



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER
EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN
PARQUE EÓLICO MARINO

Autor: Almudena Conde Poole

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agosto de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Evaluación técnico-económica de un parque eólico marino
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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



Fdo.: Almudena Conde Poole

Fecha: 21/ 08/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Ignacio Martín Gutiérrez

Fecha://



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO

Autor: Almudena Conde Poole

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Agosto de 2025

Agradecimientos

A mi familia.

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO

Autor: Conde Poole, Almudena

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio

Entidad Colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente proyecto tiene como objetivo evaluar la viabilidad técnica, económica y ambiental de un parque eólico marino de 325 MW en la costa cantábrica.

Se situará en el contexto actual de transición energética hacia un modelo sostenible en los ámbitos de generación, consumo y distribución, con el objetivo de reducir el consumo de combustibles fósiles y fomentar el desarrollo de las renovables. La Unión Europea se compromete a la neutralidad climática en 2050, mediante la implementación del Pacto Verde Europeo y del Plan Integrado de Energía y Clima. En este contexto, España juega un papel estratégico debido a las ventajas que presenta en cuanto a recursos naturales. Sin embargo, la energía eólica marina sigue siendo una renovable a desarrollar en nuestro país, por ello se establece como objetivo en el PNIEC la implantación de 3GW en 2030, lo que constituye el fundamento y propósito principal del proyecto.

Emplazamiento

Para la selección del emplazamiento se deberán tener en cuenta requisitos técnicos, medioambientales, logísticos y reglamentarios.

- Evaluación del potencial eólico
- Características oceanográficas y batimétricas
- Distancia a la costa
- Criterios ambientales
- Evitar conflictos con otras actividades marinas
- Marco regulatorio

Los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) dividen a las costas españolas en cinco demarcaciones: la Noratlántica, Levantino-balear, Sudatlántica, Estrecho y Alborán y la Canaria.

Tras un estudio exhaustivo de las zonas potenciales para la instalación de energía eólica en las cinco demarcaciones. Finalmente, se escoge un emplazamiento en la zona Noratlántica, en la costa gallega.

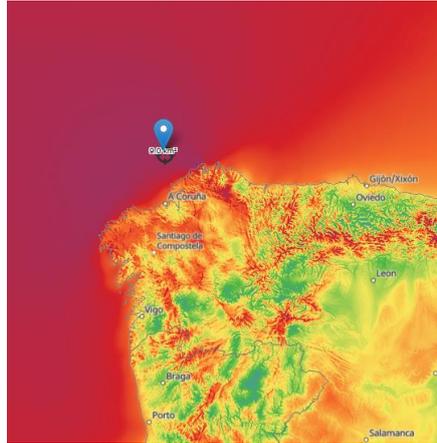


Ilustración Resumen 1

Y sus principales características son:

Tabla Resumen 1. Características del emplazamiento

Coordenadas	Lat.43.889976, Long.-8,426514
Distancia a la costa	31,6 km
Profundidad	-202 m
Velocidad media	9,67 m/s
Densidad de potencia media	952 W/m ²

Selección de la tecnología

El aerogenerador seleccionado es del fabricante GE Vernova, denominado Haliade-X con una potencia nominal de 13 MW. Presenta una velocidad media del viento óptima de 11 m/s, lo que se ajusta a los 9,98 m/s de la velocidad media del viento a una altura del buje de 150 m. Además, su capacidad de rendimiento es de 58-60%, lo que lo hace altamente competitivo en el mercado.

Debido a la profundidad del emplazamiento, se selecciona una plataforma de tipo flotante Spar. Esta ofrece gran estabilidad y capacidad para operar en aguas profundas y condiciones adversas.

Como sistema de fondeo, se realiza en catenaria ya que no es necesario tensionar debido al equilibrio estructural del que le dota la plataforma.

Diseño del parque

El parque contará con 25 aerogeneradores, en filas de 5x5. Con el objetivo de minimizar el efecto estela, las turbinas se posicionan a 10 diámetros de forma transversal y a cuatro diámetros de forma perpendicular. Además, se colocarán de manera que el viento les incida frontalmente en la dirección predominante, correspondiente a 60°.

Los cables inter-array conectados entre generadores serán XLPE de cobre con una sección de 500 mm² y el de evacuación de la subestación a tierra de 1000 mm².

Se requerirá de una subestación eléctrica off-shore, con celdas de media tensión y aislamiento tipo GIS para elevar la tensión e 66kV a 220kV.

Producción anual energética

Para estimar la producción energética anual se utiliza el conjunto de datos SIMAR, aportados por la Agencia Estatal de Meteorología y los Puertos del Estado.

Se obtiene una producción de:

Tabla Resumen 2. Producción estimada

Energía estimada a producir (MWh)

Energía bruta (1 aerogenerador)	61.538,12
Energía bruta (25 aerogeneradores)	1.538.453,07
Energía neta (1 aerogenerador)	70.153,34
Energía neta (25 aerogeneradores)	1.543.376,12

Y un factor de capacidad de 54%, que se encuentra dentro de las expectativas para un parque eólico flotante y un 14% superior a la media de los de cimentación fija. Por lo tanto, se concluye que el parque es viable técnicamente.

Análisis de viabilidad económica

El análisis financiero se basa en un PPA, con un precio inicial de $57 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, sin embargo, se aplica un subsidio de $121 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ para hacer frente a los elevados costes de inversión, tomando como referencia un caso noruego.

Mediante las siguientes hipótesis:

Parámetros técnicos y económicos

- Potencia instalada: 325MW
- Producción anual neta: 1.543 GWh/año
- Factor de capacidad: 54%
- Precio medio de venta inicial: 57 €/MWh
- Tasa de variación de precio: 1,5%
- Tasa de variación anual del OpEx: 2%
- Vida útil del proyecto: 30 años
- Coste de inversión inicial: 2.184 M€
- Inversión anual del inmovilizado: 0,25%(inicial)

Hipótesis de costes y fiscales

- Costes de operación y mantenimiento: 21,74 M€/año
- Impuesto sobre generación eléctrica: 7%
- Impuesto sobre Sociedades: 25%
- Amortización: 44,948 M€/año

Hipótesis de financiación

- Capital propio: 35%
- Deuda: 65%
- Coste medio de la deuda: 3,5%
- Rentabilidad exigida al capital propio: 10%

Se obtuvo un WACC del 5,21%, el cual se utilizó para realizar el descuento de flujos del VAN y estos fueron los resultados:

Tabla Resumen 3. Indicadores financieros

VAN	838.189.504,05 €
TIR	8,33%

Por lo que el proyecto es rentable económicamente, y se generarán beneficios a parte de cubrir los costes de inversión, mantenimiento y operación.

Análisis del impacto sobre el medioambiente

El parque eólico marino puede generar impactos sobre el medioambiente durante sus fases de construcción, operación y desmantelamiento. No obstante, un estudio riguroso y la aplicación de las técnicas de mitigación adecuadas es fundamental para reducir dichos efectos.

Planificación

Tabla Resumen 4. Planificación

	Año 1				Año 2				Año 3			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Estudios previos												
Tramitación y permisos												
Ingeniería de diseño												
Contratación y compras												
Construcción												
Puesta en marcha												

Conclusión

El parque proyectado es técnica y económicamente viable según las hipótesis y estimaciones realizadas, optimizando el recurso eólico y garantizando la rentabilidad a los inversores. Los impactos medioambientales han de ser mitigados mediante las medidas más adecuadas.

TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY FOR AN OFFSHORE WIND FARM

Author: Almudena Conde Poole

Supervisor: Ignacio Martín Gutiérrez

Collaborating Entity: ICAI – Comillas Pontifical University

PROJECT SUMMARY

The aim of this project is to assess the technical, economical, and environmental feasibility of a 325 MW offshore wind farm on the Cantabrian coast.

