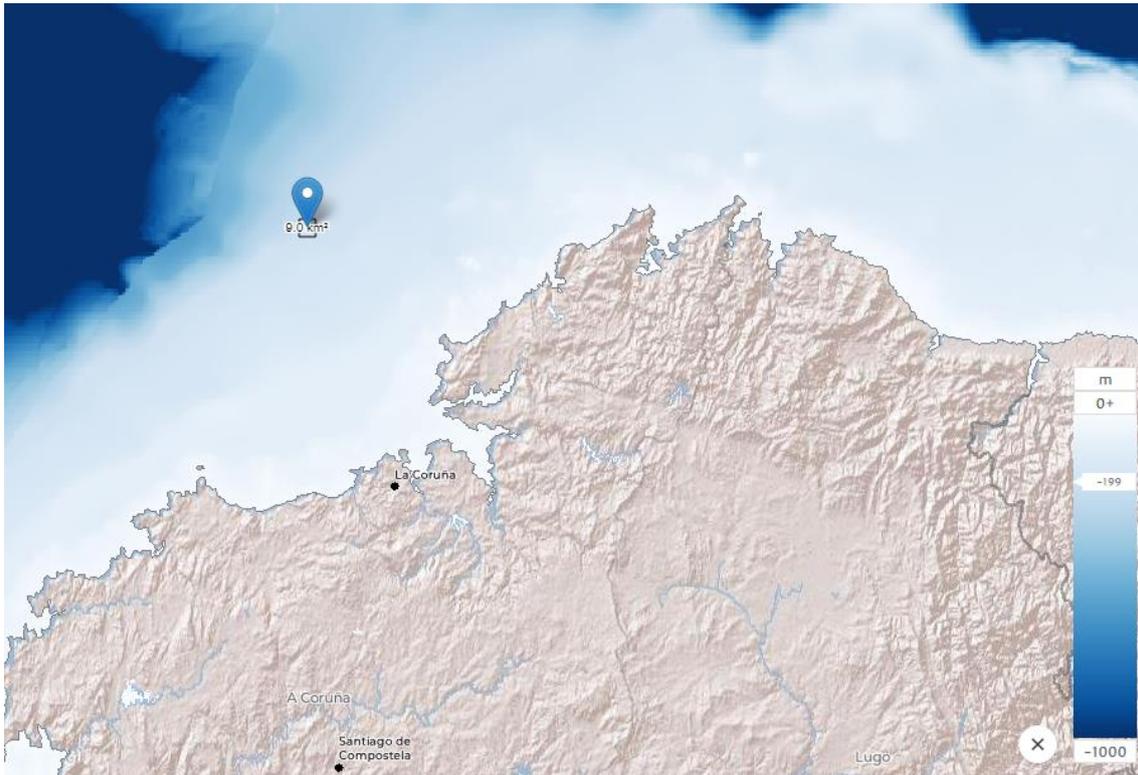


Ilustración 43. Zona I. [43.818675°, -8.613281°].



Ilustración 44. Distancia a la costa Zona I. Fuente: Google Earth.

La profundidad de aproximadamente **200 metros** se encuentra dentro de los parámetros adecuados para la tecnología offshore flotante. En cuanto a la distancia a la costa de **36 kilómetros**, este dato puede complicar las tareas de conexión y construcción en comparación con otros emplazamientos costeros en el país.

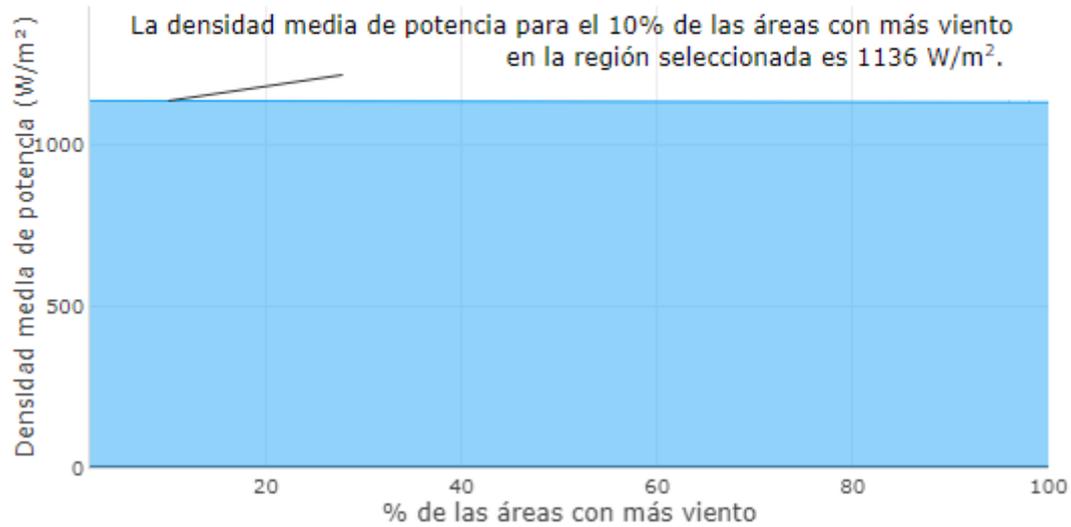
**Datos para el 10 % de las áreas con más viento**

1136 W/m<sup>2</sup>

10 m/s

Altura: 150m

**Densidad media de potencia @Altura 150m**



< Rosa de la frecuencia... 1/3

**Velocidad media del viento @Altura...**

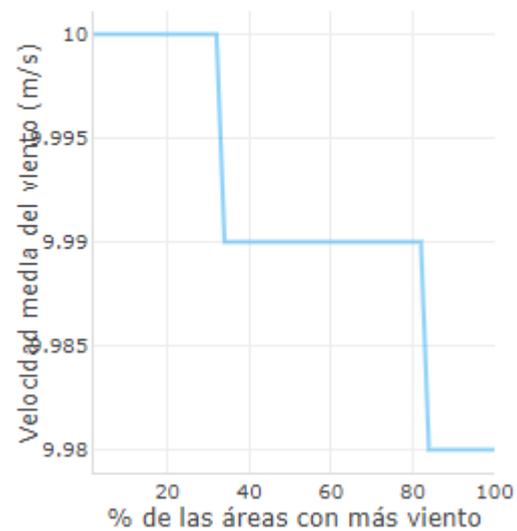
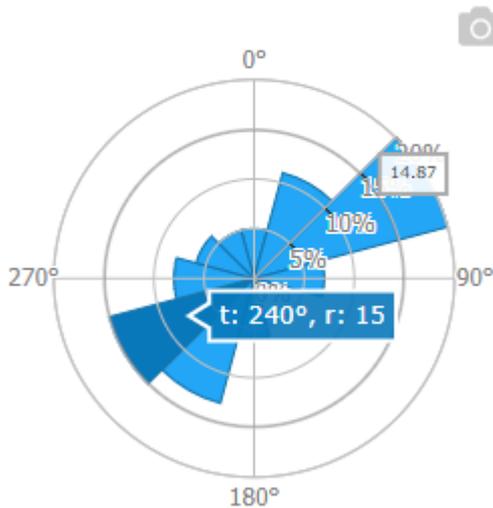


Ilustración 45. Datos del área Zona I.

En relación con los datos del área de la Zona I, la densidad de potencia alcanza alrededor de **1136 W/m<sup>2</sup>**. La velocidad media muestra niveles de variación muy bajos, con prácticamente el **100% del área operando a niveles similares**. Este es un dato destacable. Además, las rosas de frecuencia indican una orientación óptima alrededor de los **240°**, con una dispersión breve, lo que hace de esta zona un emplazamiento recomendable debido a su alto grado de aprovechamiento del

viento. Se debe de tener en cuenta que la densidad de potencia son datos para el 10% de las áreas con más viento.

### Variabilidad de la velocidad del viento

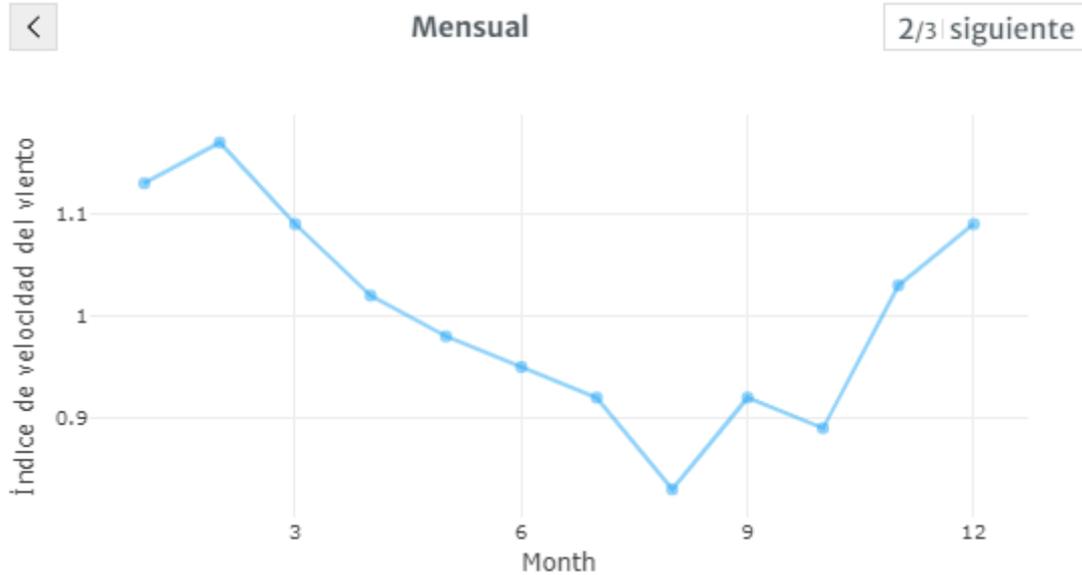


Ilustración 46. Variabilidad de la velocidad del viento mensual Zona I.

### Variabilidad de la velocidad del viento

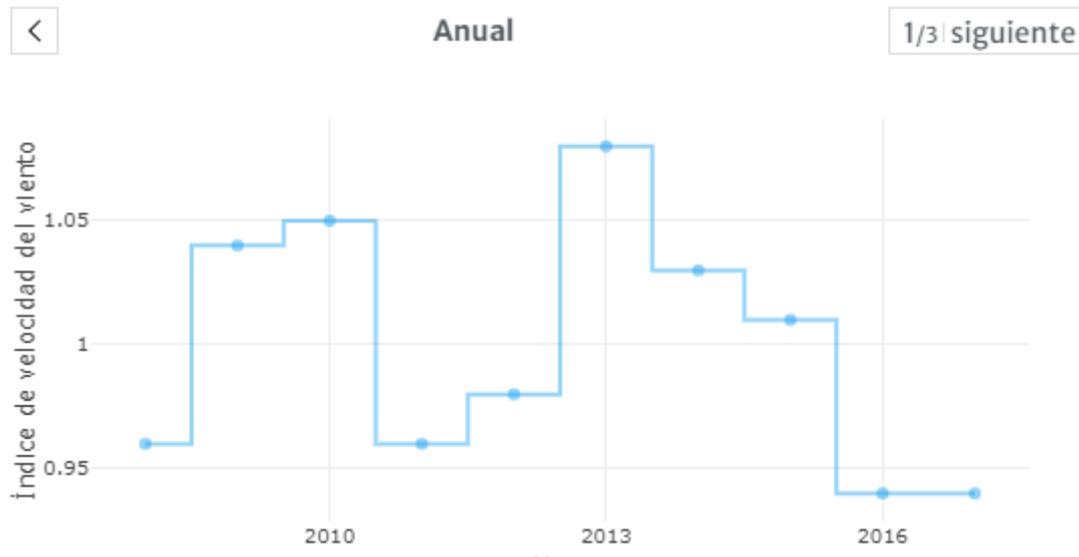


Ilustración 47. Variabilidad de la velocidad del viento anual Zona I.

La variabilidad del viento en la zona I no presenta problemas a nivel mensual, ya que es plenamente operativa durante los meses de mayor viento y sigue los patrones habituales de cualquier instalación eólica. Sin embargo, es notable el descenso en los índices de velocidad desde 2013. Aunque es común que los registros varíen alrededor de 1, este descenso es un factor importante a considerar y seguir de cerca si se decide continuar con esta opción.

### 3.3.2. ZONA II. [36.63757°, -3.032227°]

El segundo emplazamiento a considerar pertenece a la zona más ventajosa del **Estrecho y Alborán**, entre las provincias de Almería y Granada, teniendo en cuenta las restricciones relativas al cabo de gata.

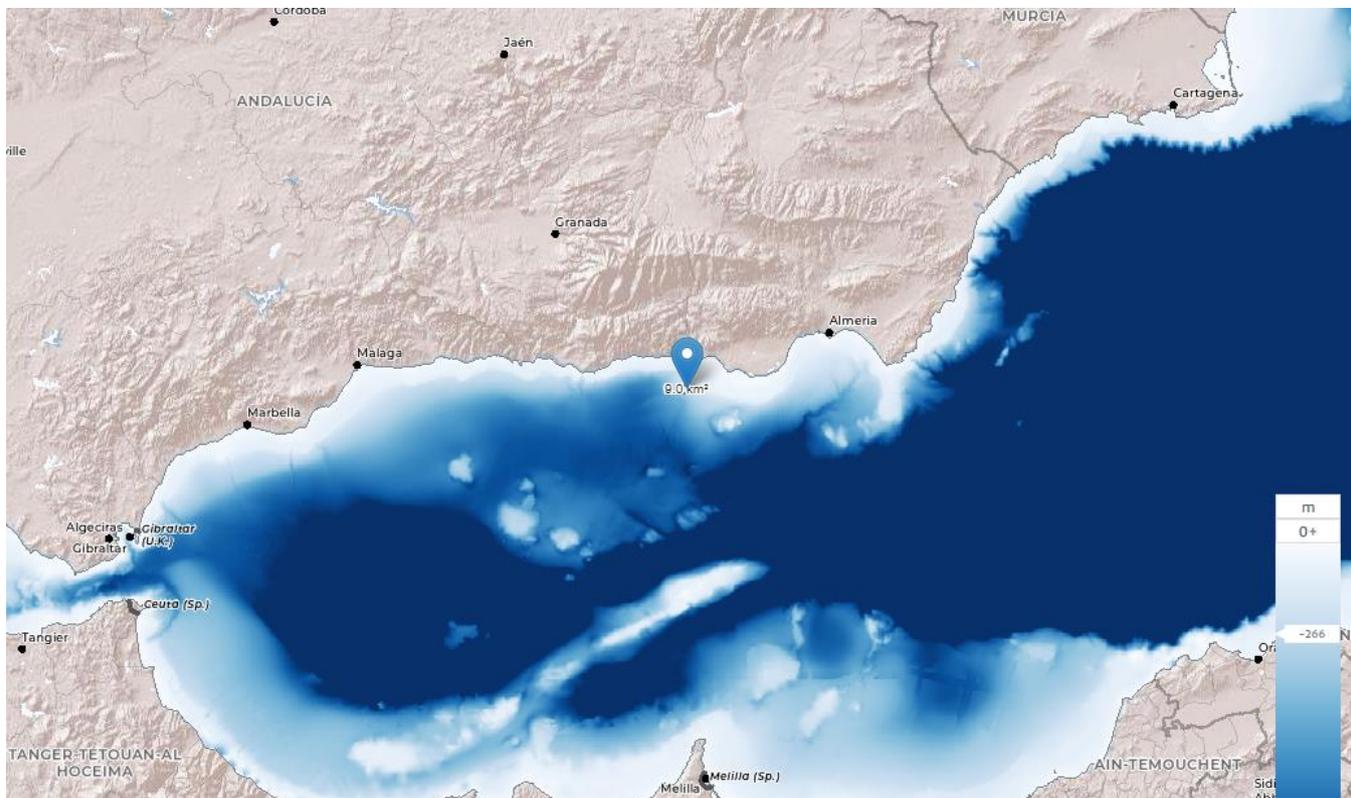
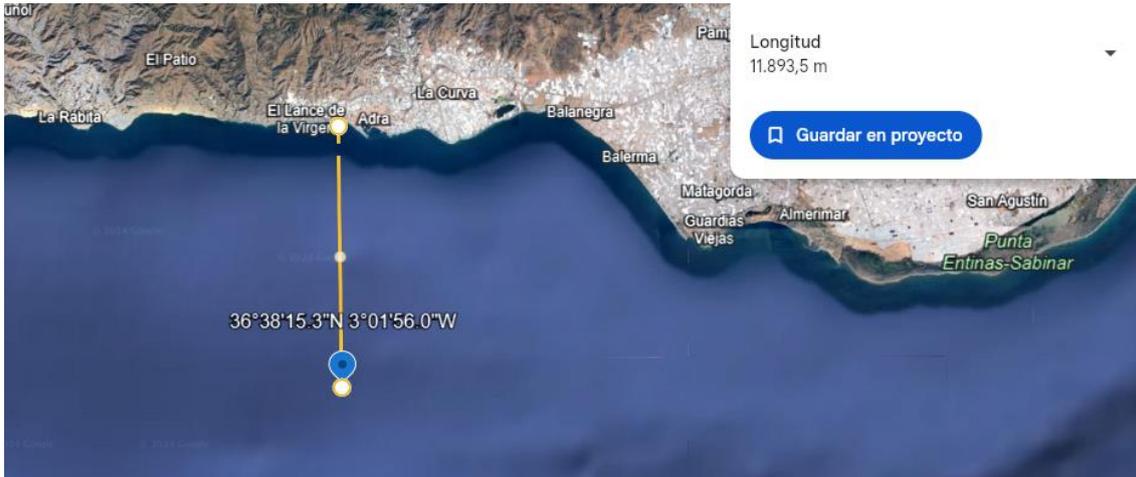


Ilustración 48. Zona II. [36.63757°, -3.032227°].

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**



*Ilustración 49. Distancia a la costa Zona II. Fuente: Google Earth.*

Las dos ilustraciones anteriores muestran dos medidas importantes del emplazamiento: una profundidad de aproximadamente **266 metros** y una distancia hacia la costa más cercana de casi **12 km**. Estos valores se encuentran dentro de los estándares adecuados para la energía eólica marina, y su nivel de optimización será determinado por los datos comparativos con otras ubicaciones.