It will be framed in the current context of energy transition towards a sustainable model in the areas of generation, consumption, and distribution, with the aim of reducing fossil fuel consumption and promoting the development of renewables. The European Union is committed to climate neutrality by 2050 through the implementation of the European Green Deal and the Integrated Energy and Climate Plan. In this context, Spain plays a strategic role due to its advantages in terms of natural resources. However, offshore wind energy is still a renewable energy source to be developed in our country, which is why the PNIEC sets a target of 3GW by 2030, which is the basis and main purpose of the project.

Location

Technical, environmental, logistical, and regulatory requirements must be taken into consideration when selecting a site.

- Wind potential assessment
- Oceanographic and bathymetric characteristics
- Distance from the coast
- Environmental criteria
- Avoiding conflicts with other marine activities
- Regulatory framework

The Maritime Spatial Planning Plans (POEM) has divided the Spanish coastline into five areas: the North Atlantic, Levantine-Balearic, South Atlantic, Strait and Alboran, and Canary Islands.

After an exhaustive study of the potential areas for wind energy installation in the five areas, one was finally chosen in the North Atlantic, on the Galician coast.

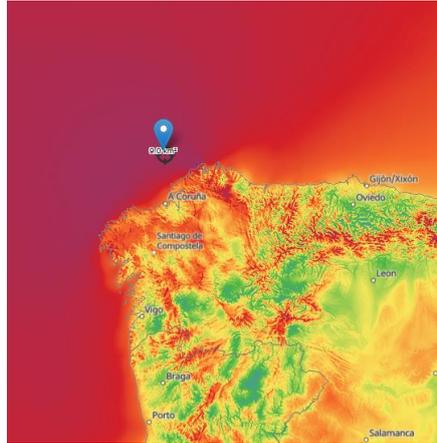


Ilustración Resumen 2. Location selected

Its main features are:

Tabla Resumen 5. Site characteristics

Coordinates	Lat.43.889976, Long.-8,426514
Distance to shore	31,6 km
Depth	-202 m
Average wind speed	9,67 m/s
Average power density	952 W/m ²

Technology selection

The selected wind turbine is manufactured by GE Vernova and is called Haliade-X, with a rated power of 13 MW. It has an optimal average wind speed of 11 m/s, which is in line with the average wind speed of 9.98 m/s at a hub height of 150 m. In addition, its performance capacity is 58-60%, making it highly competitive in the market.

Due to the depth of the site, a floating Spar platform has been selected. This offers great stability and the ability to operate in deep waters and adverse conditions.

The mooring system is catenary, as tensioning is not necessary due to the structural balance provided by the platform.

Park design

The park will have 25 generators, arranged in rows of 5x5. To minimize the wake effect, the turbines will be positioned 10 diameters apart transversely and four diameters apart perpendicularly. In addition, they will be positioned so that the wind hits them head-on in the prevailing direction, corresponding to 60°.

The inter-array cables connected between generators will be XLPE copper with a cross-section of 500 mm² and the substation to ground evacuation cable will be 1000 mm².

An offshore electrical substation will be required, with medium voltage cells and GIS insulation to raise the voltage from 66kV to 220kV.

Annual energy production

The SIMAR dataset, provided by the State Meteorological Agency and the State Ports Authority, is used to estimate annual energy production.

The following production figures are obtained:

Tabla Resumen 6. Estimated production

**Estimated energy to be produced
(MWh)**

Gross energy (1 aerogenerador)	61.538,12
Gross energy (25 aerogeneradores)	1.538.453,07
Net energy (1 aerogenerador)	70.153,34
Net energy (25 aerogeneradores)	1.543.376,12

And the capacity factor of 54% is within expectations for a floating wind farm and 14% higher than the average for fixed-foundation wind farms. Therefore, it is concluded that the farm is technically feasible.

Economic feasibility analysis

The financial analysis is based on a PPA, with an initial price of €57/MWh. However, a subsidy of €121/MWh is applied to offset the high investment costs, taking a Norwegian case as a reference.

Based on the following assumptions:

Technical and economic parameters

- Installed capacity: 325 MW

- Net annual production: 1,543 GWh/year
- Capacity factor: 54%
- Initial average sale price: €57/MWh
- Price variation rate: 1.5%
- Annual OpEx variation rate: 2%
- Project lifetime: 30 years
- Initial investment cost: €2.184 million
- Annual fixed asset investment: 0.25% (initial)

Cost and tax assumptions

- Operating and maintenance costs: €21.74 million/year
- Tax on electricity generation: 7%
- Corporate tax: 25%
- Depreciation: €44.948 million/year

Financing assumptions

- Equity: 35%
- Debt: 65%
- Average cost of debt: 3.5%
- Required return on equity: 10%

A WACC of 5.21% was obtained, which was used to discount the NPV cash flows, and these were the results:

Tabla Resumen 7. Financial indicators

VAN	838.189.504,05 €
IRR	8,33%

The project is therefore economically feasible and will generate profits in addition to covering investment, maintenance, and operating costs.

Environmental impact analysis

The offshore wind farm may have an impact on the environment during its construction, operation, and decommissioning phases. However, rigorous study and the application of appropriate mitigation techniques are essential to reduce these effects.

Planning

Tabla Resumen 8. Planning

	Año 1				Año 2				Año 3			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Preliminary studies												
Processing and permits												

Design engineering												
Contracting and purchasing												
Construction												
Commissioning												

Conclusion

The planned wind farm is technically and economically feasible according to the assumptions and estimates made, optimizing wind resources and guaranteeing profitability for investors. Environmental impacts must be mitigated through the most appropriate measures.

ÍNDICE

Introducción.....	24
Motivación	25
Contexto Actual Europeo	26
Contexto actual español.....	28
Objetivos del proyecto	30
Estado de la cuestión.....	31
Aerogeneradores con cimentación fija	31
Aerogeneradores sobre plataforma flotante	32
Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	37
Emplazamiento	38
Recurso eólico	39
Características oceanográficas y batimétricas.....	41
Criterios ambientales	42
Otras actividades marinas	43
Marco regulatorio.....	44
Selección del Emplazamiento	45
Zona Noratlántica	45
Zona Levantino-Balear	46
Estrecho y Alborán	47
Zona Sudatlántica	48
Zona Canaria	49
Emplazamientos potenciales	49
Zona Noratlántica- Galicia (43.889976, -8.426514)	50
Zona Levantino Balear- Cataluña (42.142265, 3.441643).....	52
Zona Levantino Balear- Islas Baleares (40.035912, 4,350692).....	54
Zona Estrecho y Alborán- Málaga (36.219563, -4.735107)	55
Zona Canaria- Islas Canarias (27.805478, -15.307649).....	57
Comparativa	58
Selección de la tecnología a emplear	60
Selección del aerogenerador	60
GE Vernova GE Haliade-X 13 MW.....	61
Siemens Gamesa SG 14-222D	63
Vestas V236 15MW	64
Comparación entre aerogeneradores	65
Selección de la plataforma	65

Barcaza y semisumergible	66
Spar	67
TLP.....	68
Comparación entre plataformas	69
Sistema de fondeo	70
Diseño del parque.....	71
Disposición del parque eólico.....	71
Diseño de la instalación eléctrica	73
Cables Inter Array	74
Subestación eléctrica off-shore	79
Cable de evacuación de energía.....	80
Producción anual energética.....	81
Análisis de la viabilidad técnica	84
Análisis de la viabilidad económica	87
Ingresos.....	87
Costes.....	89
CapEx y OpEx	90
Amortización	91
Hipótesis	91
WACC.....	92
Análisis de la rentabilidad del proyecto	93
Análisis del impacto sobre el medio ambiente	95
Impacto durante la construcción	95
Impacto durante la fase de operación.....	96
Impacto durante el desmantelamiento	96
Mitigación del impacto sobre el medio ambiente.....	97
Planificación	98
Conclusiones	99
Referencias	101
Referencias de ilustraciones	106

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Ranking de países por potencia terrestre.....	28
Ilustración 2: Tipos de aerogenerador marinos con cimentación fija.....	32
Ilustración 3: Potencial de desarrollo en Europa según la profundidad	33
Ilustración 4: Plataforma de tipo Barge fabricada en hormigón.....	34
Ilustración 5: Primer parque eólico semisumergible, localizado en Portugal	34
Ilustración 6: Aerogenerador con plataforma tipo Spar	35
Ilustración 7: Aerogenerador flotante TLP.....	36
Ilustración 8: Componentes de un aerogenerador marino con una plataforma flotante .	36
Ilustración 9: Objetivos de desarrollo sostenible.....	37
Ilustración 10: Demarcaciones marinas.....	39
Ilustración 11: Potencial eólico según las demarcaciones marinas	40
Ilustración 12: Potencial eólico en la demarcación marina Canaria.....	40
Ilustración 13: Mapa batimétrico.....	42
Ilustración 14: Zonas ZEPA marinas.....	43
Ilustración:15 Zonificación para las instalaciones eólicas marinas.....	45
Ilustración 16: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Noratlántica	46
Ilustración 17: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Levantino-Balear	47
Ilustración 18: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Estrecho y Alborán	48
Ilustración 19: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Sudatlántica	48
Ilustración 20: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Canaria	49
Ilustración 21: Emplazamiento en Galicia.....	50
Ilustración 22: Rosa de frecuencia y densidad del viento en Galicia	51
Ilustración 23: Velocidad media del viento en Galicia.....	51
Ilustración 24: Variación de viento en Galicia	52
Ilustración 25: Emplazamiento en Cataluña.....	52
Ilustración 26: Rosa de frecuencia de vientos y potencia media en Cataluña.....	53
Ilustración 27: Velocidad media del viento en Cataluña.....	53
Ilustración 28: Variabilidad anual y mensual del viento en Cataluña	53
Ilustración 29: Ubicación en las Islas Baleares	54
Ilustración 30: Roseta de frecuencias y densidad de potencia media en Islas Baleares.	54
Ilustración 31: Velocidad media del viento en Islas Baleares	54

Ilustración 32: Variabilidad del viento en Islas Baleares	55
Ilustración 33: Ubicación en Málaga.....	55
Ilustración 34: Roseta de frecuencias y densidad media de potencia en Málaga	56
Ilustración 35: Velocidad media de potencia en Málaga.....	56
Ilustración 36: Variación anual y mensual del viento en Málaga.....	56
Ilustración 37: Ubicación en las islas Canarias	57
Ilustración 38: Roseta de frecuencias y potencia media del viento en las islas canarias	57
Ilustración 39: Velocidad media del viento en las Islas Canarias	58
Ilustración 40: Variación anual y mensual de los vientos en las Islas Canarias.....	58
Ilustración 41: Velocidad y densidad de potencia media en Galicia a 150 m de altura .	60
Ilustración 42: 15 principales fabricantes de aerogeneradores según GWEC.....	61
Ilustración 43: Turbina Haliade-X.....	62
Ilustración 44: Turbina Siemens Gamesa SG 14-222D	64
Ilustración 45: Plataforma tipo semisumergible.....	67
Ilustración 46: Aerogenerador con plataforma Spar.....	68
Ilustración 47: Aerogenerador con plataforma TLP.....	69
Ilustración 48: Efecto estela en aerogeneradores	71
Ilustración 49: Efecto estela en el parque eólico marino Horns Rev.....	71
Ilustración 50: Rosa de vientos del emplazamiento a 150 metros.....	72
Ilustración 51: Disposición parque eólico marino	73
Ilustración 52: Instalación eléctrica de un parque eólico marino	74
Ilustración 53: Cables submarinos Inter Array.....	74
Ilustración 54: Tabla del factor de corrección por temperatura.....	75
Ilustración 55: Resistividad térmica del terreno debido a su naturaleza	76
Ilustración 56: Tabla del factor de corrección de la resistividad térmica del terreno.....	76
Ilustración 57: Tabla del factor de corrección por profundidad	77
Ilustración 58: Factor de corrección por separación de ternos	77
Ilustración 59: Mapa Ibérico de la Red Eléctrica	79
Ilustración 60: Subestación off-shore.....	80
Ilustración 61: Histograma de velocidad media del punto SIMAR	82
Ilustración 62: Rosa de velocidad media para el punto SIMAR	83
Ilustración 63: Histograma de altura para el oleaje	83
Ilustración 64: Precio medio de la electricidad publicado por OMIE (elaboración propia)	87

Ilustración 65: Precios de ofertas de PPA eólico según LevelTen Energy	88
Ilustración 66: Desglose del LCOE para la energía eólica marina (NREL).....	90
Ilustración 67: Buques para la instalación de eólica marina	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparativa de emplazamientos.....	58
Tabla 2. Características del GE Vernova GE Habiade-X 13MW [16].....	61
Tabla 3. Características del Siemens Gamesa SG 14-222D [17]	63
Tabla 4. Características del Vestas V236 15 MW [18]	64
Tabla 5. Características del punto SIMAR escogido.....	81
Tabla 6. Energía estimada generada	84
Tabla 7. Energía producida corregida.....	86
Tabla 8. Comparación de los factores de capacidad de otros parques eólicos marinos flotantes, [29] [30]	86
Tabla 9. Entradas clave y LCOE de un parque eólico offshore (NREL)	89
Tabla 10. Gastos de capital \$/MWh (NREL)	90
Tabla 11. Gastos de operación y mantenimiento.....	91
Tabla 12. Amortización anual	91
Tabla 13. Cuenta de Pérdidas y Ganancias	93
Tabla 14. Flujos de Caja estimados	93
Tabla 15. Indicadores financieros.....	94
Tabla 16. Planificación de la construcción de un parque eólico off-shore.....	98
Tabla 17. Características del emplazamiento	99

Introducción

El propósito principal de este proyecto consiste en el análisis y desarrollo de un parque eólico marino con una capacidad instalada de 325 MW en la costa cantábrica. Se realizará un estudio técnico-económico detallado de manera que se garantice la viabilidad de la instalación. Abarcará la evaluación del recurso eólico de alta mar, la selección del emplazamiento y las tecnologías adecuadas para su implementación. En un principio, se situará la importancia del proyecto dentro del contexto de la transición energética a nivel mundial y a nivel nacional, refiriéndose en todo momento a la información más actual, así como la regulación vigente.

Se examinarán las opciones tecnológicas para emplazamientos marítimos evaluando la capacidad de adaptación al lugar seleccionado teniendo en cuenta la profundidad, oleaje y distancia a la costa.

Se llevará a cabo un análisis exhaustivo para estimar la producción anual que alcanzará el parque eólico marino, considerando el recurso eólico, la capacidad de los aerogeneradores seleccionados y las pérdidas producidas. Mediante esta estimación, se podrá examinar la viabilidad técnica del proyecto.

De la misma manera, se desarrollará un análisis económico, estableciendo las hipótesis correspondientes en cuanto a ingresos, costes, financiación y la vida útil del proyecto. La rentabilidad se analizará mediante indicadores financieros como el TIR y el VAN.

Finalmente, se evaluará el impacto que el proyecto podría generar sobre el medioambiente durante las fases de construcción, operación y desmantelamiento.

Motivación

En el contexto actual, la transición energética hacia un modelo sostenible es necesaria en los ámbitos de producción, consumo y distribución. El objetivo es desprenderse progresivamente del uso de combustibles fósiles y fomentar la generación a través de energías renovables, reduciendo así los gases de efecto invernadero y contribuyendo a alcanzar los objetivos de descarbonización marcados a nivel mundial y europeo.