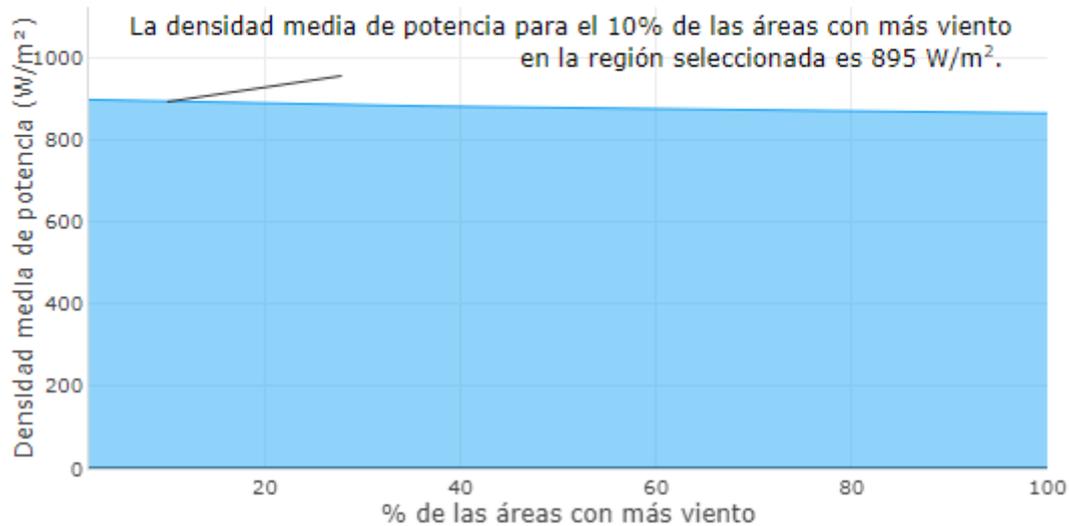
### Datos para el 10 % de las áreas con más viento

895 W/m<sup>2</sup>

7.63 m/s

Altura: 150m

### Densidad media de potencia @Altura 150m



< Rosa de la frecuencia...

1/3

Velocidad media del viento @Altura...

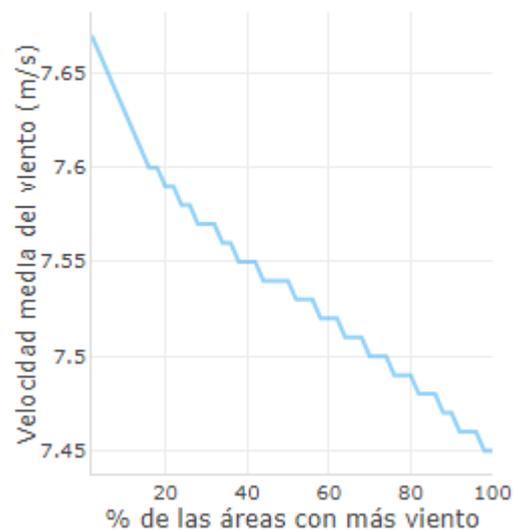
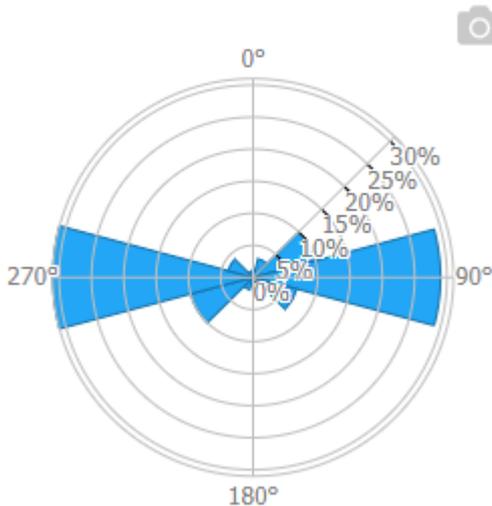


Ilustración 50. Datos del área Zona II.

La densidad de potencia media es de **895 W/m<sup>2</sup>** y la velocidad del viento varía en 0,2 m/s desde el 0% hasta el 100% de las áreas con más viento. Estos datos no son negativos, pero son **inferiores en comparación con otras opciones disponibles**. Sin embargo, la rosa de frecuencia es clara y favorable, lo cual es un aspecto positivo a considerar para este emplazamiento.

### Variabilidad de la velocidad del viento

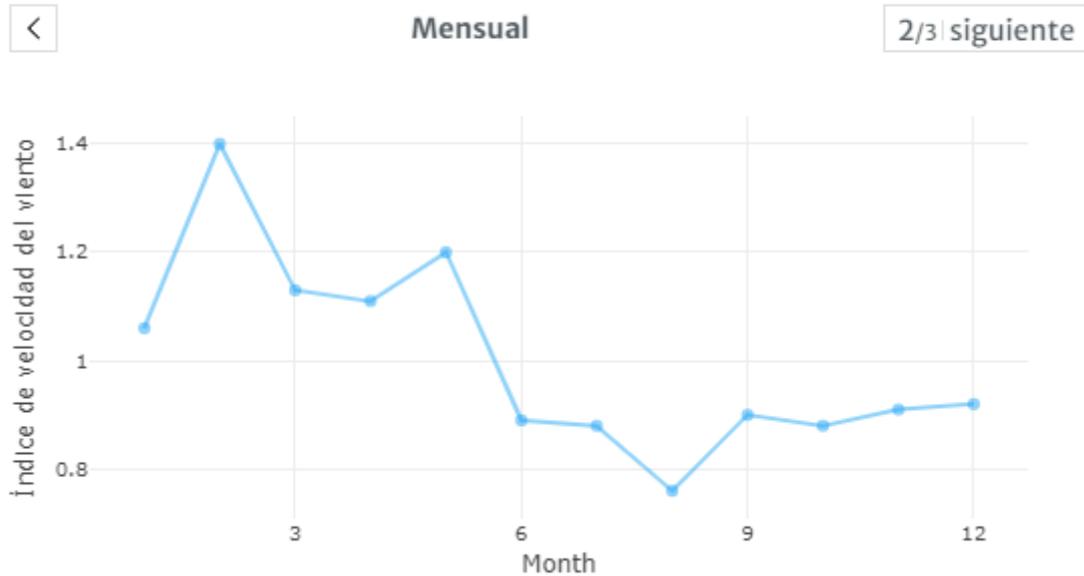


Ilustración 51. Variabilidad de la velocidad del viento mensual Zona II.

### Variabilidad de la velocidad del viento

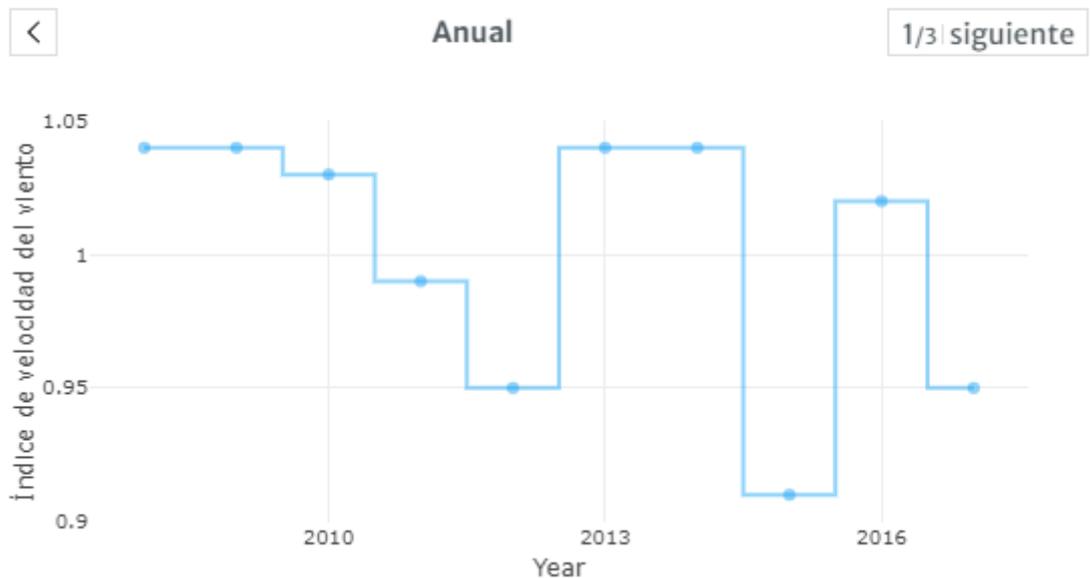


Ilustración 52. Variabilidad de la velocidad del viento anual Zona II.

La variabilidad del viento plantea **incertidumbre** en la segunda mitad del año, con valores por debajo de 1 después de los meses de verano, lo cual podría ser desventajoso para la operatividad en la generación de energía. Además, se observa una posible disminución gradual en los niveles de viento desde 2010 hasta la actualidad. Estos datos variables son difíciles de interpretar y podrían afectar

negativamente la operación óptima en los próximos años si esta tendencia a la baja continúa acentuándose con el tiempo.

### 3.3.3. ZONA III. [42.187829°, 3.361816°]

La última zona, que forma parte del Levantino-Balear, está reservada frente a la provincia de Gerona y cuenta con un área suficiente y condiciones climáticas interesantes.



Ilustración 53. Zona III. [ 42.187829°, 3.361816°].

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**



*Ilustración 54. Distancia a la costa Zona III. Fuente: Google Earth.*

Por último, la zona III presenta una combinación de datos muy favorables. Con una profundidad de **131 metros** y una distancia a la costa de aproximadamente **10 kilómetros**, esta zona es similar a la zona II pero con una ventaja competitiva en cuanto a la profundidad. Aunque la tecnología flotante puede adaptarse a ambas profundidades, siempre es beneficioso tener una profundidad menor. Esto facilita las operaciones de instalación y mantenimiento, lo cual es una ventaja significativa para este emplazamiento.

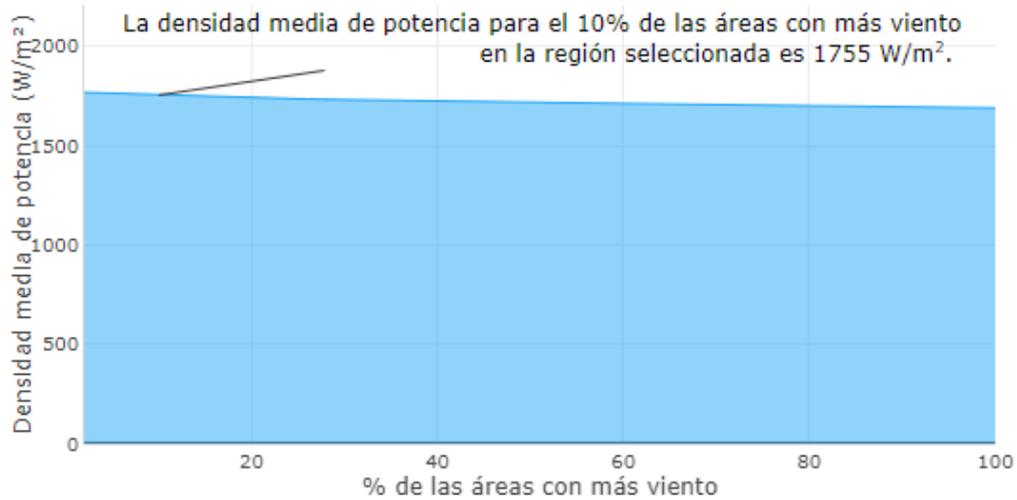
Datos para el 10 % de las áreas con más viento

1755 W/m<sup>2</sup>

10.64 m/s

Altura: 150m

Densidad media de potencia @Altura 150m



Rosa de la frecuencia...

1/3

Velocidad media del viento @Altura...

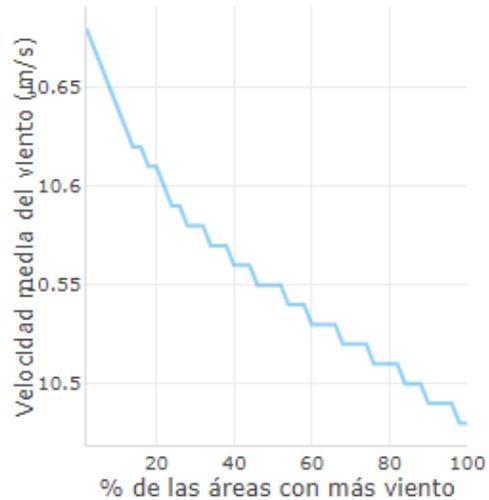
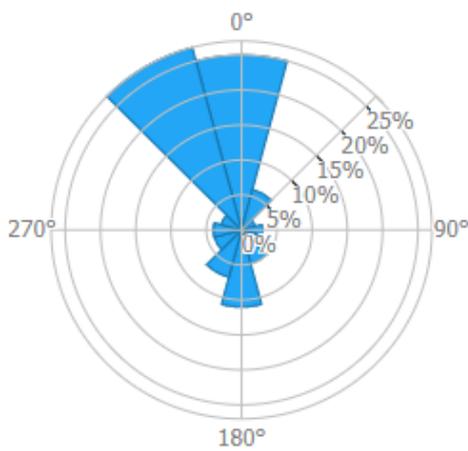


Ilustración 55. Datos del área Zona III.

Los datos del área de la Zona III revelan una densidad de potencia de 1755 W/m<sup>2</sup>. La rosa de frecuencia muestra una dispersión algo más amplia entre 80° y 120°, y aunque el rango de velocidades puede variar hasta abarcar el 100% de las áreas con mayor viento, su valor mínimo sigue siendo relativamente alto en comparación con otros emplazamientos.

### Variabilidad de la velocidad del viento

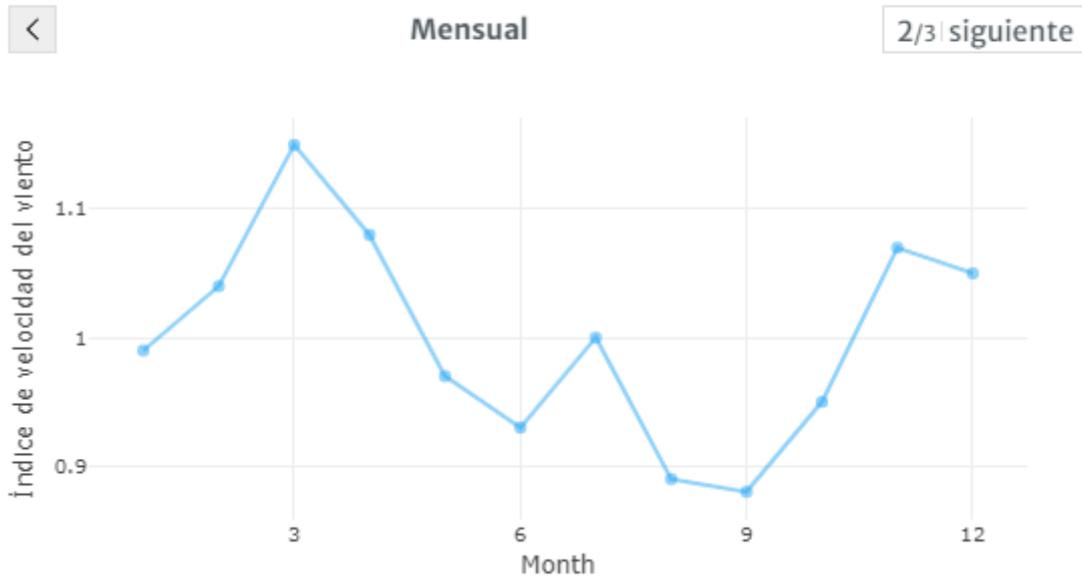


Ilustración 56. Variabilidad de la velocidad del viento Zona III.

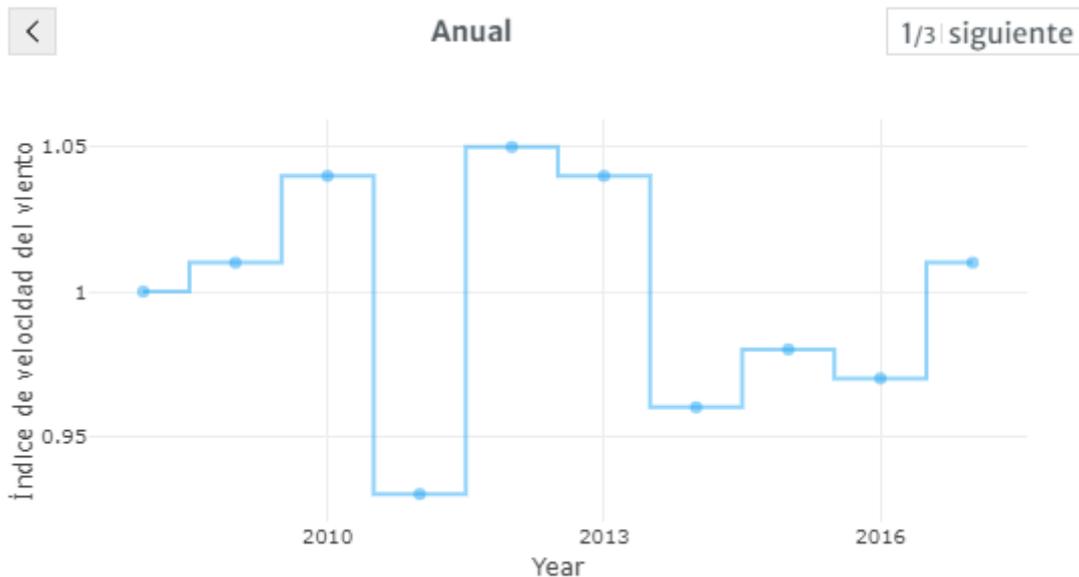


Ilustración 57. Variabilidad de la velocidad del viento anual Zona III.

En cuanto a la variabilidad del viento, **no se observan datos que planteen preocupaciones** para la operatividad. El índice anual muestra variabilidad, pero no indica un deterioro progresivo con el tiempo. En términos mensuales, se observan las variaciones típicas asociadas a la estacionalidad, sin descender por debajo de 0.9 y manteniéndose por encima de 1 durante gran parte del año.

### 3.3.4. Tabla Comparativa Emplazamiento

	Galicia (I)	Almería (II)	Cataluña (III)
Profundidad (m)	199	266	<b>131</b>
Distancia a costa (m)	35.922,21	11.893,50	<b>10.082,91</b>
Velocidad del viento (m/s)	10	7,63	<b>10,64</b>
Rango velocidades	<b>9.98 - 10</b>	7,45 - 7,65	10,45 - 10,70
Rosa de frecuencias	<b>Favorable</b>	<b>Favorable</b>	Dispersa
Densidad m.p. (W/m <sup>2</sup> )	1.136	895	<b>1.755</b>
Var. Mensual	<b>0.8 - 1.2</b>	0.8 - 1.4	0.85 - 1.15
Var. Anual	<b>0.95 - 1.10</b>	<b>0.9 - 1.05</b>	<b>0.9 - 1.05</b>

*Tabla 8. Tabla Comparativa Zonas.*

Al evaluar las diferentes opciones, la Zona III [42.187829°, 3.361816°], frente a la provincia de Gerona, muestra una clara ventaja competitiva. A pesar de registrar cierta intermitencia y variabilidad en comparación con la Zona I, las condiciones eólicas y la densidad de potencia son muy favorables en la Zona III, además de contar con una distancia a la costa muy ventajosa.