El cambio hacia una estrategia de energía sostenible no implica únicamente la transición de fuentes contaminantes a aquellas de generación más limpia, si no también fomenta la optimización del uso de la energía, promover el almacenamiento energético y la reducción de emisiones en sectores de industria, generación y transporte [1].

La Unión Europea se compromete a la neutralidad climática en 2050, presentando el Pacto Verde Europeo, en el cual se estipula el objetivo de dejar de producir emisiones de gases de efecto invernadero [2]. Asimismo, ha implementado el Plan Integrado de Energía y Clima a través del cual cada miembro establece sus objetivos, comprendiendo los años 2021-2030, en los ámbitos de descarbonización, energías renovables y eficiencia energética.

En este contexto, España juega un papel estratégico, por su compromiso con la descarbonización y por las ventajas que presenta en cuanto a recursos naturales para el aprovechamiento a través de energías renovables. Contando con un elevado potencial en eólica, hidroeléctrica y la solar. Esto le permitió alcanzar un logro histórico en 2023, representando las renovables el 50,3% de generación nacional y contribuyendo un 42,2% al mix energético total. [3]

Sin embargo, la energía eólica marina continúa siendo una fuente de energía sin desarrollar a nivel comercial en España a diferencia de otros países. Por este motivo, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2023-2030 establece como objetivo la implantación de 3GW de potencia instalada. Presentando la oportunidad de aumentar el mix energético, la seguridad energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

Contexto Actual Europeo

La energía eólica marina se ha posicionado como una de las fuentes renovables más destacadas de Europa. De acuerdo con su compromiso con la transición energética, este sector ha registrado un notable desarrollo. [4]

Los países pioneros en este sector con los siguientes:

- Reino Unido: posicionándose como el principal generador de energía eólica marina, debido a los parques instalados en el Mar del Norte y su costa oriental. Ascendiendo a una capacidad instalada de 13,9 GW. Su posición se puede considerar privilegiada debido a la abundancia y regularidad del recurso eólico, lo que facilita la explotación de la energía off-shore. Espera tener una capacidad instalada de 50GW para 2030.
- Alemania: con una capacidad instalada de 7,7 GW, es el segundo país con mayor desarrollo en energía eólica marina después de Reino Unido, concentrando la mayor parte de su infraestructura en el Mar del Norte y en el Mar Báltico.
- Dinamarca: fue el primer país en instalar un parque eólico marino en 1991, conocido como Vindeby. Actualmente, dispone de una capacidad instalada de 3 GW, lo cual es suficiente para cubrir el 24% de la demanda eléctrica. A través de la eólica tanto terrestre como marítima se cubre el 55% del consumo del país. El objetivo del país es alcanzar 7,7 GW para 2030 y 35 GW para 2050. [5]
- Bélgica: contiene una capacidad instalada de 2,26 GW en el mar del norte, se encuentra como el quinto país líder en Europa. Se espera una instalación de 8 GW para 2040. [6]
- Países Bajos: este referente europeo en el sector de la eólica marina tiene como objetivo cubrir en 2030 el 75% de la demanda eléctrica con este recurso mediante 21 GW de potencia instalada a través de un sólido marco regulatorio y avances tecnológicos, el país ha logrado disminuir significativamente los costes de producción y posicionarse como líder dentro del sector.[7]

Aunque históricamente el liderazgo europeo en la eólica marina se asocia a las naciones recién mencionadas, es necesario destacar el rol esencial que juega la Unión Europea como impulsor político, tecnológico e industrial en el sector. Las políticas comunitarias, los programas de financiación y la robustez de la industria europea han

facilitado su liderazgo a escala global en capacidad instalada, innovación y reducción de gastos.

En noviembre de 2020, la Comisión Europea publicó la Estrategia de Energía Renovable Offshore en la que se pretendía incrementar la producción de esta fuente de generación de 12 GW a 60 GW en 2030 y a 300GW en 2050. Esta estrategia se considera parte del Pacto Verde Europeo y pretende la implantación de estos parques no únicamente en el Mar del Norte sino también en el Mar Báltico, Mar Mediterráneo, Mar Negro, océano Atlántico y en regiones ultraperiféricas. A través de esta estrategia se pretende repartir la cadena de suministro por todo Europa, sin limitarse a las zonas costeras, la ordenación del espacio marítimo a través de sus respectivas regulaciones y solventar los conflictos con el sector pesquero a través de protocolos de convivencia y el uso compartido del espacio. [8]

Contexto actual español

Actualmente, España se sitúa como una potencia mundial en el sector eólico, debido a su capacidad de producción, así como su industria vinculada. Contiene 27,5 GW de energía eólica terrestre, lo cual le sitúa en la quinta posición a nivel mundial por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India, según los datos aportados por el Global Wind Energy Council.

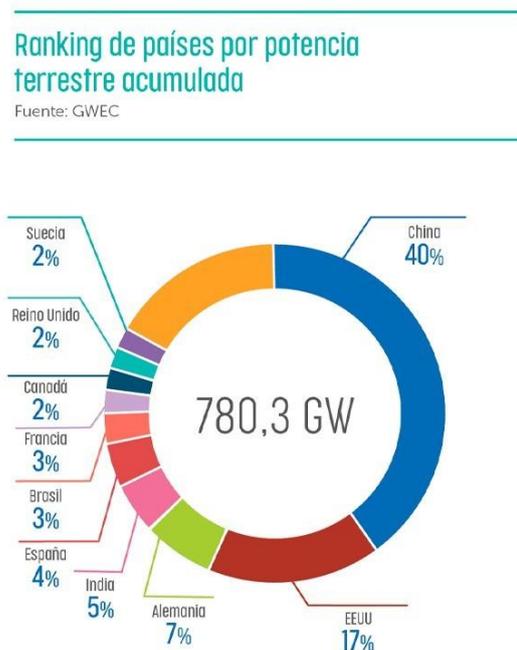


Ilustración 1: Ranking de países por potencia terrestre

Contiene también, una industrial naval, portuaria y de ingeniería muy avanzada, situándole como un participante esencial en la cadena de valor global de las tecnologías renovables marinas.

Sin embargo, las profundidades de las aguas territoriales españolas, las cuales superan habitualmente los 50 m de profundidad, restringen la implantación de parque eólicos marinos de cimentación fija, considerada la tecnología de este sector más implementada en Europa. Empujando por tanto al desarrollo de la eólica flotante, que presenta mayor adaptación a las costas españolas y tiene un elevado potencial de generación.

España es considerada la nación europea con mayor número de infraestructuras enfocadas en la investigación y desarrollo de tecnologías de energía marina, particularmente en el sector de la eólica marina flotante. Es importante destacar la Plataforma Oceánica de

Canarias (PLOCAN), la Plataforma de energías marinas de Punta Langosteira y la Plataforma de Energía Marina de Vizcaya (BiMEP).

En diciembre de 2021, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicó la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar, estableciendo el objetivo de la instalación de entre 1 y 3GW de eólica flotante para 2030. Mediante el cumplimiento de lo propuesto España podría aportar el 40% del objetivo europeo de eólica flotante.

El progreso de este sector requiere de inversiones en investigación, desarrollo y puertos, además del marco normativo recurrente para su implementación. De acuerdo con el PNIEC 2021-2030 se proyecta alcanzar una capacidad eólica total de 50 GW. Según la Agencia Internacional de Energía y Wind Europe, el LCOE de la eólica flotante podría verse reducido a 40-60 €/MWh en 2030, lo cual la convertiría en una energía fundamental y competitiva en el sistema energético del país. [9]

Objetivos del proyecto

Mediante el desarrollo de este proyecto, se valorará la viabilidad técnica, económica y ambiental de un parque eólico marino.

Se comenzará por el análisis del emplazamiento, teniendo en cuenta la distancia a la costa, así como las condiciones climáticas pertinentes, las condiciones del mar y los vientos alcanzables en ese punto geográfico.

Se seleccionará el tipo de tecnología más adecuada para su implementación. Se comenzará por la selección de la plataforma, que podrá ser o fija o flotante según la proximidad al litoral, la selección de los aerogeneradores, así como cables de evacuación.

Tras la selección de la tecnología, se evaluará la producción anual neta con el objetivo de valorar la viabilidad técnica del proyecto.

Posteriormente, se llevará a cabo un análisis económico para analizar la rentabilidad del proyecto.

Tras la valoración de la viabilidad técnica y económica, se realizará un estudio sobre la afección medioambiental.

Estado de la cuestión

La energía eólica marina presenta ventajas respecto a la terrestre, siendo la principal que, el recurso eólico en el mar es superior al obtenido en tierra firme ya que presenta mayor velocidad media y regularidad. Además, el impacto ambiental visual y acústico durante las fases de desarrollo del proyecto y operación son menores. El rendimiento que presentan estas turbinas también es mayor, ya que se pueden instalar turbinas de gran tamaño capaces de aprovechar en mayor cantidad el viento. Sin embargo, el coste de la inversión resulta más alto y la implantación de las turbinas más difícil. [10]

Como se ha mencionado anteriormente, existen dos tipos de tecnología actualmente en el ámbito de la energía eólica marina, la de cimentación fija y la de plataforma flotante.

Aerogeneradores con cimentación fija

Se caracterizan por su estructura de apoyo fija, anclada al fondo del mar. Dentro de los cuales se distinguen los monopilotes, cimentación por gravedad y jackets. Sin embargo, no se elaborará más a cerca de este tipo de tecnología ya que no se considera adecuada para la plataforma continental española. Como se ha mencionado anteriormente, esta se caracteriza por aumentar sus profundidades muy bruscamente a medida que la distancia crece desde el litoral, haciendo difícil por tanto el establecimiento de estructura fija anclada al fondo del mar. [11]



Ilustración 2: Tipos de aerogenerador marinos con cimentación fija

Aerogeneradores sobre plataforma flotante

Este tipo de tecnología permite la implementación de parques de eólica marina en las zonas más alejadas de la costa con mayor profundidad, superando los 50-60 metros que soporta como máximo la tecnología anteriormente mencionada.

El progreso de las tecnologías flotantes supone una gran oportunidad para el desarrollo de la energía eólica marina particularmente en aquellas naciones con aguas profundas como España [12]. Además, suponen grandes ventajas debido a que su impacto medioambiental es considerablemente bajo y son fáciles de fabricar e instalar. Su construcción y montaje se puede dar en tierra y simplemente son remolcadas hasta su implantación en el mar.

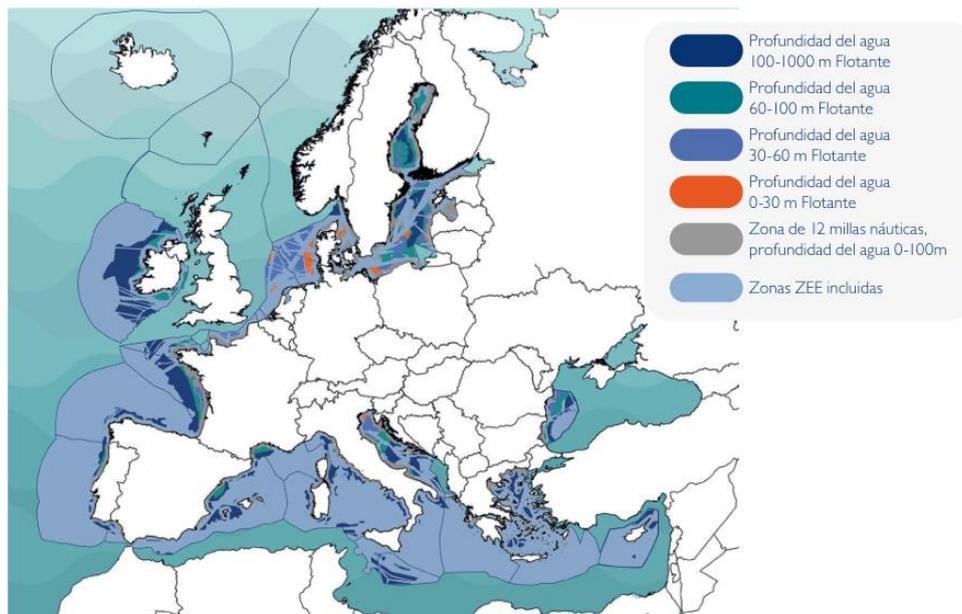


Ilustración 3: Potencial de desarrollo en Europa según la profundidad

El funcionamiento de la eólica flotante es posible debido al principio de Arquímedes, a través del cual un objeto sumergido en un líquido sufre un empuje ascendente equivalente al peso del líquido que se ha movido. De esta manera, es posible que estructuras de gran masa y altura como es el caso de los aerogeneradores, se puedan mantener flotando sobre las plataformas pertinentemente diseñadas.

Las estructuras flotantes no se fijan al suelo marino, si no que se mantienen estables en su posición a través de sistemas de fondeo y anclas. Sin embargo, un buen diseño para la estructura resulta indispensable de manera que el peso esté correctamente repartido. Además, para optimizar la producción de energía requieren del menor movimiento posible garantizando un rendimiento eficiente y estable.

Los subtipos dentro de este rango de tecnología se basan en la utilización de distintas plataformas flotantes que sustentan a los aerogeneradores. La elección entre uno u otro tipo se fundamenta en elementos técnicos y geográficos como las condiciones del oleaje, las condiciones del fondo marino, la fuerza y orientación del viento y otros factores logísticos que comprenden la accesibilidad desde tierra o la capacidad de instalación y conexión eléctrica.

Barcaza, es el tipo de plataforma flotante que presenta proporciones parecidas a las de un barco tradicional, con una considerable anchura y longitud en comparación con su calado, siendo amplia y poco profunda. Estas características le proporcionan un mayor contacto

con el agua, lo cual le aporta estabilidad. Esta variante de plataforma, de forma parecida a un barco, está diseñada para resistir los movimientos oceánicos sin poner riesgo a la integridad estructural. Suelen estar dotadas de placas de arfado, de manera que se eviten los movimientos bruscos, evitando los sobreesfuerzos y tensiones.



Ilustración 4: Plataforma de tipo Barge fabricada en hormigón

Semisumergible, es el tipo de plataforma que está diseñada de manera que la superficie en contacto con el mar sea la mínima, maximizando el volumen sumergido, el cual proporciona la flotabilidad. La solución óptima para esta plataforma sería la implantación de una esfera, sin embargo, no resulta posible, por lo que la habitualmente utilizada es la conexión de varios cuerpos verticales, ya sean cilindros o prismas, conectados por estructuras horizontales, vigas o tirantes. El equilibrio y la estabilidad de la plataforma vienen dados por el tamaño de los flotadores y la distancia entre ellos.