Además, la ubicación en Cataluña es siempre beneficiosa. Cataluña es una región económicamente próspera, con una industria potente y a la vanguardia en tecnología e innovación. Estas características pueden favorecer de manera indirecta el proyecto y su mantenimiento, así como facilitar la posibilidad de establecer contratos de compra de energía (*offtake contracts*) con industrias interesadas.

La relativa cercanía al puerto de Barcelona, un puerto reconocido, también puede facilitar diversas tareas logísticas, como el transporte de equipamiento y maquinaria, lo que añade valor a la viabilidad y eficiencia del proyecto.

### 3.4. Selección de la turbina eólica

En la elección de la turbina, se ha optado por modelos ampliamente probados para evitar fallos operativos. Además, se han seleccionado modelos rentables que sean adecuados para las velocidades de viento previstas en el proyecto, evitando así aumentar innecesariamente los costos mediante versiones más grandes que podrían complicar la logística y elevar los costos.

Estos modelos con experiencia operativa también ofrecen una curva de potencia, habiendo seleccionado varios tipos que se ajustan al rango de tensiones y velocidades deseadas, y comparándolos entre sí para tomar la mejor decisión.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**



*Ilustración 58. Comparativas turbinas eólicas wind-turbine-models.*

El rango de estudio para estas turbinas se sitúa entre 10.07 y 10.76 m/s, y dentro de este rango, la tecnología ofrecida por el **fabricante Vestas (MHI Vestas Offshore V164-8.0 MW)** muestra un rendimiento superior con respecto a las otras opciones. Además, al ser Vestas un fabricante ampliamente reconocido, esto añade un valor cualitativo al proyecto, facilitando la obtención de financiación y asegurando una distribución y operación óptimas de las turbinas seleccionadas. Adicionalmente, la turbina seleccionada es una de las recomendadas por la compañía en lo referente a tecnología offshore.

Los datos relativos a dicha turbina son:

<b>Datos</b>	<b>Modelo</b>	V164/8000
	<b>Fabricante</b>	Vestas (Denmark)
	<b>Potencia</b>	8.000 kW
	<b>Diámetro</b>	164 m
	<b>Área de barrido</b>	21.125 m <sup>2</sup>
	<b>Clase de Viento</b>	IEC S
	<b>Compatible Offshore</b>	Sí
	<b>Año</b>	2014
	<b>Número de Palas</b>	3
<b>Masa</b>	<b>Masa de la góndola</b>	375 t
<b>Rotor</b>	<b>V<sub>mín</sub> rotor</b>	4,8 vuelta/min
	<b>V<sub>máx</sub> rotor</b>	12,1 vuelta/min
	<b>V<sub>mín</sub> viento</b>	3,5

	<b>Vnom viento</b>	13
	<b>Vmáx viento</b>	25
<b>Generador</b>	<b>Tipo</b>	PM
	<b>Tensión salida</b>	66 kV

Tabla 9. Características Turbina MHI Vestas Offshore V164/8000.

Y, su curva de potencia:

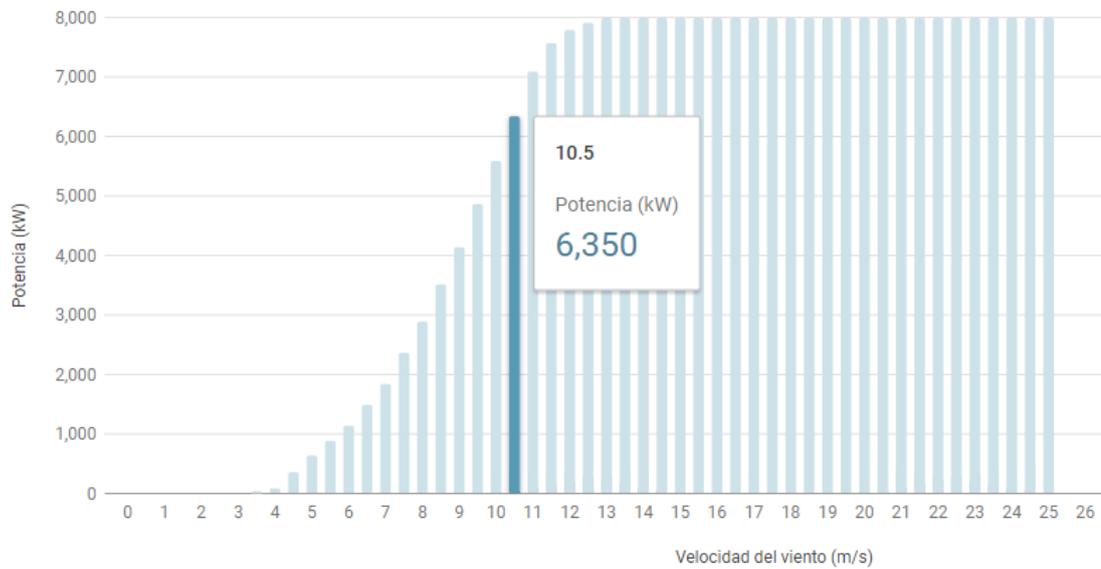


Ilustración 59. Curva de Potencia V164/8000.

La potencia generada por una turbina eólica suele ser inferior a su capacidad nominal debido a la variabilidad del viento y a consideraciones de seguridad y eficiencia en el diseño del parque eólico. Esta situación es común y esperada en la operación de parques eólicos, donde el objetivo principal es maximizar la producción de energía a lo largo del tiempo, aprovechando de manera eficiente y segura las condiciones cambiantes del viento. Esta estrategia proporciona flexibilidad y un margen de seguridad en caso de ráfagas de viento intensas, lo cual reduce las pérdidas en comparación con operar constantemente cerca de la potencia nominal.

Además, los dispositivos eléctricos suelen funcionar de manera más eficiente y tener una vida útil más larga cuando operan dentro de un rango de potencia por debajo de su capacidad máxima nominal. Esto ayuda a reducir el desgaste y minimiza la posibilidad de fallas prematuras debido a tensiones excesivas en los componentes. Esta consideración es fundamental para garantizar la estabilidad y durabilidad de los sistemas eléctricos en general.

Al realizar un cálculo que considera la variabilidad máxima del viento a lo largo del tiempo, incluyendo la variación positiva máxima anual y mensual (un mes al año) de los últimos años, junto con el uso de datos de velocidad media del viento en el **10% de las áreas más ventosas**, es cuando se obtienen estimaciones más cercanas a las condiciones nominales (~13 m/s) para la operación de la turbina eólica:

$$V_{m\acute{a}x} = 1.1 * 1.05 * 10,64 \frac{m}{s} = 12,3 \text{ m/s}$$

Esta turbina ha sido utilizada en el parque eólico offshore de **Burbo Bank, ubicado frente a Liverpool**, donde se han registrado velocidades medias del viento ligeramente superiores a los 10 m/s. Estos datos respaldan la elección de esta turbina para este proyecto. En teoría, se prevé que funcione durante 25 años, y el 80 por ciento de sus materiales pueden ser reciclados. Su tamaño reduce el número de aerogeneradores necesarios, lo que a su vez reduce los costes operativos y de mantenimiento.

### 3.5. Tecnología flotante

En el diseño de parques eólicos offshore, la profundidad del sitio es un factor crítico que influye en la selección de la tecnología de cimentación. En el caso de profundidades que superan los 50 metros, y particularmente cuando se alcanzan los 131 metros, como en este caso, las plataformas flotantes se convierten en una elección pertinente y muchas veces necesaria. Este patrón se observa de manera recurrente en las costas españolas, donde las características geográficas y marinas requieren del uso de esta tecnología avanzada.

#### 3.5.1. Plataformas Multicuerpo (Barge)

Descripción:

- Consisten en una estructura plana flotante con múltiples compartimentos para proporcionar estabilidad.
- Se diseñan para ser relativamente simples y económicas de construir.

Ventajas:

- Bajo costo de fabricación e instalación.
- Facilidad de transporte y ensamblaje.

Desventajas:

- Menor estabilidad en condiciones de mar abierto y olas altas.

- Más adecuada para áreas con menor profundidad y condiciones marítimas más calmadas.

Recomendable en:

- Áreas con profundidades moderadas (hasta 60-80 metros).
- Regiones con condiciones marítimas tranquilas y poca actividad sísmica.
- Zonas cercanas a la costa con infraestructura de apoyo adecuada.

### 3.5.2. *Semisumergibles*

Descripción:

- Consta de un casco flotante parcialmente sumergido con grandes columnas que proporcionan estabilidad.
- Muy estable en condiciones de mar agitado.

Ventajas:

- Alta estabilidad y resistencia a olas y vientos fuertes.
- Adaptabilidad a una amplia gama de profundidades.

Desventajas:

- Costos de fabricación y mantenimiento relativamente altos.
- Requiere instalaciones portuarias especializadas para ensamblaje y lanzamiento.

Recomendable en:

- Áreas con grandes profundidades (de 50 a 200 metros).
- Regiones con condiciones climáticas adversas y mar agitado.
- Proyectos donde la estabilidad en mar abierto es una prioridad.

### 3.5.3. *Plataformas Spar*

Descripción:

- Estructuras cilíndricas largas que se anclan en posición vertical, extendiéndose profundamente bajo el agua.
- Ofrecen excelente estabilidad debido a su bajo centro de gravedad.

Ventajas:

- Excelente estabilidad en condiciones de mar agitado.
- Eficiencia en áreas con gran profundidad (mayor a 100 metros).

Desventajas:

- Altos costos de fabricación y transporte.
- Complejidad en la instalación y anclaje.

Recomendable en:

- Áreas con profundidades extremas (más de 100 metros).
- Regiones con condiciones marítimas muy severas.
- Proyectos a gran distancia de la costa.

#### 3.5.4. Plataformas TLP (*Tension Leg Platform*)

Descripción:

- Consisten en una estructura flotante anclada al fondo marino mediante tendones tensados, que proporcionan gran estabilidad vertical.
- Ideal para profundidades intermedias a grandes.

Ventajas:

- Alta estabilidad vertical y capacidad de mantener la posición.
- Menor movimiento vertical en respuesta a las olas en comparación con otros diseños.

Desventajas:

- Altos costos de instalación y mantenimiento.
- Complejidad en el diseño y la construcción.

Recomendable en:

- Áreas con profundidades intermedias a grandes (de 200 a 1000 metros).
- Regiones con alta actividad de oleaje y corrientes.
- Proyectos donde la estabilidad vertical es crucial para la operación eficiente de las turbinas.

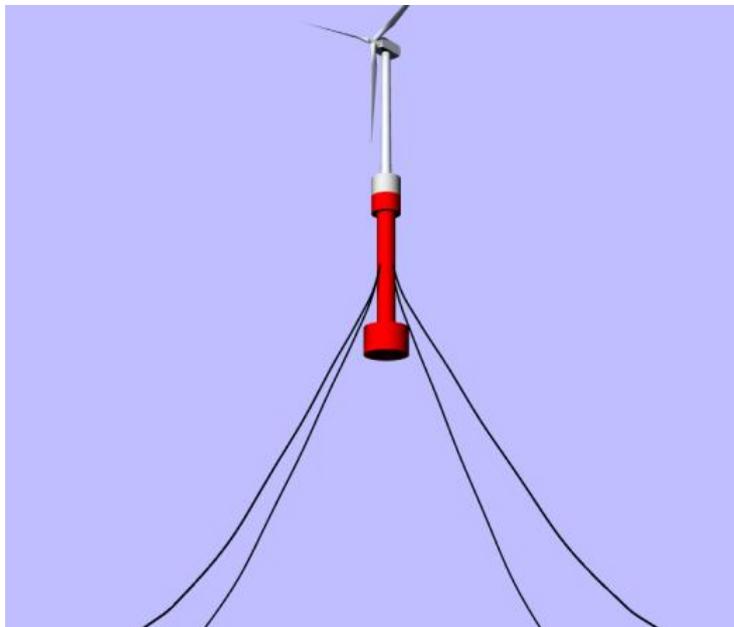
### 3.6. Elección y Diseño Plataforma SPAR

Una vez hecho el análisis de las distintas plataformas desde el punto de vista de las características de nuestro emplazamiento, se ha escogido la plataforma SPAR por una serie de factores:

- **Adaptabilidad** a grandes profundidades. La profundidad del sitio, aproximadamente **130 metros**, se encuentra en el rango óptimo para el uso de plataformas Spar. Estas plataformas están diseñadas específicamente para operar eficientemente en profundidades que exceden los 100 metros, proporcionando una excelente estabilidad debido a su estructura alargada y su bajo centro de gravedad.
- **Estabilidad en condiciones adversa.** La plataforma Spar ofrece una estabilidad superior en condiciones de mar agitado. **La rosa de frecuencias dispersa** sugiere que los vientos y las olas pueden provenir de diversas

direcciones, lo que podría generar un entorno marítimo complejo y variable. La estabilidad inherente de una plataforma Spar, derivada de su diseño sumergido, la hace especialmente adecuada para mantener la operatividad de las turbinas eólicas en estas condiciones.

- **Rendimiento óptimo en alta velocidad del viento.** La velocidad del viento de 10,64 m/s es ideal para la generación de energía eólica y se encuentra dentro del rango óptimo para la mayoría de las turbinas eólicas modernas. Las plataformas Spar, con su alta estabilidad, pueden soportar estas velocidades de viento sin comprometer la eficiencia y seguridad de las turbinas, asegurando una generación de energía confiable y continua.
- **Proximidad a la costa y logística.** Aunque las plataformas Spar requieren una infraestructura portuaria adecuada para su ensamblaje y lanzamiento, **la proximidad del sitio a la costa (aproximadamente 10 km) facilita el transporte y la instalación.** Cataluña cuenta con puertos e instalaciones capaces de manejar las necesidades logísticas de un proyecto de esta magnitud, permitiendo una implementación más fluida.



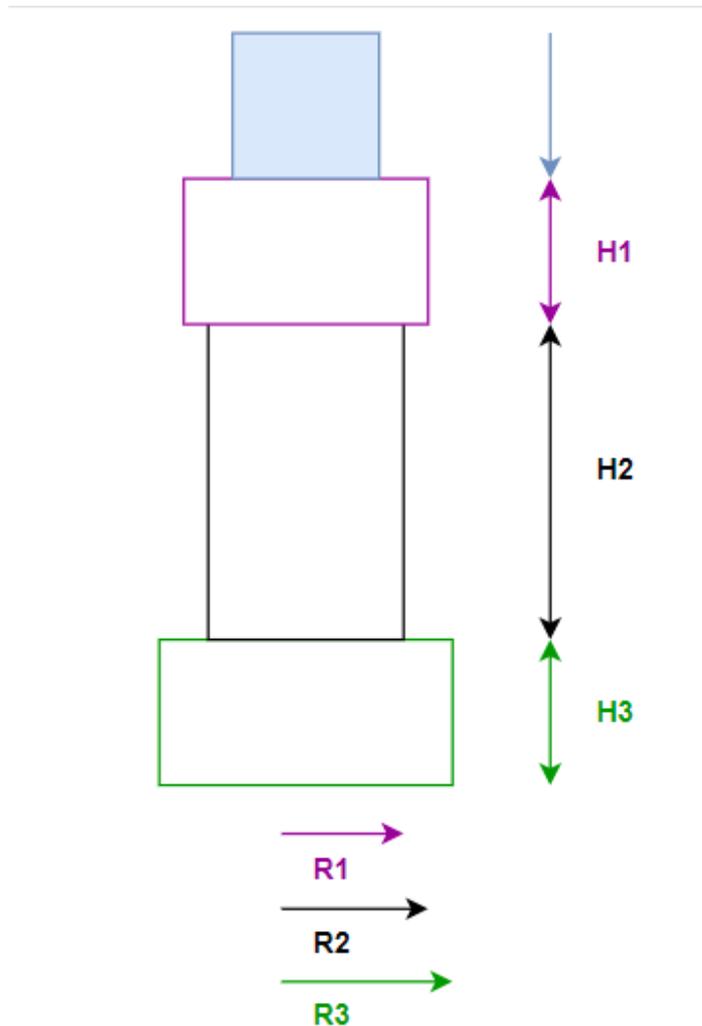
*Ilustración 60. Plataforma SPAR.*

### 3.6.1. Parámetros Iniciales y Diseño Principal

Los parámetros y datos fijos sobre los que dimensionar son:

- **Profundidad del agua:** 131 metros
- **Turbina:** Vestas V164/8000
  - Potencia: 8 MW
  - Diámetro del rotor: 164 m
  - Masa de una pala: 35 t
  - Masa del rotor completo: 105 t
  - Masa de la góndola: 390 t
  - Masa de la torre: 450 t
  - Altura de la torre: Aproximadamente 90 metros

El boceto inicial de la plataforma sería:



*Ilustración 61. Boceto de Dimensiones Plataforma SPAR.*

Las dimensiones iniciales de la plataforma se han establecido a partir de cifras comunes en la industria, con el objetivo de garantizar la estabilidad. Estas dimensiones serán evaluadas y probadas a continuación para confirmar su adecuación:

#### **Flotador**

- Peso M1: 400 t
- h1: 5 metros

#### **Zona transición**

- Peso M2: 700 t
- h2: 60 metros

#### **Soft Tank**

- Peso M3: 600 t
- h3: 10 metros
- Peso lastre adicional: 10.000 t

#### 3.6.2. Cálculos de Estabilidad

Es necesario realizar cálculos de estabilidad para la plataforma, comparando el momento que ejercen las olas sobre ella con el momento de estabilidad de la propia plataforma. Estos cálculos son esenciales para asegurar que la plataforma pueda resistir las fuerzas del entorno marino y mantener su integridad estructural.

**Al evaluar estos momentos, se pueden hacer los ajustes necesarios para garantizar la robustez y fiabilidad de la plataforma.**

Para ello, son necesarios una serie de comprobaciones:

$$[i] F_{empuje} \geq \text{Peso total del objeto}$$

$$[ii] h_{metacentro} \geq h_{cg}$$

$$[iii] \text{Momento}_{olas} \geq \text{Momento}_{estabilización}$$

#### 3.6.3. Condición de Flotabilidad

Asumiendo que la altura sumergida es la de la zona de transición (2) más el soft tank (3), se despeja el diámetro de cada cilindro obteniendo una ecuación a cumplir.

$$V_{sumergida} = a_2 * h_2 + a_3 * h_3$$

$$V_{sumergida} = \pi * r_2^2 * 50 + \pi * r_3^2 * 10$$

Considerando que la densidad del agua salada es de 1.025 kg/m<sup>3</sup> y siguiendo el principio de flotación de Arquímedes, se puede calcular la fuerza de empuje:

$$F_e = \rho_{agua} * V_{sumergido} * g$$

$$F_e = 1250 \text{ kg/m}^3 * V_{sumergido} * 9,81 \text{ m/s}^2$$

La fórmula final para que el cuerpo flote, que no que sea estable, que se hará a continuación, es:

$$F_e \geq \text{Peso total del objeto}$$

$$1250 * [\pi * r_2^2 * 50 + \pi * r_3^2 * 10] * 9,81 \geq 12.645 \text{ t} * 9,81$$

Añadiendo una ecuación más para calcular los límites:

$$r_2 * 2 = r_3$$

Los valores críticos de los radios:

r2	<b>5,674524481</b>
r3	<b>11,34904896</b>
Fe	<b>12.645,0001</b> kg
Objetivo	<b>12.645 t</b>

Tabla 10. Valores críticos Fuerza de Empuje.

Esto refleja una primera condición cumplida y una libertad de elección de radios respecto a dicha condición.

#### 3.6.4. Condición de Estabilidad

**Ahora es necesario calcular la altura metacéntrica, que debe de estar situada por encima del centro de gravedad.** Para ello es necesario calcular una serie de parámetros y la altura final, que debe de ser positiva para representar estabilidad. La estructura completa puede subdividirse en:

- Aerogenerador
- Cilindro 1 (flotador)
- Cilindro 2 (zona de transición)
- Cilindro 3 (soft tank)

El criterio de estabilidad, en general, en el caso de cuerpos flotantes es el siguiente:

- Si el centro de gravedad del cuerpo (CG) está directamente debajo del centro de flotación (CB), el cuerpo siempre es estable.
- Si el centro de gravedad del cuerpo coincide con el centro de flotación, el cuerpo es neutralmente estable.
- Si el centro de gravedad del cuerpo está por encima del centro de flotación, el cuerpo puede ser o no estable. Esto último producto de sí existe un momento restaurador.

**Considerando como parte sumergida el cilindro 2 y 3.**

$$\text{Altura metacéntrica} = GM = CB + BM - CG$$

1. **CB. Centro de carena.** En términos de estabilidad, el centro de flotación es el punto a través del cual actúa la fuerza de flotación, mientras que el centro de gravedad es el punto a través del cual actúa la fuerza de gravedad.

$$h_{\text{sumergida}} = h_2 + h_3 = 60 + 10 = 70 \text{ m}$$
$$CB = \frac{h_{\text{sumergida}}}{2} = 35 \text{ m}$$

2. **BM. Distancia metacéntrica.** Para la distancia metacéntrica se debe de tener en cuenta la parte sumergida.

$$V_{\text{sumergido}} = V_2 + V_3 = \pi * r_2^2 * h_2 + \pi * r_3^2 * h_3$$

Para ello, se van a dimensionar los dos radios con unos primeros valores.

$$r_2 * 2 = r_3$$

$$r_2 = 8 \text{ m}$$

$$r_3 = 13 \text{ m}$$

$$V_{\text{sumergido}} = \pi * 8^2 * 60 + \pi * 13^2 * 10 = 5.530\pi \text{ m}^3$$

A continuación, se calculan los momentos de inercia de ambos cilindros y el total resultante.

$$I_{cilindro} = \frac{\pi * r^4}{4}$$

$$I_{total} = \frac{\pi * 8^4}{4} + \frac{\pi * 13^4}{4} = \frac{32.657}{4} \pi$$

La fórmula para el cálculo de la distancia metacéntrica es:

$$BM = \frac{I_{total}}{V_{total}} = \frac{\frac{32.657}{4} \pi}{5.530 \pi} = 1,48 \text{ m}$$

### 3. Centro de gravedad (CG)

La masa total de la turbina (góndola + palas + torre) se suma a la masa de la estructura SPAR con el lastre.

$$Masa_{aerogenerador} = 105 \text{ t} + 390 \text{ t} + 450 \text{ t} = 945 \text{ t}$$

Se asume que la masa total de la estructura SPAR sumando el lastre sea aproximadamente de unas 25.000 toneladas.

$$Masa_{total} = 945 \text{ t} + 700 \text{ t} + 400 \text{ t} + 600 \text{ t} + 10.000 \text{ t} = 12.645 \text{ t}$$

$$H_p = h1 + h2 + h3 = 75 \text{ m}$$

Con el fin de calcular el centro de gravedad total, se multiplica cada masa ponderadamente por la altura a la que se encuentra cada centro de gravedad individual. Se considera como punto de referencia la base inferior de la plataforma:

$$h3' = \frac{h3}{2} = 5 \text{ m}$$

$$h2' = h3 + \frac{h2}{2} = 40 \text{ m}$$

$$h1' = h2 + h3 + \frac{h1}{2} = 72,5 \text{ m}$$

$$H_p = h1 + h2 + h3 = 75 \text{ m}$$

$$h_{g\acute{o}ndolas} = h'_g = H_p + 82 = 157 \text{ m}$$

$$h_{palas} = h'_p = H_p + 90 = 165 \text{ m}$$

$$h_{torre} = h'_t = H_p + \frac{90}{2} = 120 \text{ m}$$

$$CG_t = \frac{390 * h'_p + 105 * h'_p + 450 * h'_t + 400 * h1' + 700 * h2' + 10.600 * h3'}{12.645 \text{ t}}$$

$$\approx 19,43 \text{ m}$$

4. **Altura metacéntrica (GM).** Finalmente se debe de comprobar que la dicha altura es positiva.

$$GM = CB + BM - CG$$

$$GM = 30 + 1,48 - 19,43 = +12,05 \text{ m}$$

Si el cálculo de la altura metacéntrica (GM-M) de la estructura compuesta por las tres plataformas cilíndricas superpuestas y el aerogenerador resulta en un valor positivo, esto implica que la plataforma es estable.

Como el centro de gravedad está directamente debajo del centro de flotación, **el cuerpo siempre es estable.**

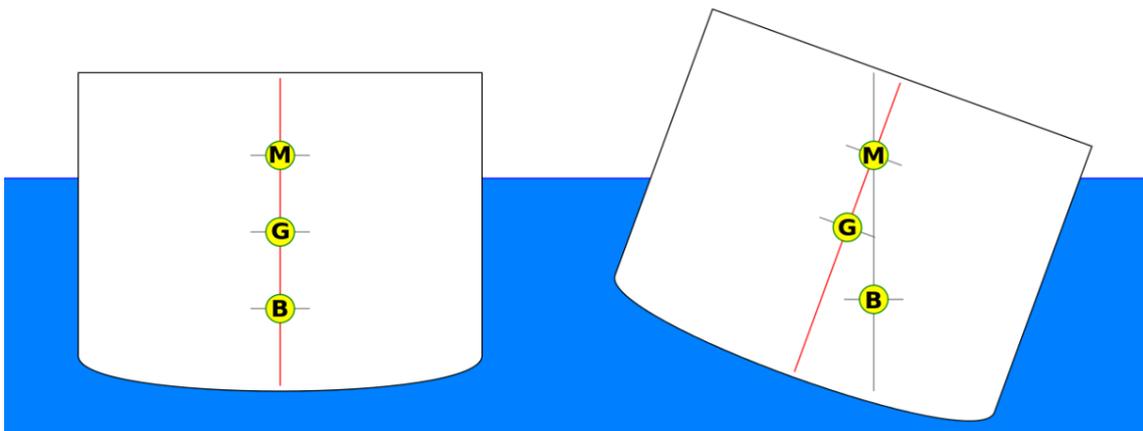


Ilustración 62. Diagrama de Flotación.

### 3.6.5. Análisis del momento inducido por las olas.

El objetivo final es que  $M_{estabilización} > M_{olas}$ . Es decir, el momento de estabilización debe ser mayor que el momento ejercido por las olas.

**Momento de estabilización.** Se va a considerar como ángulo de inclinación, 5 grados.

$$M_{estabilización} = \Delta * GM * \theta$$

$$GM = +12,05 \text{ m}$$

$$\theta = 5 * \frac{\pi}{180} = 0,087 \text{ radianes}$$

$$\Delta = V_{sumergido} * \rho = 6.912.500\pi \text{ m}^3$$

$$M_{estabilización} = 22.766.240,35 \text{ Nm}$$

### Momento ejercido por las olas

Para calcular el momento de las olas a una profundidad de 100 metros, se puede utilizar la *Teoría de Airy* para olas en aguas profundas, ya que 100 metros se considera generalmente como una profundidad lo suficientemente grande como para que las olas sean influenciadas por esta teoría. En aguas profundas, las olas se comportan de manera diferente que en aguas poco profundas.

Simplifica el cálculo del momento de las olas a partir de estos parámetros, lo que permite evaluar el impacto de las olas en el diseño y la seguridad de las estructuras marinas.

$$M_{olas} = \frac{1}{8} * \rho * g * H^2 * L$$

(H) representa la altura promedio de las olas más altas observadas en un período de tiempo determinado. Aunque puede variar, especialmente durante tormentas, en condiciones normales, la altura significativa de las olas en aguas abiertas a 1 kilómetro de la costa puede oscilar entre 1 y 3 metros.

Por otro lado, la longitud (L) representa la distancia horizontal entre dos crestas sucesivas de las olas. En aguas abiertas, la longitud de la cresta de las olas puede ser considerablemente mayor que en aguas poco profundas. Para una ubicación a 1 kilómetro de la costa, la longitud de la cresta de las olas puede estar en el rango de 50 a 200 metros, dependiendo de las condiciones locales.

Tomando los valores críticos:

$$M_{olas} = \frac{1}{8} * 1250 \frac{kg}{m^3} * 9,81 \frac{m}{s^2} * 3^2 * 200 = 2.759.062,5 Nm$$

Comparando entonces ambos momentos, se confirma que,

$$M_{estabilización} > M_{olas}.$$

La plataforma es por tanto estable bajo la acción de las olas, y el diseño es adecuado para condiciones marinas adversas, proporcionando una base segura para el aerogenerador.

### 3.6.6. Tabla Parámetros Plataforma

Parámetros			
SPAR	Cilindro 1	Cilindro 2	Cilindro 3
M (m)	400	700	600 + 10.000
r (m)	10	8	13
H (m)	5	60	10

Tabla 11. Tabla Parámetros Plataforma SPAR.

### 3.7. Efecto Estela: Disposición del Parque Eólico

El efecto estela, o wake effect, es un fenómeno en el que el flujo de aire detrás de un aerogenerador se reduce y se torna turbulento, lo que afecta el rendimiento de otros aerogeneradores situados en la misma fila o en las proximidades. La colocación adecuada de los aerogeneradores es crucial para maximizar la eficiencia del parque eólico y minimizar las pérdidas de producción de energía debido al efecto estela. Aquí te presento algunas estrategias para la disposición óptima de los aerogeneradores.

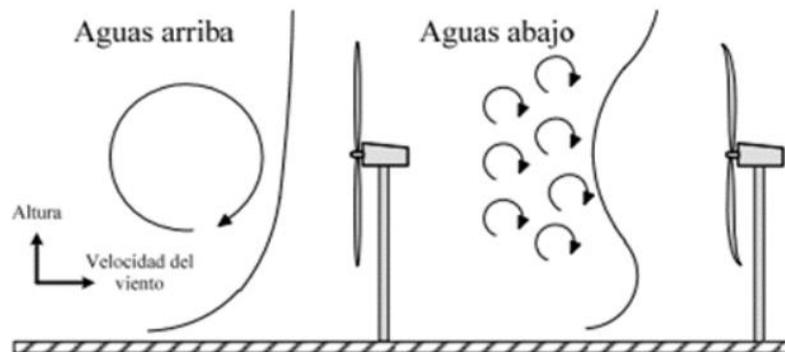
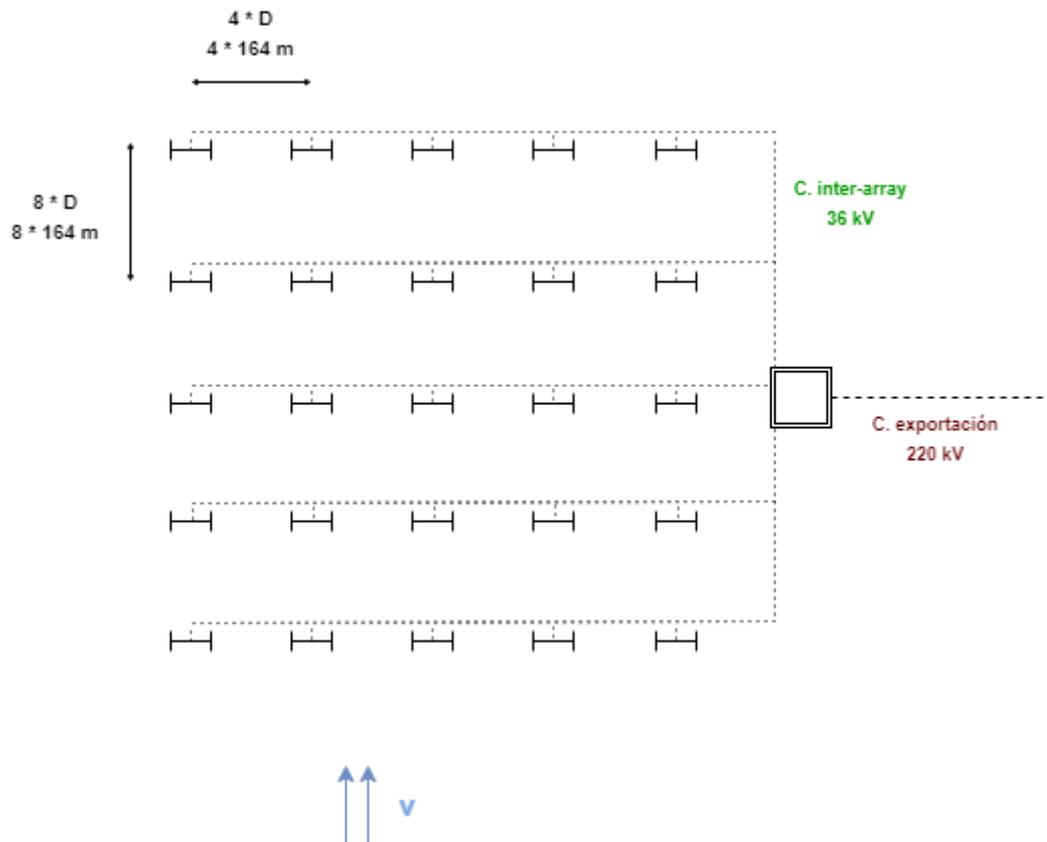


Ilustración 63. Efecto Estela.

Para mitigar este efecto, se han implementado diversas medidas:

- ✓ Distancia Adecuada Entre Aerogeneradores. Espaciado en la Dirección del Viento (Espaciado Axial): Los aerogeneradores deben estar separados por una distancia suficiente en la dirección del viento para reducir el impacto del efecto estela, entre 7 y 10 diámetros del rotor (D) en la dirección del viento. En este caso, se ha decidido que sea de **8 veces el diámetro del rotor**.
- ✓ Espaciado Perpendicular a la Dirección del Viento (Espaciado Transversal): La distancia entre las filas de aerogeneradores, perpendicular a la dirección del viento, también es importante. Aproximadamente entre 3 y 5 diámetros del rotor. Será de **4 veces** en este caso.

De esta manera, un boceto de la disposición del parque sería el siguiente:



*Ilustración 64. Boceto Disposición del Parque Eólico Offshore. Fuente: elaboración propia.*

### 3.8. Conexión con la red eléctrica

Para seleccionar los cables adecuados en una planta eólica offshore, es crucial tener en cuenta varios factores técnicos y ambientales. En primer lugar, se debe evaluar la capacidad de transmisión de los cables, asegurando que puedan manejar de manera eficiente la energía generada por las turbinas eólicas. Es fundamental considerar la longitud de los cables, ya que, a mayor distancia, mayores serán las pérdidas de energía debido a la resistencia del material conductor.

Además, las condiciones ambientales juegan un papel decisivo en la selección de los cables. Los cables deben ser resistentes a la corrosión y al desgaste causado por la exposición constante al agua salada y a las condiciones meteorológicas adversas del entorno marino. Es esencial que los cables tengan una adecuada protección y aislamiento para evitar fallos y garantizar la durabilidad a largo plazo.

El objetivo final de este proceso de selección es minimizar las pérdidas de energía durante la transmisión y asegurar la fiabilidad y eficiencia del sistema en su conjunto. Esto no solo mejora la productividad de la planta eólica, sino que también contribuye a reducir los costos operativos y de mantenimiento, asegurando una operación continua y sostenible de la planta.

La planta está equipada con turbinas **Vestas V164/8000**, cada una con una **potencia nominal de 8 MW y una tensión de 66 kV**.

El proceso consta de varias fases:

1. Elección del cableado adecuado: Determinar la capacidad de transmisión requerida y seleccionar los cables adecuados para minimizar pérdidas. Se eligen cables de cobre para inter-array debido a su alta conductividad y durabilidad en el entorno marino, y cables de aluminio para la exportación debido a su menor costo y peso.
2. Transformador que reduzca la tensión de salida del aerogenerador de 66 kV a 36 kV, permitiendo el uso de cables de media tensión más avanzados tecnológicamente.
3. Instalación de la subestación offshore: La subestación offshore convierte la energía de los cables inter-array (36 kV) a la tensión de exportación (220 kV). La subestación debe estar ubicada en una plataforma estable, con protecciones adecuadas contra condiciones marinas adversas.
4. Tendido de los cables de exportación: Los cables de exportación se colocan desde la subestación offshore hasta la subestación en tierra, enterrados en el fondo marino o protegidos adecuadamente para evitar daños por anclas y corrientes marinas.
5. Conexión a la red eléctrica: En la subestación en tierra, la energía se transforma y se distribuye a la red nacional. Esta subestación incluye transformadores de alta

eficiencia (98-99%) y sistemas de protección para garantizar la fiabilidad y estabilidad del suministro eléctrico.

Por último, en cuanto al tipo de corriente seleccionado, la siguiente ilustración sugiere el uso de **corriente alterna (AC)**, ya que para distancias menores a 40 o 50 km, resulta tanto **más económica como más eficiente**.