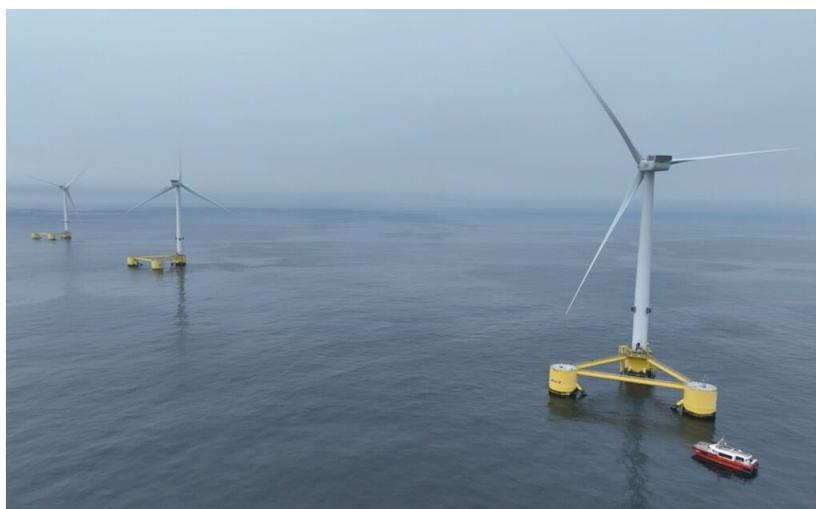


Ilustración 5: Primer parque eólico semisumergible, localizado en Portugal

Spar, esta clase de plataforma se fundamenta en agrupar la mayor parte de su peso en el inferior de la estructura de manera que se proporcione estabilidad. El funcionamiento es comprensible a través del ejemplo de un cilindro hueco y cerrado, el cual únicamente flotará si el volumen de agua desalojada es suficiente como para que sea igual o mayor que el propio peso. En el caso de que el cilindro no presente una distribución homogénea, tendrá tendencia a volcarse, lo cual se soluciona implementando mucho peso en la parte inferior de manera que se garantice la estabilidad. Resumidamente, aunque la flotabilidad es dependiente de la geometría, la estabilidad es dada por el centro de gravedad bajo. Este tipo de plataforma es complicada de producir, transportar e instalar.



Ilustración 6: Aerogenerador con plataforma tipo Spar

Plataforma de piernas tensadas (TLP), este modelo es el más nuevo y el más arriesgado actualmente. A diferencia de los casos anteriores, la plataforma TLP hasta que no está instalado el aerogenerador, no flota. Esto es consecuencia de que su estructura está diseñada de la manera más compacta posible a través de una reducción de volumen y costes de producción. Suelen presentar una geometría de estrella reduciendo lo máximo posible el volumen de cada brazo, proporcionando flotabilidad sin carga instalada. Durante la fase de montaje del aerogenerador, se implementan flotadores temporales para aportar estabilidad a la estructura y evitar que se dé la vuelta. Finalmente, una vez que la estructura ha alcanzado la ubicación geográfica necesaria en el mar, se ancla mediante cables de acero tensionados al fondo marino, retirando posteriormente los flotadores [13].



Ilustración 7: Aerogenerador flotante TLP

Una vez mencionadas las distintas tecnologías posibles a instalar en estos parques, cabe destacar los elementos comunes que las componen. Como en el resto de los aerogeneradores, están compuestos por una góndola con el tren de transmisión, palas y torre. Todas las turbinas se encuentran conectadas a la subestación marítima pertinente del parque mediante la utilización de cables submarinos, en la cual se eleva la tensión de manera que se reduzcan las pérdidas de transporte hasta la subestación encontrada en tierra.

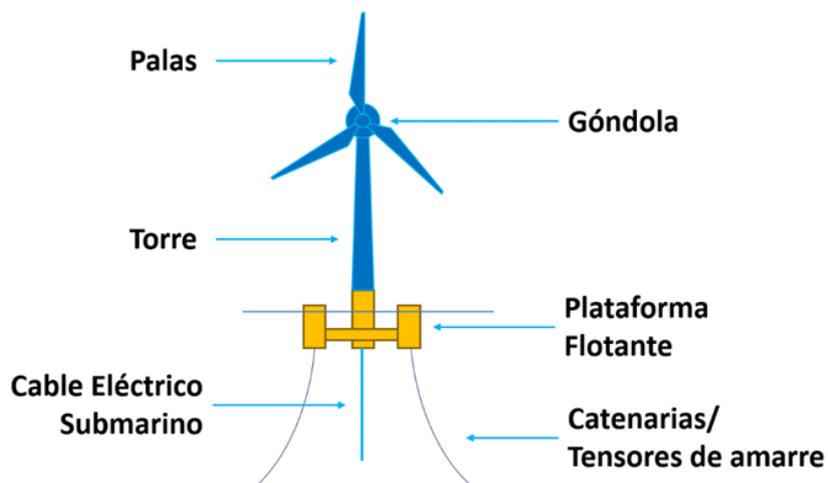


Ilustración 8: Componentes de un aerogenerador marino con una plataforma flotante

Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

Uno de los principales objetivos de este proyecto es su alineación con los ODS de manera que se aporte valor ambiental, social y ético.

Se destaca su relación con los siguientes objetivos:

- Objetivo 7 (Energía asequible y no contaminante): la generación de energía a través de un recurso natural reduce la dependencia de combustibles fósiles y de forma más económica.
- Objetivo 12 (Producción y consumo responsable): generando energía a través del viento sin dependencia de combustibles y animando a un consumo proveniente de energía limpia.
- Objetivo 13 (Acción por el clima): a través de la implementación de renovables se avanza hacia la transición energética y la descarbonización, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y su efecto sobre la atmósfera.
- Objetivo 14 (Vida submarina): a pesar de la implantación del parque eólico en el mar, uno de los principales objetivos será la preservación de la vida ultramarina, además de la no contaminación de los océanos.



Ilustración 9: Objetivos de desarrollo sostenible

Emplazamiento

Para seleccionar el emplazamiento del parque eólico marino, resultará imprescindible tener en cuenta los requisitos técnicos, medioambientales, logísticos y reglamentarios.

- Evaluación del potencial eólico: resulta de gran importancia que el parque se sitúe en una zona en la que se disponga de fuertes vientos y regulares.
- Características oceanográficas y batimétricas: según la profundidad del lugar elegido se seleccionará un tipo de tecnología u otro. Se deberán tener en cuenta las características del fondo marino, las cuales influyen en el tipo de anclaje o cimentación a seleccionar. Finalmente, particularidades como el oleaje o las corrientes afectarán a la selección del tipo de estructura.
- Distancia a la costa: esto afectará de nuevo en la elección de un tipo de tecnología u otro, además, influirá en la conexión del parque a las subestaciones eléctricas y consecuentemente a la red.
- Criterios ambientales: evitando el uso de zonas protegidas además de la minimización del impacto sobre el ecosistema.
- Evitar conflicto con otras actividades marinas: refiriéndose a la pesca, rutas de navegación y actividades portuarias.
- Marco regulatorio: bajo las directrices del POEM.

De acuerdo con la Ley de protección del medio marino, las costas españolas se reparten inicialmente en dos grandes áreas, la Mediterránea y Atlántico Nororiental. Del mismo modo, estas se dividen en el Golfo de Vizcaya y costas Ibéricas, Mediterráneo Occidental y Macaronesia. Las cinco Demarcaciones Marinas en las cuales se aplican los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo son la Noratlántica, Levantino-balear, Sudatlántica, Estrecho y Alborán y la canaria.



Ilustración 10: Demarcaciones marinas

Entre los objetivos del POEM, a parte de la separación en zonas de interés del terreno marítimo, se encuentra garantizar que la ubicación de aquellas áreas con mayor potencial para la implantación de eólica marina no interfiera con la migración de especies y el flujo de procesos ecológicos.

Las zonas identificadas como de alto potencial, denominadas ZAPER, son aquellas con vientos mayores a 7,5 m/s a una altura de 100 m en la península y 140 m en la zona canaria. El fondo marino no debe superar los 1000 m de profundidad. Se considerará prioritario la proximidad a la costa de manera que se facilite la evacuación de energía eléctrica generada.

Estas zonas a su vez cumplen las restricciones impuestas por el Ministerio para la Transición Ecológica, considerando que no se superpongan con las actuales y futuras ZEPA, áreas que interfieran con las aves marinas, zonas con Hábitats de Interés comunitario y áreas en contacto con especies en peligro. Estas no deben impedir tampoco la salida y entrada de barcos a los puertos ni sus respectivas maniobras. Finalmente, es necesario también un estudio del ruido submarino para evitar los efectos negativos sobre la fauna. [14]

Recurso eólico

Se presenta, a continuación, un mapa de las velocidades medias a 100m de altura.