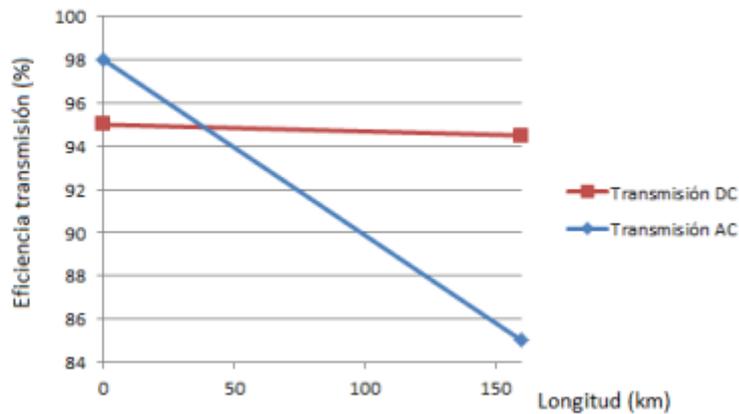


Figura 12. Comparación de eficiencia AC/DC

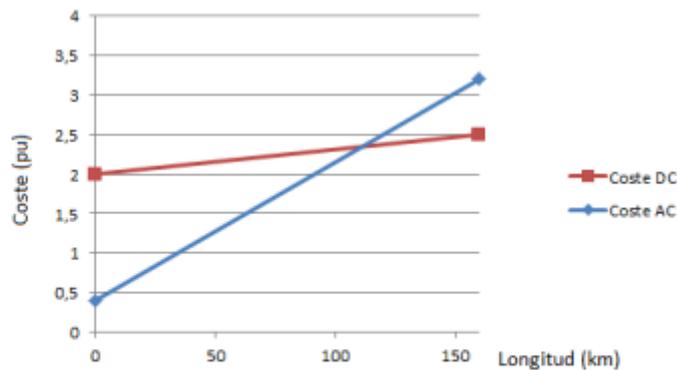


Figura 13. Comparación de coste AC/DC

*Ilustración 65. Comparación AC/DC.*

### 3.8.1. Cables Inter-array

Los cables inter-array son utilizados para conectar las turbinas eólicas entre sí y con la subestación offshore. Estos cables deben ser seleccionados con especial atención a la capacidad de transmisión y a las condiciones ambientales marinas,

ya que están expuestos a fuertes corrientes, abrasión y corrosión debido al agua salada. Además, deben ser altamente flexibles para acomodarse al movimiento y las vibraciones de las turbinas. La longitud de estos cables es menor comparada con los cables de exportación, pero su resistencia y durabilidad son igualmente cruciales.

En general, para proyectos intermareales, se utilizan cables submarinos con tensiones de hasta 35 kV. Para proyectos offshore situados a 10-50 km de la costa, se suelen elegir cables submarinos de alta tensión de 220 kV o más. En proyectos en mar lejano, a 80 km o más, se consideran cables submarinos flexibles en corriente continua (DC) para la conexión a la red.

Para los aerogeneradores que operan a 66 kV, se requiere un transformador a la salida de cada generador para ajustar la tensión a la que operan los cables submarinos. Dado que los cables submarinos óptimos para distancias intermareales tienen una tensión de 35 kV, **se utiliza un transformador para reducir la tensión de salida de 66 kV a 35 kV.**

Además, para transmitir la energía de manera más eficiente a largas distancias, todos los cables provenientes de los aerogeneradores se agrupan en una subestación offshore. En esta subestación, la tensión se eleva a 220 kV para el transporte a una subestación onshore. Esto permite una transmisión eficiente a largas distancias, minimizando las pérdidas de energía en el trayecto.

- Tensión: **35 kV (AC)**
- Material: **Aluminio**, se prioriza el criterio económico debido a que los cables se encuentran en una zona con condiciones uniformes y menos variables, así como a una distancia más reducida.
- Material adecuado para cables marinos: **XLPE Polietileno reticulado. Temperatura máxima en el conductor 90 °C (Servicio permanente).**

### **Cálculo de la corriente:**

#### **A. Criterio Intensidad Admisible**

- I: Intensidad que circula por los conductores, en A.
- P: Potencia a la salida del aerogenerador, en W.
- Uff: Tensión fase-fase a la salida del transformador en V.
- Cos φ: Factor de potencia.

$$I_t = \frac{P_i}{\sqrt{3} * V * \cos\Phi} = \frac{8 \text{ MW}}{\sqrt{3} * 35 \text{ kV} * 0,9} = 146,63 \text{ A}$$

Para asegurar un rendimiento confiable y duradero del cobre en entornos marinos, es fundamental considerar la corrosión y seleccionar cables y conductores adecuadamente protegidos, además de considerar los llamados **factores de corrección** de la intensidad calculada.

- Se estima una temperatura del suelo de 20°C a 100 metros. Para ello se aplica un factor de corrección de:

T. de servicio	Temperatura del terreno, $\theta_t$ en °C								
$\theta_s$ (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Tabla 12. Factor de corrección por Temperatura del terreno.

$$F1 = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}} = \sqrt{\frac{90 - 20}{90 - 25}} = \mathbf{1,04}$$

- Respecto a la resistividad del terreno para cables. Al ser el fondo marino, la resistividad térmica del terreno es inferior a la mínima que aparece la tabla, pero tomando el valor conservador mínimo de 0,8:

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en k·m/W										
	0,80	0,85	0,90	1	1,10	1,20	1,40	1,65	2,00	2,50	2,80
Unipolar	1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66
Tripolar	1,07	1,05	1,03	1	0,97	0,94	0,89	0,84	0,78	0,71	0,69

Tabla 13. Factores de corrección Resistividad térmica (k·m/W).

$$F2 = \mathbf{1,07}$$

- La profundidad de la instalación va a ser de 1 metro, en vez de 0,7.

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,90	0,98	0,97	0,95

Tabla 14. Factores de corrección Profundidad de instalación (m).

$$F3 = 0,97$$

- Por último, al ser 25 aerogeneradores, se han diseñado franjas de 5 ternos, con una separación de 0,6 metros.

Tipo de instalación	Separación de los ternos	Factor de corrección								
		Número de ternos de la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d=0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d=0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

Tabla 15. Factores de corrección por distancia entre ternos o cables tripolares.

$$F4 = 0,77$$

Finalmente, aplicando los diversos factores de corrección y ampliando la intensidad máxima admisible con un **factor de seguridad de 1,1**, debido a la presión y profundidad, la necesidad de mayor resistencia, y las variaciones de temperatura con picos, se ha alcanzado la siguiente sección. Se ha decidido proceder de esta manera, a pesar de que estos factores deberían ser mitigados por la protección y recubrimiento del cable.

$$I_{adm} = 1,1 * \frac{146,63}{1,04 * 1,07 * 0,97 * 0,77} = 194,06 A$$

Sirviéndonos de la siguiente tabla, los cálculos realizados recomiendan una sección de **120 mm<sup>2</sup>. (Cu, XLPE)**.

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 16. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo.

#### B. Criterio Caída de Tensión

- $\Delta U$ : Caída de tensión en V.
- L: Distancia a la subestación en metros. Se toma la del aerogenerador más alejado. En este caso, la máxima distancia se puede apreciar en la disposición del parque y, trazando líneas rectas, correspondería con 2 veces la distancia perpendicular más 4 veces la transversal entre aerogeneradores.

$$L = 165 * 4 * 2 + 165 * 8 * 4 = 6.600 \text{ m}$$

- $\gamma$ : Conductancia.

$$\gamma_{20^\circ} = 35,71$$

- I: Intensidad admisible.
- S: Sección en mm<sup>2</sup>.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\Phi}{\gamma * S * V} = \frac{\sqrt{3} * 6.600 * 194,06 * 0,9}{35,71 * 120 * 35.000} = 1,33\%$$

La caída de tensión calculada **es inferior al 5%**, lo cual es razonable considerando que el sistema está diseñado para minimizar las pérdidas energéticas y mantener una eficiencia óptima en la transmisión de energía.

#### C. Criterio Intensidad de Cortocircuito

El último criterio a seguir es el de la intensidad de cortocircuito. Este criterio se refiere a la capacidad del cable para soportar las corrientes de cortocircuito que pueden ocurrir en el sistema eléctrico sin sufrir daños permanentes.

$$I_{CC} = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 8.247,86 \text{ A}$$

Asumiendo un tiempo de disparo de las protecciones (tcc) de 0.2 segundos, podemos determinar la densidad de corriente utilizando la siguiente tabla:

Tipo de aislamiento	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0.1	0.2	0.3	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0
XLPE y EPR	294	203	170	132	93	76	66	59	54
PVC									
Sección ≤ 300 mm <sup>2</sup>	237	168	137	106	75	61	53	47	43
Sección > 300 mm <sup>2</sup>	211	150	122	94	67	54	47	42	39

Tabla 17. Densidad de corriente de cortocircuito, en A/mm<sup>2</sup>, para conductores de aluminio.

Teniendo un aislamiento XLPE:

$$I_s = 203 \frac{A}{mm^2} * 120 \text{ mm}^2 = 24.360 \text{ A}$$

### 8.247,86 A < 24.360 A

#### D. Cable Seleccionado

Esta última comprobación verifica que la sección de **120 mm<sup>2</sup>** puede soportar la intensidad de cortocircuito y, por tanto, cumple con todos los requerimientos necesarios.

Finalmente, se ha optado por confiar en NKT, una empresa de renombre en el sector, que proporciona cables personalizados para la energía eólica marina offshore.

#### *XLPE 1x(3x120) mm<sup>2</sup> AL A2X(FL)2YRAA*



*Ilustración 66. Diseño cable Inter-Array NKT.*

#### 3.8.2. Cables de Exportación

Una vez que la energía ha sido colectada y la tensión se ha aumentado en la subestación offshore, la energía debe ser transmitida a la red eléctrica en tierra firme. Aquí es donde entran en juego los cables de exportación. Estos cables están diseñados para transportar grandes volúmenes de energía a largas distancias con mínimas pérdidas.

- Tensión: 220 kV (AC o DC). Ha cambiado en la subestación para disminuir así las pérdidas.
- Material: **Cobre**, a pesar de su mayor coste, ofrece una mejor conductividad térmica, mayor resistencia mecánica y mejor resistencia a la corrosión, aspectos clave en entornos marinos y larga distancia.
- Potencia total del parque:

$$P = N \text{ turbinas} * P_i$$

$$P_{total} = 25 * 8 \text{ MW} = 200 \text{ MW}$$

Para asegurar que la subestación tenga una capacidad ligeramente superior a la potencia teórica total del parque, se ha seleccionado una **subestación de 225 MVA, donde la tensión se transformará de 35 kV a 220 kV**. Esto minimiza las pérdidas en el transporte a lo largo de los 10 kilómetros hasta la siguiente subestación terrestre.

Aplicando el mismo proceso que con los cables inter-array:

A. Criterio Intensidad Admisible

$$I_t = \frac{P_i}{\sqrt{3} * V * \cos\Phi} = \frac{225 * 10^6}{\sqrt{3} * 220 * 10^3 * 0,9} = 656,08 \text{ A}$$

$$I_{adm} = 1,1 * \frac{656,08}{1,04 * 1,07 * 0,97 * 0,77} = 868,3 \text{ A}$$

Tomando como referencia nuevamente la tabla anterior:

Sección (mm <sup>2</sup> )	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	115	90	120	90	125	95
35	135	105	145	110	150	115
50	160	125	170	130	180	135
70	200	155	205	160	220	170
95	235	185	245	190	260	200
120	270	210	280	215	295	230
150	305	235	315	245	330	255
185	345	270	355	280	375	290
240	400	310	415	320	440	345
300	450	355	460	365	500	390
400	510	405	520	415	565	450

Tabla 18. Intensidades máximas admisibles (A) en servicio permanente y con corriente alterna. Cables unipolares aislados de hasta 18/30 kV bajo tubo. [2]

Dado que ninguna sección única de cable es capaz de soportar una intensidad de 868,3 A, se optará por instalar dos circuitos. Se seleccionarán cables de cobre XLPE, con una sección de 2x300 mm<sup>2</sup>. Aunque una sección de 300 mm<sup>2</sup> ajusta mejor a la intensidad requerida, la opción de 400 mm<sup>2</sup> podría considerarse para asegurar una mayor flexibilidad y durabilidad en el sistema.

B. Criterio de Caída de Tensión

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\Phi}{\gamma * S * V} = \frac{\sqrt{3} * 10.082,91 * 868,3 * 0,9}{35,71 * (300 * 2) * 220.000} = \mathbf{0,29\% < 5\%}$$

C. Criterio de Cortocircuito

$$I_{CC} < I_s = \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_{ff}} = \frac{500 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 1.312,16 A$$

$$I_s = 203 \frac{A}{mm^2} * 300 mm^2 = 60.900 A$$

$$\mathbf{1.312,16 A < 60.900 A}$$

D. Cable Seleccionado

**XLPE 2x(3x300) mm<sup>2</sup> AL (A)2X(F)K2YRAA**

**(A)2X(F)K2YRAA up to 420 kV**

**Three-core submarine cable with lead sheath**

Dreileiterseekabel mit Bleimantel



Standard: IEC 60840 & 62067



*Ilustración 67. Diseño Cable Exportación NKT.*

3.8.3. Tabla de Cables Seleccionados

A modo de resumen, la siguiente tabla recoge los cables elegidos para la construcción del parque eólico offshore.

Tipo de cable	Proveedor	Tensión (kV)	Material	Sección (mm <sup>2</sup> )	Aislamiento	Capacidad (MW)
Inter-array	NKT	36	Aluminio	1x120	XLPE	8
Exportación	NKT	220	Cobre	2x300	XLPE	200

Tabla 19. Tabla Resumen: Cables Conexionado Eléctrico.

#### 3.8.4. Análisis de Pérdidas

En el diseño y la operación de sistemas eléctricos, especialmente en entornos complejos como plantas eólicas offshore, calcular las pérdidas de potencia es crucial para garantizar la eficiencia y la fiabilidad del sistema. Estas pérdidas se producen debido a la resistencia inherente de los conductores eléctricos y pueden tener un impacto significativo en la eficiencia global del sistema. Sin embargo, es importante comprender que los cálculos de pérdidas son aproximaciones basadas en modelos teóricos y suposiciones simplificadas. No tienen en cuenta factores externos, como fallas inesperadas en el sistema o variaciones imprevistas en las condiciones operativas.

Material	Resistividad 20°C [ $\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$ ]
Cobre	0,0172
Aluminio	0,0280

Tabla 20. Resistividad de Materiales a 20°C.

Una vez escogidos los cables, es preciso hacer el estudio sobre esas pérdidas de potencia que se van a ocasionar (Efecto Joule):

$$P_{p\acute{e}rdidas} = I^2 * R$$

$$P_{export} = 868,3^2 A * 0.0172 \frac{\Omega * mm^2}{m} * \frac{10 km}{(300 * 2 mm^2)} \approx 216,13 kW$$

Con respecto a la potencia total del parque, las pérdidas representan un:

$$P\acute{e}rdidas (\%) = \frac{216,13 kW}{200 MW} = 0,11\%$$

Respecto a las pérdidas relativas a los cables inter-array:

$$P_{export} = 194,06^2 A * 0,028 \frac{\Omega * mm^2}{m} * \frac{6,6 km}{(120 mm^2)} \approx 58 kW$$

$$Pérdidas (\%) = \frac{58 kW}{8 MW} = 0,73\%$$

**Las pérdidas del 0,11% durante el transporte hacia la costa y del 0,73% entre los aerogeneradores representan pérdidas aceptables y dentro de los estándares normales para parques eólicos de esta escala.** Estas cifras son comunes en la industria y se consideran parte de las pérdidas inherentes al proceso de transmisión de energía en parques eólicos offshore.

**Es preciso remarcar que las pérdidas de los cables inter-array se encuentran sobredimensionadas al estar tomando constantemente el aerogenerador más alejado de la subestación como punto de referencia.**

### 3.9. Energía Obtenida

#### 3.9.1. Datos de Viento

Para obtener información más precisa sobre el emplazamiento seleccionado, se recurrió a la fuente oficial de Puertos del Estado. En esta institución se identificó un punto SIMAR (Sistema de Información Meteorológica y Oceanográfica de Puertos del Estado) que coincide exactamente con la ubicación elegida. Esta coincidencia permite acceder a una base de datos detallada y específica de las condiciones meteorológicas y oceanográficas del área desde el año 2014. La información obtenida del punto SIMAR es crucial para evaluar adecuadamente las características del emplazamiento y planificar el proyecto con mayor precisión y seguridad.

<b>PUNTO SIMAR</b>	2124146
Latitud	42.17° N
Longitud	3.33° E

*Tabla 21. Punto Simar.*

Respecto al histograma de las velocidades medias del emplazamiento, puede observarse una curva que representa la distribución de las velocidades a lo largo del tiempo. Esta curva revela que la mayoría de las velocidades se concentran en el rango de 5 a 10 metros por segundo, indicando condiciones predominantes de viento moderado. Sin embargo, se observan, aunque con menos frecuencia, velocidades superiores. Estos datos son fundamentales para entender la variabilidad del viento en el emplazamiento seleccionado, lo cual es crucial para el diseño y la operación efectiva de las instalaciones planificadas.

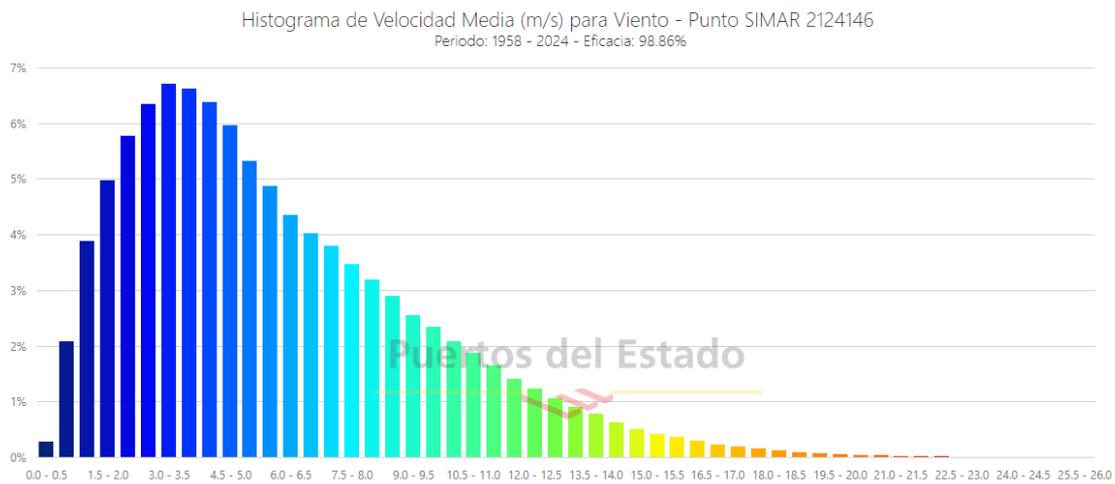
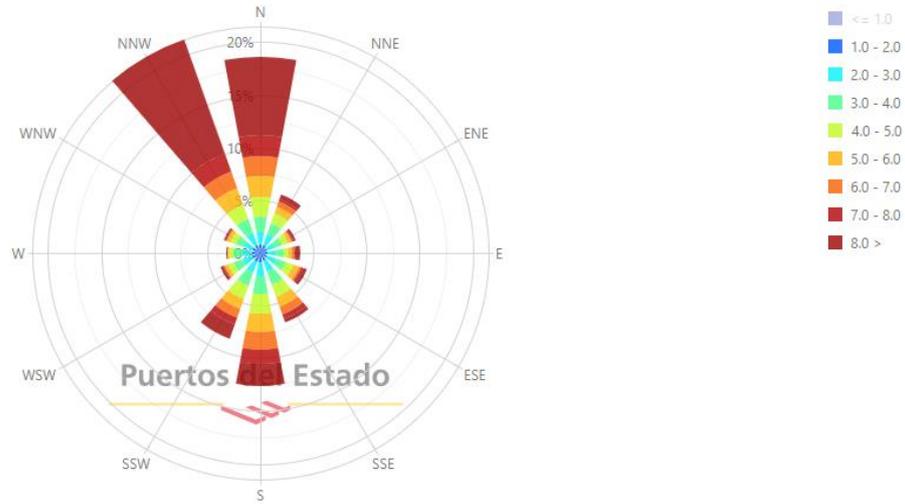


Ilustración 68. Histograma Velocidad Media Punto SIMAR 2124146.

La rosa de vientos muestra una distribución predominante de direcciones hacia el NNW (Noroeste-Noroeste) y N (Norte), lo cual indica que la dirección del viento más común en el emplazamiento seleccionado proviene de estas orientaciones. Esto sugiere una influencia significativa de los vientos que soplan desde el noroeste y norte, lo cual puede ser crucial al considerar la ubicación y orientación óptima de las instalaciones. Además, se observa que también hay una contribución notable de vientos provenientes del S (Sur) y SSW (Sur-Suroeste), aunque en menor proporción. Esta variabilidad en las direcciones del viento subraya la importancia de diseñar las estructuras de manera que puedan aprovechar eficientemente los vientos predominantes mientras minimizan el impacto de las variaciones menos frecuentes.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

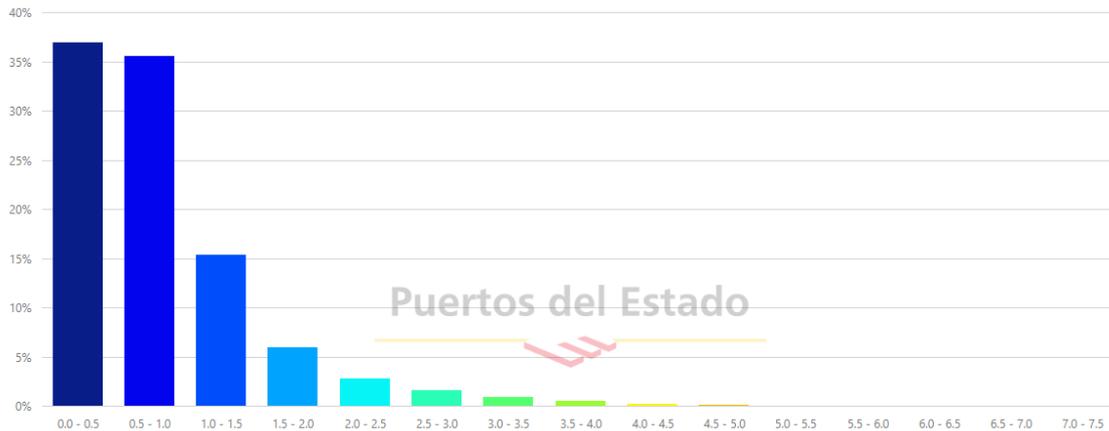
Rosa de Velocidad Media (m/s) para Viento - Punto SIMAR 2124146  
 Período: 1958 - 2024 - Eficacia: 98.86%



*Ilustración 69. Rosa de Viento Punto SIMAR 2124146.*

Y, finalmente, el análisis del oleaje muestra que aproximadamente el 85% de las olas en el emplazamiento tienen alturas comprendidas entre 0 y 1.5 metros. Este resultado es positivo y favorable para la estabilidad y operación de la plataforma (o estructura en cuestión). Olas de esta magnitud indican condiciones marítimas relativamente calmadas y predecibles, lo cual reduce el riesgo de impactos severos o inestabilidades estructurales. Esta estabilidad en el oleaje es crucial para asegurar un entorno seguro y adecuado para las actividades planificadas en el emplazamiento, proporcionando condiciones óptimas para el funcionamiento efectivo y seguro de las instalaciones.

Histograma de Altura Significante (m) para Oleaje - Punto SIMAR 2124146  
 Período: 1958 - 2024 - Eficacia: 98.76%



*Ilustración 70. Histograma de oleaje Punto Simar 2124146.*

### 3.9.2. Yield

Para el cálculo aproximado del yield, han sido necesarios 4 pasos.

1. Uso de datos históricos (2014-2024) para calcular la frecuencia relativa de cada velocidad, que representa la proporción de horas en las que se registró cada velocidad durante ese período de diez años.

<b>Velocidad (m/s)</b>	<b>Horas (2014-2024)</b>	<b>Frecuencia relativa</b>
0	0	0,00%
0,5	461	0,53%
1	1.401	1,60%
1,5	2.554	2,93%
2	3.529	4,04%
2,5	4.394	5,03%
3	5.026	5,76%
3,5	5.455	6,25%
4	5.201	5,96%
4,5	4.732	5,42%
5	4.210	4,82%
5,5	3.901	4,47%
6	3.546	4,06%
6,5	3.237	3,71%
7	3.153	3,61%
7,5	2.963	3,39%
8	2.582	2,96%
8,5	2.508	2,87%
9	2.452	2,81%
9,5	2.300	2,63%
10	2.239	2,56%
10,5	2.207	2,53%
11	2.091	2,40%
11,5	1.926	2,21%
12	1.832	2,10%
12,5	1.731	1,98%
13	1.608	1,84%
13,5	1.497	1,71%
14	1.380	1,58%
14,5	1.215	1,39%
15	978	1,12%

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

15,5	905	1,04%
16	776	0,89%
16,5	678	0,78%
17	537	0,62%
17,5	473	0,54%
18	377	0,43%
18,5	282	0,32%
19	229	0,26%
19,5	177	0,20%
20	164	0,19%
20,5	108	0,12%
21	100	0,11%
21,5	58	0,07%
22	41	0,05%
22,5	23	0,03%
23	21	0,02%
23,5	10	0,01%
24	11	0,01%
24,5	10	0,01%
25	6	0,01%
25,5	4	0,00%
26	1	0,00%
	<hr/> <hr/> <b>87.299</b>	

*Tabla 22. Frecuencia relativa de Velocidades (2014-2024). Fuente: elaboración propia.*

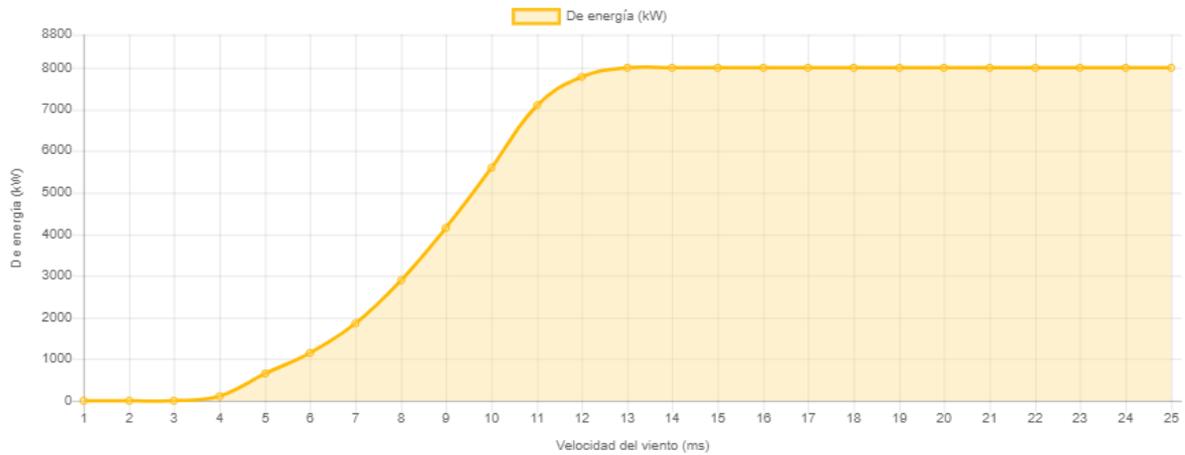
2. Vida útil aproximada del parque eólico.

<b>Vida útil Planta (hrs)</b>	
Años	27,00
Horas x año	8760,00
	<hr/> <hr/> <b>236.520</b>

*Tabla 23. Vida útil de la planta.*

3. El cálculo de la potencia generada se realiza utilizando los registros de velocidades del viento y sus frecuencias relativas correspondientes. Además, se emplea la curva de potencia suministrada por Vestas (V164-8.0), que muestra cómo varía la potencia generada en función de la velocidad del viento.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**



*Ilustración 71. Curva de Potencia V 164-8.0.*

Extrapolando dicha curva a un Excel y calculando la potencia generada:

Velocidad (m/s)	Vestas P Curve (kW)	kW	MWh
0	0	0,00	0,00
0,5	0	0,00	0,00
1	0	0,00	0,00
1,5	0	0,00	0,00
2	0	0,00	0,00
2,5	0	0,00	0,00
3	0	0,00	0,00
3,5	20	1,25	295,59
4	100	5,96	1.409,11
4,5	400	21,68	5.128,18
5	650	31,35	7.414,03
5,5	900	40,22	9.512,11
6	1.150	46,71	11.048,29
6,5	1.500	55,62	13.155,05
7	1.850	66,82	15.803,54
7,5	2.400	81,46	19.266,44
8	2.900	85,77	20.286,77
8,5	3.500	100,55	23.782,32
9	4.150	116,56	27.569,39
9,5	4.900	129,10	30.533,92
10	5.600	143,63	33.970,40
10,5	6.500	164,33	38.866,40
11	7.100	170,06	40.222,68

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

11,5	7.500	165,47	39.135,97
12	7.800	163,69	38.714,95
12,5	7.900	156,64	37.049,53
13	8.000	147,36	34.852,56
13,5	8.000	137,18	32.446,69
14	8.000	126,46	29.910,78
14,5	8.000	111,34	26.334,49
15	8.000	89,62	21.197,64
15,5	8.000	82,93	19.615,40
16	8.000	71,11	16.819,39
16,5	8.000	62,13	14.695,29
17	8.000	49,21	11.639,19
17,5	8.000	43,35	10.252,03
18	8.000	34,55	8.171,28
18,5	8.000	25,84	6.112,20
19	8.000	20,99	4.963,45
19,5	8.000	16,22	3.836,38
20	8.000	15,03	3.554,61
20,5	8.000	9,90	2.340,84
21	8.000	9,16	2.167,45
21,5	8.000	5,32	1.257,12
22	8.000	3,76	888,65
22,5	8.000	2,11	498,51
23	8.000	1,92	455,16
23,5	8.000	0,92	216,74
24	8.000	1,01	238,42
24,5	8.000	0,92	216,74
25	8.000	0,55	130,05
25,5	8.000	0,37	86,70
26	8.000	0,09	21,67
			<b>666.084,12</b>

Tabla 24. Producción Total de Potencia. Fuente: elaboración propia.

4. Finalmente, se busca comparar la producción de energía estimada con el máximo teórico que podría generar una turbina de 8 MW durante todas las horas del año. Es importante destacar que se ha aplicado **un ajuste del 10%** para corregir la producción, considerando que los datos proporcionados por Puertos del Estado están basados en mediciones a 100 metros sobre el nivel del mar, mientras que el parque eólico está proyectado para una altura de 150 metros.

Rendimiento Óptimo	1.892.160,00	MWh
Producción obtenida	666.084,12	MWh

Producción ajustada	732.692,53 MWh
<b>Factor de carga</b>	<b>39%</b>

*Tabla 25. Factor de carga. Fuente: elaboración propia.*

## 4. Análisis de Viabilidad Económica

### 4.1. Levelized Cost of Energy Breakdown

Para evaluar los costos asociados al proyecto de energía eólica offshore, se ha utilizado un informe de 2022 del National Renewable Energy Laboratory (NREL), que proporciona estimaciones detalladas desglosadas del Costo Nivelado de Energía (LCOE) para distintas tecnologías eólicas.

El LCOE es una medida estándar que representa el costo promedio por megavatio-hora (MWh) generado durante la vida útil del proyecto, incluyendo todos los costos de capital, operativos y de mantenimiento.

Parameter	Units	Land-Based	Offshore	
		Utility Scale	Utility Scale (Fixed-Bottom)	Utility Scale (Floating)
Wind turbine rating	MW	3.3	12	12
Capital expenditures (CapEx)	\$/kW	1,750	4,640	6,169
Fixed charge rate (FCR) (real)	%	6.73	6.48	6.48
Operational expenditures (OpEx)	\$/kW/yr	41	108	87
Net annual energy production	MWh/MW/yr	4,100	4,295	3,346
Levelized cost of energy (LCOE)	\$/MWh	39	95	145

*Ilustración 72. Comparativa de Costes Energía Eólica. Fuente: (Stehly, Duffy, & Mulas Hernando, 2022).*

Según el informe del NREL:

- **Energía Eólica Onshore: El LCOE se estima en 39 €/MWh.**
- **Energía Eólica Marina Fija: El LCOE se estima en 95 €/MWh.**
- **Energía Eólica Marina Flotante: El LCOE se estima en 145 €/MWh.**

Estas disparidades en los costos se deben principalmente a los mayores desafíos técnicos y logísticos asociados con la instalación y operación en entornos marinos, que incluyen cimentaciones más complejas, sistemas de transmisión submarinos y costos de mantenimiento más elevados.

Es lógico que la energía eólica marina reciba subsidios para su desarrollo debido a estos costos adicionales y la necesidad de fomentar tecnologías más limpias y sostenibles. Los subsidios ayudan a nivelar el campo de juego económico y atraen inversiones al sector, impulsando así la innovación tecnológica y reduciendo los impactos ambientales asociados con las fuentes de energía convencionales.

La energía eólica flotante representa una evolución tecnológica significativa en el sector de la energía renovable, aunque enfrenta desafíos económicos y técnicos debido a su mayor costo en comparación con otras formas de generación eólica. Actualmente, la tecnología está en fase de desarrollo y demostración a escala comercial, con proyectos piloto y pequeñas instalaciones operativas en diferentes partes del mundo. A medida que la tecnología madura y se optimizan los procesos de fabricación y montaje, se espera que los costos de la eólica flotante disminuyan gradualmente. Las previsiones a largo plazo apuntan a una reducción significativa en los costos, lo que podría hacer que la eólica flotante sea competitiva con otras formas de generación de energía renovable en el futuro.

Haciendo hincapié en el desglose de los costes de la eólica marina flotante:

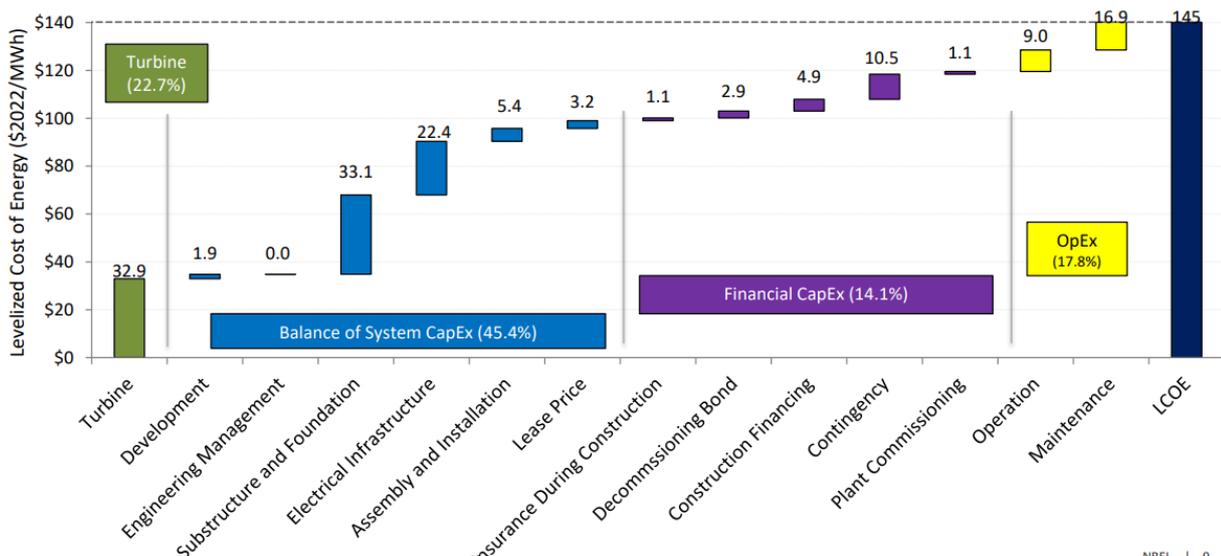


Ilustración 73. LCOE Eólica Marina Flotante. Fuente: (Stehly, Duffy, & Mulas Hernando, 2022).

Gracias a dicho desglose, puede hacerse una estimación de los costes necesarios en el desarrollo del parque. Es importante tener en cuenta que dichos LCOEs se han calculado llevando al presente los distintos costes, no son valores absolutos en el presente. A su vez, dichos resultados obedecen al caso base.

<b>CAPEX</b>	€/MWh	<b>99,9</b>	ME	<b>636,17</b>
Development and Permits	€/MWh	1,9		
Engineering and design	€/MWh	0,2		
Turbine	€/MWh	32,9		
Substructure and Foundation	€/MWh	33,1		
Electrical Infrastructure	€/MWh	22,4		
Assembly and Installation	€/MWh	5,4		
Insurance during Construction	€/MWh	1,1		
Decommissioning and recycling	€/MWh	2,9		
<b>Investment Grant</b>	%			
<b>OPEX</b>	€/MWh	<b>26</b>	ME	<b>362,50</b>
Maintenance and repair	€/MWh	16,9		
Operations	€/MWh	9		
Administrative expenses	€/MWh	0,1		

Solve PV CAPEX & OPEX				
Capex	99,9	€/MWh	TRUE	
Opex	26	€/MWh	TRUE	
Energy Produced NPV	5.085.167,50	MWh		

Ilustración 74. Solve PV Capex. Fuente: elaboración propia.