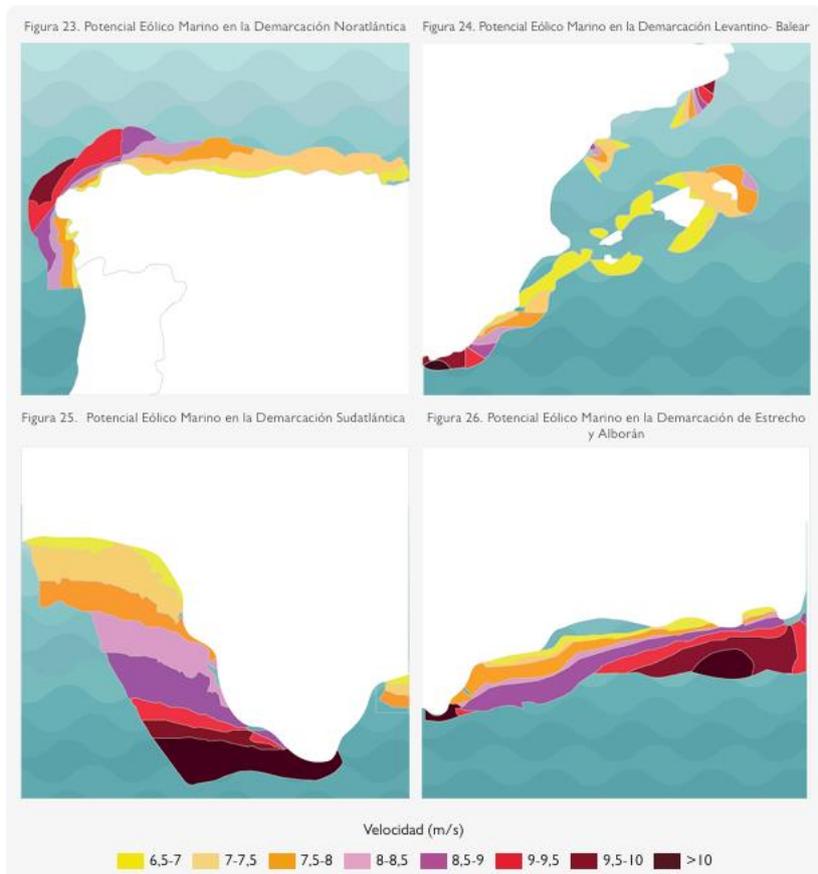


Ilustración 11: Potencial eólico según las demarcaciones marinas

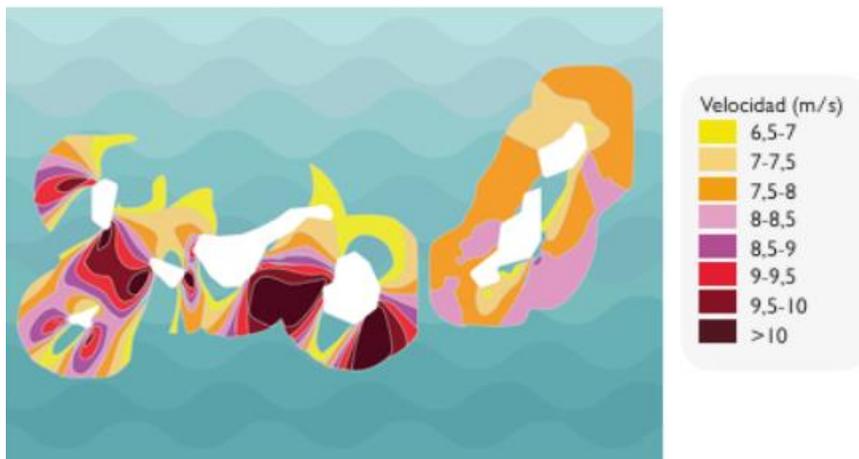


Ilustración 12: Potencial eólico en la demarcación marina Canaria

En la demarcación Noratlántica, se presenta un gran potencial con casi todas sus zonas por encima de 7,5 m/s, la Costa de Galicia y algunas zonas del cantábrico con vientos de altas velocidades superando los 8,5 m/s y llegando hasta 9,5m/s.

De la misma manera, en la demarcación Levantino-Balear los vientos predominantes se encuentran entre 6,5 m/s y 7,5 m/s. Habiendo zonas con velocidades más prometedoras frente a Tarragona, el norte de Menorca, y las costas de Alicante y Murcia.

La Sudatlántica y la de Estrecho y Alborán resultan ser a su vez prometedoras, superando en casi todas sus zonas los 8,5 m/s, llegando a superar los 10 m/s en la el Golfo de Cádiz y la zona del Estrecho de Gibraltar y el Mar de Alborán.

Finalmente, demarcación marina canaria presenta velocidades mayores a 9 m/s entre islas como Gran Canaria y Tenerife, Lanzarote y Fuerteventura y al oeste de La Palma y el Hierro.

Características oceanográficas y batimétricas

Para la selección del emplazamiento, es necesario el estudio de las características oceanográficas y batimétricas del entorno marino debido a que son decisivas en la elección de la tecnología aplicable, así como en la viabilidad técnica y económica del proyecto.

La profundidad del terreno condicionará el uso de cimentación fija o flotante, implementando la primera en fondos de hasta 50-60m y la segunda en zonas más profundas, llegando hasta los 1000m.

Las condiciones del fondo marino afectarán al tipo de anclaje o cimentación escogida. Siempre en búsqueda de aquel más estable y de la forma más homogénea posible de manera que se proporcione seguridad a la estructura.

En España, la falta de plataforma continental, la cual presenta poca anchura desde la costa hacia el mar, aumenta de manera abrupta sus profundidades, limita la implantación de cimentación fija.

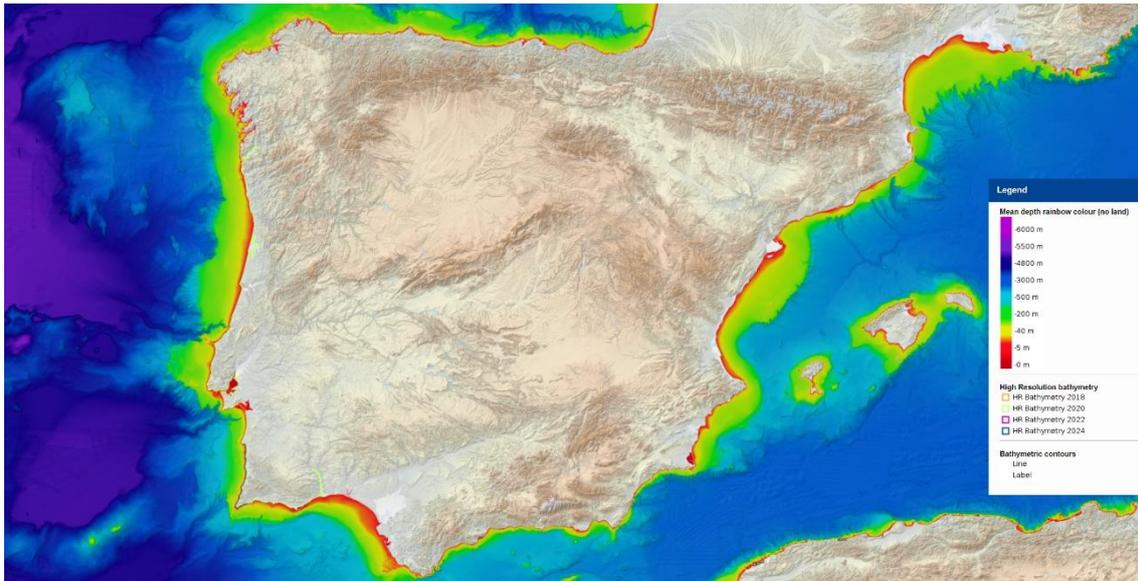


Ilustración 13: Mapa batimétrico

El oleaje es un factor importante también, ya que dotará de mayor o menor estabilidad a la estructura.