Es por ello que una vez que se saben los costos específicos por megavatio-hora (€/MWh), es necesario realizar un proceso de cálculo (solve) que permita estimar el total de millones correspondientes a los gastos operativos (Opex) y de capital (Capex). Estos valores (solución) se encuentran representados en las celdas con fondo morado en la hoja de cálculo. El objetivo de este proceso es encontrar los valores que, descontados al presente, coinciden con los costos €/MWh, los cuales están marcados en texto con fondo morado.

#### 4.1.1. CAPEX (Costos de Inversión)

- a. **Turbine (Turbina).** Costo de adquisición e instalación de las turbinas eólicas, que representan la mayor parte del Capex en un proyecto eólico. Incluye tanto

el costo de compra de las turbinas como los costos asociados con su instalación en el emplazamiento.

- b. Developments and Permits (Desarrollos y Permisos).** Costos asociados con el desarrollo del proyecto y la obtención de permisos necesarios. Esto puede incluir estudios de viabilidad, costos legales, y procesos administrativos para obtener licencias y autorizaciones ambientales y de construcción.
- c. Engineering and Design (Ingeniería y Diseño).** Costos relacionados con el diseño detallado del proyecto, incluyendo ingeniería civil, mecánica, eléctrica y otros diseños especializados necesarios para la implementación del parque eólico.
- d. Substructure and Foundation (Subestructura y Cimentación).** Costos asociados con la construcción de la subestructura y las cimentaciones necesarias para sostener las turbinas eólicas en el emplazamiento marino o terrestre. Esto puede incluir pilotes, plataformas o cimientos específicos para la ubicación geográfica.
- e. Electrical Infrastructure (Infraestructura Eléctrica).** Costos de la infraestructura eléctrica necesaria para conectar las turbinas eólicas a la red eléctrica, incluyendo cables, transformadores, estaciones eléctricas y sistemas de control y monitoreo.
- f. Assembly and Installation (Montaje e Instalación).** Costos de mano de obra y equipos necesarios para ensamblar las turbinas eólicas en el emplazamiento, incluyendo grúas y otros equipos especializados.
- g. Insurance during Construction (Seguros durante la Construcción).** Costos de seguros para cubrir riesgos durante el período de construcción del proyecto eólico, protegiendo contra accidentes, daños materiales y otros riesgos asociados.
- h. Decommissioning and Recycling (Desmantelamiento y Reciclaje).** Costos asociados con el desmantelamiento seguro y el reciclaje de las turbinas eólicas al final de su vida útil. Aunque se realiza al final de la vida útil, se considera como un gasto de inversión inicial debido a su impacto financiero y planificación anticipada.

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

Capex	€/MWh	99,9						
Turbine	€/MWh	32,9	1	32,9	26,32	29,61	36,19	39,48
Development and Permits	€/MWh	1,9	1	1,9	1,52	1,71	2,09	2,28
Engineering and design	€/MWh	0,2	1	0,2	0,16	0,18	0,22	0,24
Substructure and Foundation	€/MWh	33,1	1	33,1	26,48	29,79	36,41	39,72
Electrical Infrastructure	€/MWh	22,4	1	22,4	17,92	20,16	24,64	26,88
Assembly and Installation	€/MWh	5,4	1	5,4	4,32	4,86	5,94	6,48
Insurance during Construction	€/MWh	1,1	1	1,1	0,88	0,99	1,21	1,32
Decommissioning and recycling	€/MWh	2,9	1	2,9	2,32	2,61	3,19	3,48

Ilustración 75. Capex. Fuente: elaboración propia.

4.1.2. OPEX (Costos de Operación)

- a. **Maintenance and Repair (Mantenimiento y Reparación).** Costos recurrentes asociados con la operación y mantenimiento de las turbinas eólicas y la infraestructura asociada. Incluye inspecciones regulares, mantenimiento preventivo y reparaciones necesarias para garantizar el funcionamiento óptimo de las turbinas.
- b. **Operations (Operaciones).** Costos operativos continuos del día a día del parque eólico, como la operación de las turbinas, el monitoreo de la producción de energía, y la gestión de la planta y del personal.
- c. **Administrative Expenses (Gastos Administrativos).** Costos administrativos generales relacionados con la gestión y administración del proyecto eólico, incluyendo personal administrativo, costos de oficina, y otros gastos generales y administrativos

OpeX	€/MWh	26						
Maintenance and repair	€/MWh	16,9	1	16,9	13,52	15,21	18,59	20,28
Operations	€/MWh	9	1	9	7,2	8,1	9,9	10,8
Administrative expenses	€/MWh	0,1	1	0,1	0,08	0,09	0,11	0,12

Ilustración 76. OPEX. Fuente: elaboración propia.

4.2. Ingresos operativos

En project finance, para los que se configura un SPV que no tiene recurso contra la empresa (corporate), es crucial asegurar la estabilidad y previsibilidad de los ingresos operativos. Para garantizar esta seguridad a los inversores (lenders), se suele firmar un Contrato de Compra de Energía. Un PPA es un acuerdo entre el productor de energía (el parque eólico) y un comprador de energía (como una empresa de servicios públicos o una gran empresa). Este contrato establece los términos y condiciones bajo los cuales la energía generada será vendida al comprador durante un periodo específico, generalmente a largo plazo (de 10 a 30 años).

Se debe de acordar un precio fijo por la electricidad generada. En este caso, se ha fijado un precio de **60 €/MWh**. Este precio garantiza que el parque eólico recibirá un ingreso constante por cada unidad de energía vendida, independientemente de las fluctuaciones del mercado.

Respecto al plazo del contrato, el plazo puede variar entre los 10 y 30 años, siendo en este caso de 27, la totalidad de la vida útil operativa del parque. El parque eólico se compromete entonces a suministrar una cantidad determinada de electricidad, y el comprador se compromete a comprarla según los términos acordados.

Este acuerdo permite unos revenues anuales aproximados de:

$$\text{Ingresos}_i = FC * P * t * PPA$$

$$\text{Ingresos}_i = 39\% * (8 * 25 \text{ MW}) * 8760h * 60 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \approx 41 \text{ M€}$$

El PPA ofrece múltiples beneficios:

- Estabilidad Financiera: Asegura flujos de caja predecibles, lo cual es vital para la viabilidad del proyecto.
- Reducción de Riesgo: Minimiza el riesgo asociado a las fluctuaciones del mercado eléctrico.
- Facilidad de Financiación: Facilita la obtención de financiamiento, ya que los ingresos futuros están asegurados.

Sin embargo, debido al elevado LCOE en comparativa con el precio de venta del PPA, son necesarias ayudas estatales para llegar a ese break-even point que permite hacer rentable el proyecto.

A pesar de la estabilidad que ofrece un PPA, los proyectos de parques eólicos offshore, especialmente los flotantes, enfrentan desafíos significativos debido a los altos costos

iniciales y la falta de madurez económica en comparación con otras fuentes de energía. Para hacer viable el desarrollo de estos proyectos, es fundamental contar con una tarifa de subsidio (**subsidy-fee tariff**).

Se ha fijado un valor inicial de unos **50 €/MWh**. La tarifa de subsidio es un mecanismo en el que el gobierno o una entidad reguladora proporciona pagos adicionales por cada MWh de energía generada, además del precio acordado en el PPA. Esto incentiva la inversión en tecnologías más costosas, pero ambientalmente beneficiosas, como la energía eólica offshore.

$$Feed - in_i = 39\% * (8 * 25 MW) * 8760h * 50 \frac{\text{€}}{MWh} \approx \mathbf{34,16 M€}$$

#### 4.3. Financiación del parque

Para financiar un parque eólico offshore, es crucial desarrollar un modelo financiero que integre múltiples entradas (inputs) para determinar los fondos necesarios para la construcción y puesta en marcha del proyecto. Este modelo debe tener en cuenta diversas fuentes de financiación que incluyen subvenciones, deuda y capital. A continuación, se detallan las tres aportaciones de capital previstas para este proyecto.

##### *1. Subsidio Inicial (Subsidy Grant)*

Los subsidios son contribuciones financieras proporcionadas por la administración y los gobiernos con el objetivo de facilitar la puesta en marcha del proyecto y asegurar su rentabilidad. Este subsidio se destina a cubrir una parte significativa de los costos iniciales del proyecto, reduciendo así la necesidad de financiamiento a través de deuda y capital.

En el modelo financiero, el subsidio se considera como un porcentaje del costo total del proyecto. **Un escenario intermedio podría estimar que el subsidio cubra el 15% del monto total.** Al recibir esta subvención, se disminuye el riesgo financiero del proyecto y se mejora la rentabilidad desde el inicio, incentivando la inversión privada y el financiamiento por parte de los prestamistas.

##### *2. Deuda (Debt)*

La deuda es una forma esencial de financiación para proyectos de infraestructura a gran escala como un parque eólico offshore. Los prestamistas del proyecto proporcionan fondos bajo ciertas condiciones y garantías. La utilización de deuda en la financiación de un proyecto puede aumentar significativamente la tasa interna de retorno (TIR) para los accionistas. Esto se debe a que la deuda permite

a los accionistas amplificar el retorno sobre su inversión inicial. Al asumir préstamos, los accionistas pueden utilizar menos capital propio para financiar el proyecto, lo cual magnifica cualquier retorno positivo sobre la inversión. Además, el costo de la deuda generalmente es más bajo que el rendimiento esperado del proyecto, lo que mejora aún más la rentabilidad para los accionistas.

Para la realización de un modelaje de Deuda básico son necesarios varios inputs:

- *Gearing*: Este término se refiere al ratio de deuda sobre el capital propio utilizado para financiar el proyecto. Determina qué proporción de los fondos restantes después del subsidio se financiará mediante deuda. En este caso, la **hipótesis base será de un 60%**.
- *Base Interest Rate + Fixed Rate Margin*: Los intereses de la deuda se calculan sumando una tasa base de interés (que puede estar vinculada a una tasa de referencia como el Euribor) con un margen fijo que refleja el riesgo del proyecto.
- *Arrangement Fee*: Una tarifa inicial pagada a los prestamistas por organizar la financiación.
- *Engagement Fee*: Una tarifa que valora el compromiso de los prestamistas con la deuda restante, generalmente se paga al momento de asegurar la totalidad de la deuda necesaria.

La deuda suele ser la última fuente en aportar capital al proyecto después de que se hayan comprometido el subsidio y el capital propio. Esto asegura que los prestamistas tienen garantías suficientes y que el riesgo financiero se reduce al mínimo.

### 3. *Capital Propio (Equity)*

El capital propio es aportado por los inversores y promotores del proyecto, cubriendo el resto de los fondos necesarios después del subsidio y la deuda. Se cubre la parte restante del costo total del proyecto que no ha sido cubierto ni por el subsidio ni por la deuda. Esto asegura que los promotores tienen un interés significativo en el éxito del proyecto.

La tasa interna de retorno (TIR) del proyecto para los inversores depende del desempeño financiero global del parque eólico y es la que marca la rentabilidad y el sentido último de la realización del proyecto.

## 5. Modelo del Proyecto

### 5.1. Assumptions del modelo

Para el desarrollo del proyecto es esencial establecer unas suposiciones básicas (basic assumptions). Es crucial que el modelo financiero permita la flexibilidad de modificar tanto los años de construcción como los años de operación, lo que nos permitirá analizar cómo estas variaciones afectan el rendimiento global del proyecto. Además, se ha incorporado la opción de ajustar el número de turbinas y su capacidad en MW, lo que permite cambiar la dimensión del parque eólico. Esta flexibilidad es fundamental para evaluar distintos escenarios y optimizar la configuración del proyecto.

BASIC ASSUMPTIONS	Units	Values	Scenario	Base					
				1	2	3	4	5	
Contract Date	Date	01/01/2023							
Construction Start Date	Date	01/01/2024							
Construction Duration	years	5	2	7	5	6	8	9	
Operation Duration	years	27	4	25	20	22	27	30	
Number of Turbines	units	25	1	25	20	22,5	27,5	30	
Power	MW	8	1	8	6,4	7,2	8,8	9,6	
Capacity Factor	%	39%	1	39%	31%	35%	43%	47%	
PPA Contract	€/MWh	60	1	60	48	54	66	72	

*Ilustración 77. Assumptions del modelo. Fuente: elaboración propia.*

Además, el modelo financiero incluye una serie de inputs adicionales para la evaluación económica del proyecto.

Primero, se ha fijado una tasa impositiva (tax rate) del 25%, que representa el porcentaje de los ingresos del proyecto que se destinarán al pago de impuestos.

En segundo lugar, se ha establecido un costo promedio ponderado de capital (WACC) aproximado del 8%. El WACC es una medida que refleja el costo promedio de financiar el proyecto mediante una combinación de deuda y capital propio.

Un costo promedio ponderado de capital (WACC) del 8% es razonable para proyectos de energía eólica offshore flotante debido a la combinación de riesgos

UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

tecnológicos y operativos inherentes a estos proyectos, así como a la etapa de desarrollo relativamente inmadura de esta tecnología. Los desafíos técnicos y logísticos de instalar y operar turbinas en entornos marinos profundos elevan tanto el costo de la deuda como el del capital propio, ya que los inversores y prestamistas demandan una mayor compensación por asumir estos riesgos adicionales.

Sin embargo, **podría alcanzar cifras mayores, que es necesario e interesante evaluar para entender las posibles variaciones que presenta el proyecto.**

EXTRA INPUTS								
Tax Rate	%	25%	1	25%	20,00%	22,50%	27,50%	30,00%
Interest Rate / Wacc	%	8%	1	8%	6,40%	7,20%	8,80%	9,60%
Annual hours	N	8760						

Ilustración 78. Inputs Extra. Fuente: elaboración propia.

5.2. Flags

Además, se ha diseñado una hoja de flags en el modelo financiero. Los flags permiten activar o desactivar ciertos eventos o condiciones dentro del modelo, facilitando el análisis de diferentes escenarios y su impacto en el proyecto. Estos indicadores pueden usarse para controlar el inicio y finalización de períodos de construcción y operación, la aplicación de subsidios, la inclusión de diferentes costos y financiamientos, y otras variables clave. Al utilizar flags, se puede simular cómo cambios específicos en las condiciones del proyecto afectan los resultados financieros, proporcionando una herramienta valiosa para la toma de decisiones y la planificación estratégica.

Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Bop	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031	01/01/2032	01/01/2033	01/01/2034
Eop	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2032	31/12/2033	31/12/2034
<b>Flags</b>												
Beginning of Construction	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Construction	5	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
End of Construction	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Operation	27	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
<b>Debt Timeline</b>												
Start Date	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Active	5	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
End Date	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Repayment Start Date	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
Active Repayment	27	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Repayment End Date	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inflation		1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22
Project Flag		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Ilustración 79. Flags del Modelo. Fuente: elaboración propia.

5.3. Construcción

La **hoja de construcción del modelo financiero incorpora una circularidad** necesaria para calcular con precisión los fondos necesarios a levantar, ya que entender las fees asociadas a la deuda requiere conocer previamente el monto total de deuda a levantar.

1. **Cálculo del Capex Anual:** Se determinan los costos de capital (Capex) de cada año durante el período de construcción del proyecto. Esto incluye todos los gastos de inversión inicial como turbinas, permisos, ingeniería, infraestructura eléctrica, etc.
2. **Estimación de Fees:** Se calculan las fees asociadas a la obtención de deuda, como los arrangement fees y engagement fees. Estas fees dependen del monto total de la deuda, por lo que es necesario estimarlas como un porcentaje del financiamiento requerido.
3. **Cálculo de la Estructura de Capital:** Se define la estructura de capital del proyecto, incluyendo el porcentaje de deuda (gearing) y el porcentaje de equity necesario. Aquí se calcula la cantidad de deuda y equity que se necesitan para financiar el Capex anual.
4. **Determinación del Debt Schedule (Calendario de Deuda):** Con la estructura de capital definida y los Capex anuales calculados, se determina el monto total de deuda que debe ser levantado. Esta deuda incluye las fees estimadas, creando una necesidad de circularidad para ajustar las cifras.
5. **Circularity Breakdown:** La circularidad implica un proceso iterativo donde las estimaciones iniciales de deuda y fees se ajustan repetidamente hasta que el monto total de deuda necesario coincide con los Capex anuales más las fees. Este proceso asegura que todas las componentes financieras del proyecto están correctamente alineadas y contabilizadas.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

<b>TOTAL FUNDS</b>			0	1	2	3	4	5	6	7
<b>Year</b>			01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030
<b>Bop</b>			31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030
<b>Eop</b>										
<b>CAPEX</b>										
Construction Costs	M€	636,17		127,23	127,23	127,23	127,23	127,23	-	-
<b>CIRCULARITY TABLE</b>										
Total Uses (€)		674,79								
Total Debt Amount (€)		344,14								
Total Equity Amount (€)		229,43								
Subsidy Grant (€)		101,22								
Circularity breakdown	M€	674,79		134,11	135,83	130,47	134,55	139,83	-	-
CHECK	V/F			TRUE						
<b>TOTAL USES</b>				134,12	135,84	130,47	134,55	139,83	-	-
Construction Costs	M€	636,17		127,23	127,23	127,23	127,23	127,23	-	-
Arrangement Fee	M€	5,16		5,16	-	-	-	-	-	-
Engagement/Commitment Fee	M€	14,12		1,72	8,60	1,72	1,37	0,70	-	-
Capitalized Interest	M€	19,36		-	-	1,51	5,95	11,90	-	-
<b>CAPITAL STRUCTURE</b>										
Subsidy Grant	M€	101,22		101,22	-	-	-	-	-	-
Equity	M€	229,43		32,89	135,83	60,70	-	-	-	-
Debt	M€	344,14		-	-	69,76	134,55	139,83	-	-
Total Sources	M€	674,79		134,11	135,83	130,47	134,55	139,83	-	-
<b>DEBT SCHEDULE</b>										
Debt Outstanding BoP	M€	9.565,98		0	-	-	69,76	204,32	344,14	344,14
Debt Drawdown	M€	344,14		-	-	69,76	134,55	139,83	-	-
Debt Outstanding EoP	M€	9.910,13		-	-	69,76	204,32	344,14	344,14	344,14

Ilustración 80. Modelado de la Construcción y los Fondos. Fuente: elaboración propia.

#### 5.4. Operación

La operación ha descrito previamente. Se calculan los ingresos considerando los ingresos del PPA acordado y del subsidy feed-in tariff, multiplicados por la energía total óptima producida anualmente, ajustada por el factor de carga.

<b>Year</b>			0	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Bop</b>			01/01/2023	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031	01/01/2032
<b>Eop</b>			31/12/2023	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2032
Energy Produced	MWh	18.448.560,00	-	-	-	-	683.280,00	683.280,00	683.280,00	683.280,00	683.280,00
Revenues - PPA	M€	1.106,91	-	-	-	-	41,00	41,00	41,00	41,00	41,00
Subsidy Feed - in tariff	M€	922,43	-	-	-	-	34,16	34,16	34,16	34,16	34,16
Revenues	M€	2.029,34	-	-	-	-	75,16	75,16	75,16	75,16	75,16

Ilustración 81. Operación del Parque. Fuente: elaboración propia.

#### 5.5. Amortización

La amortización es un proceso clave en proyectos con un capex muy elevado. En este caso, se ha realizado lineal, un método contable que permite distribuir el costo de un

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

activo tangible a lo largo de su vida útil de manera uniforme, desde el momento en que se finaliza la construcción o adquisición del activo.

Este método es importante porque, aunque registra una pérdida de valor en los libros contables, esta depreciación no implica un desembolso de efectivo real, por lo que no afecta directamente al estado de flujo de efectivo (cash flow statement).

Year		0	1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Bop</b>		01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031
<b>Eop</b>		31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031
<b>D&amp;A</b>										
Asset Value Opening	M€		134,12	269,95	400,42	534,98	674,81	674,81	649,82	624,83
Asset Value Closing	M€		134,12	269,95	400,42	534,98	674,81	649,82	624,83	599,83
Amortization	M€		-	-	-	-	-	-24,99	-24,99	-24,99

*Ilustración 82. Amortización del Activo. Fuente: elaboración propia.*

## 5.6. Cash Flow Statement

El análisis del estado de flujo de efectivo (Cash Flow Statement, CFS) es fundamental para evaluar la salud financiera de un proyecto, incluso cuando se dispone del estado de resultados (P&L) anual y del balance sheet. El CFS detalla los flujos de efectivo que genera el proyecto y cómo estos flujos se utilizan para financiar las operaciones, inversiones y actividades de financiamiento. Muestra la verdadera liquidez y capacidad del proyecto para generar efectivo disponible, lo cual es crucial para la distribución de dividendos a los accionistas y para la sostenibilidad financiera a largo plazo.

En el **caso base** analizado, que quedará reflejado en el apartado de resultados del modelo económico, el proyecto genera flujos de efectivo que, aunque no son holgados, son sostenibles debido a la mitigación de restricciones de financiación facilitada por subsidios y subvenciones. Estos incentivos contribuyen significativamente al *Debt Service Coverage Ratio (DSCR)*, que es una medida de seguridad financiera clave para los prestamistas, asegurando que los flujos de efectivo generados sean suficientes para cubrir los pagos de servicio de deuda. En este caso base, el DSCR se mantiene por encima de 2.14, lo que indica una capacidad adecuada para cumplir con las obligaciones de deuda y mantener la estabilidad financiera del proyecto a lo largo del tiempo.

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

Year		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>CASH FLOW STATEMENT</b>											
Net Income	M€		-	-	-	-	-	15,42	15,43	15,44	15,46
D&A	M€		-	-	-	-	-	24,99	24,99	24,99	24,99
Change in Working Capital	M€		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operating Cash Flow	M€		-	-	-	-	-	40,41	40,42	40,44	40,46
Capex	M€		-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-	-	-	-
Cash Available for Debt Service (CAFDS)	M€		-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	40,41	40,42	40,44	40,46
Subsidy Grant	M€		101,22	-	-	-	-	-	-	-	-
Debt Principal Raised/Spent	M€		-	-	69,76	134,55	139,83	-6,95	-7,25	-7,57	-7,89
Financing Fees	M€		-6,88	-8,60	-3,23	-7,32	-12,60	-	-	-	-
Equity Raised	M€		32,89	135,83	60,70	-	-	-	-	-	-
Cash Available for Equity (CFAE)	M€		-	-	-	-	-0,01	33,46	33,17	32,87	32,56
Dividends	M€		-	-	-	-	-	-33,46	-33,17	-32,87	-32,56
Net Cash Flow	M€		-	-	-	-	-0,01	-	-	-	-
Cash in hands	M€		-	-	-	-	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01
Cash Flow from Operations (CFO)	M€		-	-	-	-	-	40,41	40,42	40,44	40,46
Cash Flow from Investing (CFI)	M€		-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-	-	-	-
Cash flow from Financing (CFF)	M€		26,01	127,23	127,23	127,23	127,23	-40,41	-40,42	-40,44	-40,45
Debt Service Coverage Ratio	Min	1,86	-	-	-	-	-	1,86	1,86	1,86	1,86

*Ilustración 83. Cash Flow Statement. Fuente: elaboración propia.*

### 5.7. Resultados del modelo económico

Previamente a mostrar el caso base analizado, es importante destacar que dicho escenario se basa en niveles optimistas y necesarios de subsidios para la viabilidad del proyecto.

Las medidas utilizadas para evaluar los proyectos son:

- **NPV (Valor Actual Neto):** El NPV es una medida que calcula la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto y el costo inicial de inversión. Un NPV positivo indica que el proyecto generará más ingresos de los que se invirtieron inicialmente, lo cual es favorable para los inversores. Se calcula descontando los flujos de caja futuros a una tasa de descuento que refleja el costo de capital de los inversores (Wacc).
- **IRR (Tasa Interna de Retorno).** La IRR es la tasa de descuento que hace que el NPV de un proyecto sea igual a cero. Es decir, representa la tasa de rentabilidad que el proyecto genera sobre la inversión inicial. Una IRR más alta indica una mayor rentabilidad del proyecto. Se utiliza para evaluar la eficiencia de la inversión y compararla con otras oportunidades de inversión o con el costo de capital de la empresa.

En este primer caso, se presentan dos tipos de valores: "*Levered*", que considera la estructura de capital del proyecto incluyendo el costo de la deuda y su impacto en los

flujos de caja, útil para los inversores de capital (shareholders); y "Unlevered", que no considera la estructura de capital y representa a todos los stakeholders, siendo útil para evaluar la rentabilidad intrínseca del proyecto independientemente de su financiamiento.

En ausencia de estos subsidios, la performance del proyecto sería la siguiente:

0/0	IRR	NPV
Levered	-	-263,79
Unlevered	-0,57%	-52,80

Tabla 26. Resultados del modelo sin Subsidios

**Como se evidencia el proyecto no podría hacer frente a sus repagos de deuda, no siendo de interés para ningún stakeholder.**

#### 5.7.1. Caso Base

El caso base, escogiendo los niveles de subsidios medios, se presenta a continuación:

	Units	Values
<b>BASIC ASSUMPTIONS</b>		
Contract Date	Date	01/01/2023
Construction Start Date	Date	01/01/2024
Construction Duration	years	5
Operation Duration	years	27
Number of Turbines	units	25
Power	MW	8
Capacity Factor	%	39%
PPA Contract	€/MWh	60
<b>COSTS</b>		
Capex	€/MWh	99,9
Turbine	€/MWh	32,9
Development and Permits	€/MWh	1,9
Engineering and design	€/MWh	0,2
Substructure and Foundation	€/MWh	33,1
Electrical Infrastructure	€/MWh	22,4
Assembly and Installation	€/MWh	5,4

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

Insurance during Construction	€/MWh	1,1
Decomissioning and recycling	€/MWh	2,9
<u>Opex</u>	€/MWh	26
Maintenance and repair	€/MWh	16,9
Operations	€/MWh	9
Administrative expenses	€/MWh	0,1
<b>PROJECT FINANCING</b>		
Base Interest Rate	per year	1,84%
Fixed Rate Margin	per year	2,50%
Arrangement fee	per year	1,50%
Engagement fee	of margin	0,50%
Gearing	%	60%
Inflation	%	2%
<b>SUBSIDIES</b>		
Subsidy (feed-in tariff)	€/MWh	50
Investment grant	%	15%
<b>EXTRA INPUTS</b>		
Tax Rate	%	25%
Interest Rate / Wacc	%	8%
Annual hours	N	8760

*Tabla 27. Inputs Caso Base. Fuente: elaboración propia.*

Analizando los resultados del caso base:

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS**  
**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)**  
**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

Year	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Bop	01/01/2023	01/01/2024	01/01/2025	01/01/2026	01/01/2027	01/01/2028	01/01/2029	01/01/2030	01/01/2031	01/01/2031
Eop	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2031
<b>NPV - Equity</b>										
Initial Investment	-	-32,89	-135,83	-60,70	-	-	-	-	-	-
CFAE	-	-	-	-	-	-0,01	33,46	33,17	32,87	-
	-	-32,89	-135,83	-60,70	-	-0,01	33,46	33,17	32,87	-
<b>NPV</b>	<b>31,30</b>									
<b>IRR</b>	<b>9,39%</b>									
<b>NPV - Debt Unlevered</b>										
EBIT	-	-	-	-	-	-	35,35	35,05	34,75	-
Tax	-	-	-	-	-	-	8,84	8,76	8,69	-
D&A	-	-	-	-	-	-	24,99	24,99	24,99	-
Change in Working Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	-	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-	-	-	-
Unlevered Free Cash Flow	-	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	-127,23	69,17	68,80	68,43	-
<b>NPV - Unlevered</b>	<b>1.076,90</b>									
<b>IRR - Unlevered</b>	<b>7,61%</b>									

*Ilustración 84. Resultados económicos Caso Base. Fuente: elaboración propia.*

El NPV asciende a 31,3 millones de euros con una TIR del 9,39%. En contraste, en el escenario unlevered, el NPV alcanza los 1.076,90 millones de euros con una TIR del 7,61%. Estos números subrayan la importancia del financiamiento en la estructura de capital del proyecto, mostrando cómo el apalancamiento puede potenciar el rendimiento, pero también aumentar el riesgo. La diferencia significativa en el NPV refleja cómo el uso estratégico del capital ajeno puede incrementar el valor para los inversores, aunque con consideraciones adicionales sobre la estabilidad financiera y las obligaciones de deuda.

A priori, el proyecto parece rentable, pero dado que la TIR se acerca al WACC del 8%, es crucial evitar costes adicionales que puedan comprometer la rentabilidad y la capacidad del proyecto para cumplir con las expectativas de los inversores y las obligaciones financieras.

### 5.7.2. Ingresos y Costes Operativos

El análisis de costes e ingresos operativos, que incluye el subsidy feed-in tariff, pone de manifiesto claramente que a día de hoy estos proyectos no son económicamente sostenibles por sí solos y requieren un respaldo significativo de las entidades estatales. Al traer los flujos de caja al presente, se observa un déficit de -47,6 euros/MWh en el flujo de caja actual, que, sin las diversas aportaciones de capital, incluyendo el subsidy grant, no sería viable mantener. Este contexto subraya la importancia crítica de los subsidios y ayudas gubernamentales para

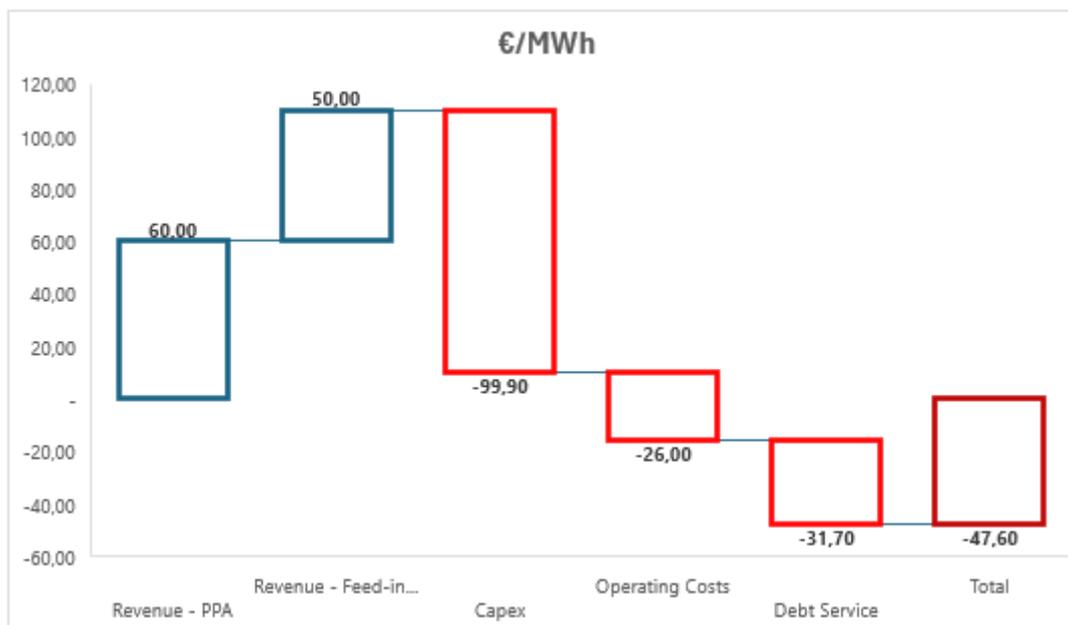
garantizar la viabilidad financiera inicial de proyectos de energía renovable como el parque eólico offshore en cuestión.

Energy Produced	<b>5.085.167,50</b>	MWh		
Revenue - PPA	<b>305.110.050,06</b>	€		
Revenue - Feed-in tariff	<b>254.258.375,05</b>	€		
Subsidy	<b>93.721.269,37</b>	€		
Capex	<b>-508.008.233,36</b>	€		
Operating Costs	<b>-132.214.355,03</b>	€		
Debt Service	<b>-161.183.208,92</b>	€		

€/MWh	
Revenue - PPA	<b>60,00</b>
Revenue - Feed-in tariff	<b>50,00</b>
Capex	<b>-99,90</b>
Operating Costs	<b>-26,00</b>
Debt Service	<b>-31,70</b>
<b>Total</b>	<b>-47,60</b>

*Ilustración 85. Ingresos y Costes.*



*Ilustración 86. Gráfico de Cascada: Ingresos y Costes.*

### 5.7.3. Tabla de sensibilidades: Subsidios.

Este análisis destaca la sensibilidad del proyecto a los subsidios obtenidos, como el investment grant y el subsidy feed-in tariff.

Los valores utilizados para el investment grant (5%, 10%, 15%, 20%, 25%) y el subsidy feed-in tariff (40, 45, 50, 55, 60 euros/MWh) muestran cómo diferentes niveles de subsidios impactan en la rentabilidad del proyecto. Es preocupante observar que el NPV es negativo en varios escenarios (1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2 y 3.1), lo que indica que sin niveles adecuados de apoyo financiero, el proyecto no sería

viable económicamente. Esto subraya la necesidad crítica de políticas de incentivo y apoyo gubernamental para proyectos de energía renovable, particularmente en el contexto de transiciones hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.

IRR		Grant					
Subsidy feed-in tariff	9,39%	40	45	50	55	60	
	5,00%	5,56%	6,44%	7,25%	8,01%	8,72%	
	10,00%	6,57%	7,45%	8,26%	9,03%	9,76%	
	15,00%	7,67%	8,56%	9,39%	10,17%	10,92%	
	20,00%	8,90%	9,81%	10,67%	11,48%	12,25%	
	25,00%	10,14%	11,06%	11,93%	12,76%	13,55%	

Gearing	60%
Wacc	8%

NPV (M€)		Grant					
Subsidy feed-in tariff	31,31	40	45	50	55	60	
	5,00%	-57,03	-37,95	-18,90	0,17	19,24	
	10,00%	-31,81	-12,74	6,33	25,40	44,46	
	15,00%	-6,85	12,23	31,30	50,36	69,42	
	20,00%	17,82	36,90	55,98	75,03	94,11	
	25,00%	40,03	59,09	78,17	97,24	116,30	

Ilustración 87. Tabla de Sensibilidades. Fuente: elaboración propia.

## 6. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Este proyecto de viabilidad técnico-económica para un parque eólico offshore con tecnología flotante en España representa un avance significativo hacia la transición energética del país hacia fuentes renovables. En un contexto global donde la urgencia por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero es apremiante, la energía eólica offshore emerge como una solución clave para diversificar la matriz energética y mitigar el cambio climático. Este proyecto no solo busca aprovechar el considerable potencial eólico marino de España, especialmente en áreas estratégicas como la Zona Noratlántica y Levantino-balear, sino que también se compromete a hacerlo de manera sostenible y responsable.

La alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas es fundamental para este proyecto. El ODS 7 (*Energía asequible y no contaminante*) se beneficia directamente al promover una fuente de energía limpia y renovable que puede mejorar la seguridad energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Además, el ODS 8 (*Trabajo decente y crecimiento económico*) se fortalece mediante la creación de empleos locales y regionales durante las fases de construcción y operación del parque, así como en sectores de servicios relacionados.

El ODS 9 (*Industria, innovación e infraestructura*) adquiere relevancia al impulsar la investigación y el desarrollo tecnológico en plataformas flotantes y otros componentes esenciales para la implementación de parques eólicos offshore. Esto incluye el diseño

avanzado de plataformas, la selección de cables submarinos para una conexión eléctrica eficiente y la evaluación de la viabilidad mecánica bajo diversas condiciones ambientales. Tales avances no solo fortalecen la capacidad industrial de España, sino que también posicionan al país como líder en tecnologías marinas renovables.

Por otro lado, el *ODS 11 (Ciudades y comunidades sostenibles)* se ve favorecido al mejorar la planificación urbana y la gestión de recursos naturales en áreas costeras y marinas donde se implementan los parques eólicos. La cuidadosa selección de ubicaciones y la evaluación de impactos socioambientales garantizan que el desarrollo sea compatible con la conservación de la biodiversidad marina y la sostenibilidad de las actividades pesqueras locales, en línea con el *ODS 14 (Vida submarina)*.

Finalmente, el compromiso con el *ODS 13 (Acción por el clima)* es crucial, ya que la generación de energía a partir de recursos renovables contribuye directamente a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al cumplimiento de los compromisos internacionales de España en materia de cambio climático. En resumen, este proyecto no solo busca establecer un parque eólico offshore rentable desde el punto de vista económico, sino que también aspira a ser un modelo de desarrollo sostenible que promueva la integración armoniosa de la innovación tecnológica, la creación de empleo y la protección ambiental en las zonas marinas de España.