Criterios ambientales

Resulta necesario que el desarrollo de energías renovables en el entorno marino no interfiera con la conservación del medioambiente, evitando los impactos negativos. Se establecen unas directrices ambientales obligatorias en el PNIEC, que se deben cumplir tanto las fases de construcción de los parques eólicos marinos como en el despliegue de las líneas eléctricas de evacuación asociadas.

Dado que la implantación se realiza directamente sobre el fondo marino, y siendo este un hábitat muy delicado, se deberán reducir los daños generados. En este sentido resulta más beneficioso, por tanto, el uso de tecnologías flotantes con sistemas de anclaje en vez de cimentaciones fijas que requieren movimiento de tierras, alterando el fondo marino y provocando mayor impacto.

Es relevante también, el efecto que pueden generar estas infraestructuras sobre las aves marinas. Por ello, y de acuerdo con los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), las zonas habilitadas para la implantación de estos parques deben evitar las Zonas de Especial Protección para Aves (ZEPA), las áreas identificadas como valiosas o de interés para aves marinas, aquellas en las que exista presencia de Hábitats de Interés Comunitaria y las zonas críticas para especies especialmente sensibles.

Además, deben preservarse las rutas naturales de migración de los animales marinos evitando interferencias de este tipo de instalaciones en sus desplazamientos. La realización de estudios de impacto ambiental previos y posteriores a la construcción que permitan identificar y prevenir los posibles efectos negativos que se puedan generar [12].



Ilustración 14: Zonas ZEPA marinas

Otras actividades marinas

La implantación de parques eólicos marinos tiene una interferencia directa con actividades del sector pesquero, sin embargo, esto puede generar oportunidades de beneficio mutuo. La posibilidad de cooperación entre ambos sectores presenta un gran potencial, ya que el conocimiento y la experiencia adquiridos por el colectivo pesquero puede resultar ser de gran utilidad en el desarrollo de las instalaciones renovables.

Aunque las colaboraciones entre ambos sectores presentan grandes oportunidades, se identifican riesgos que podrían afectar su actividad tradicional por lo que existen una serie de condicionantes para evitar la interferencia negativa. En primer lugar, se deberán evitar las zonas históricas de pesca, que resultan esenciales para las comunidades locales. De la misma manera, es fundamental evitar los impactos ambientales, sociales o económicos que puedan afectar a los pescadores y productores acuícolas. El sector pesquero acuerda que buscando preservar la seguridad de los pescadores, siempre que se pueda se tratará de evitar el acceso a las zonas donde estén ubicadas estas instalaciones. Se solicita que

todos aquellos elementos que permanezcan en el mar tras el desmantelamiento de las instalaciones no supongan un riesgo para la navegación ni las actividades pesqueras. Finalmente, se enfatiza en la importancia de mantener una comunicación constante y fluida entre ambos sectores, de manera que las relaciones sean siempre positivas basándose en la cooperación y el entendimiento.

La eólica marina presenta interacción y necesidad de colaboración con otros sectores como el portuario, construcción naval e ingeniería civil. La cooperación con el sector portuario conlleva el uso o el desarrollo de las actuales infraestructuras, sin embargo, esto se debe de hacer sin obstaculizar la operatividad actual o la planificación de los mismos.

Respecto a las rutas de navegación, no se debe comprometer la seguridad del tráfico marítimo, respetando de esta forma las rutas principales [12].

Marco regulatorio

Resulta de gran importancia para la selección del emplazamiento de un parque eólico marino en España, realizarlo bajo el marco regulatorio establecido.

En España se ha aprobado una normativa para facilitar el desarrollo que se encuentra basada en el Real Decreto 150/2023 y el Real Decreto 962/2024.

Mediante el Real Decreto 150/2023 se aprueban los Planes de Ordenación Marítima (POEM), en los cuales se identifican las Zonas de Alto Potencial para Energía Renovable (ZAPER) únicas áreas en las que está permitida la implantación de esta energía renovable.

No obstante, el proceso de autorización, tramitación y adjudicación se realiza bajo la normativa del Real Decreto 962/2024.

Dichos reales decretos, se sustentan sobre una normativa más amplia, necesaria para su comprensión:

- La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, estableciendo el marco regulatorio para la generación de energía eléctrica y el acceso a la red eléctrica.
- La Ley 21/2013 de Evaluación ambiental, mediante la cual se regulan los proyectos con impacto ambiental.
- La Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética, cuyo objeto es asegurar el cumplimiento de los objetivos seleccionados en el Acuerdo de París.

Selección del Emplazamiento

El ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha realizado un mapa de zonificación para la implantación de parques eólicos marinos y minimizar el impacto de estas instalaciones sobre el medioambiente.

Se establecen:

- Las zonas de prohibición representadas en color rojo son aquellas en las que resulta totalmente incompatible la instalación de parques eólicos marinos ya sea por su efecto dañino sobre el medioambiente o porque su uso está dedicado a otras actividades como es el caso de rutas de navegación.
- Las zonas de restricción representadas en color amarillo son aquellas en las que potencialmente se podría dar el emplazamiento, sin embargo, presentan requerimientos más estrictos como la evaluación exhaustiva de su viabilidad.

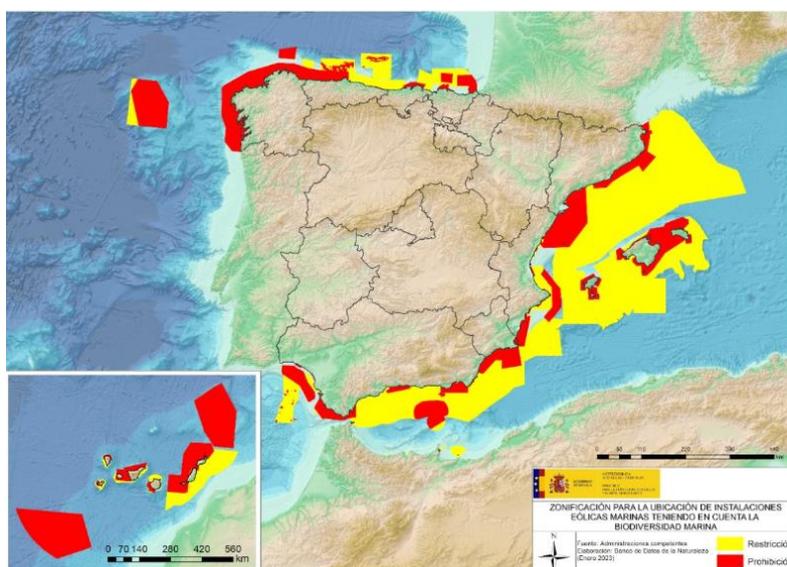


Ilustración:15 Zonificación para las instalaciones eólicas marinas

Se procede al estudio de las potenciales zonas de implantación:

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

Zona Noratlántica

Esta ubicación cuenta con un alto potencial para la implantación de eólica marina, con varias áreas de gran capacidad frente a la costa asturiana y la costa gallega habilitadas

para el despliegue de energía eólica. Las zonas de alto potencial se ubican alejadas de la costa por lo que sugieren la implantación de eólica flotante. Así mismo, se distinguen varias zonas destinadas a la protección de la biodiversidad y a la Defensa Nacional, lo que podría condicionar la selección de emplazamiento, sin embargo, el POEM contempla la posibilidad de coordinarse con las autoridades para minimizar interferencias.

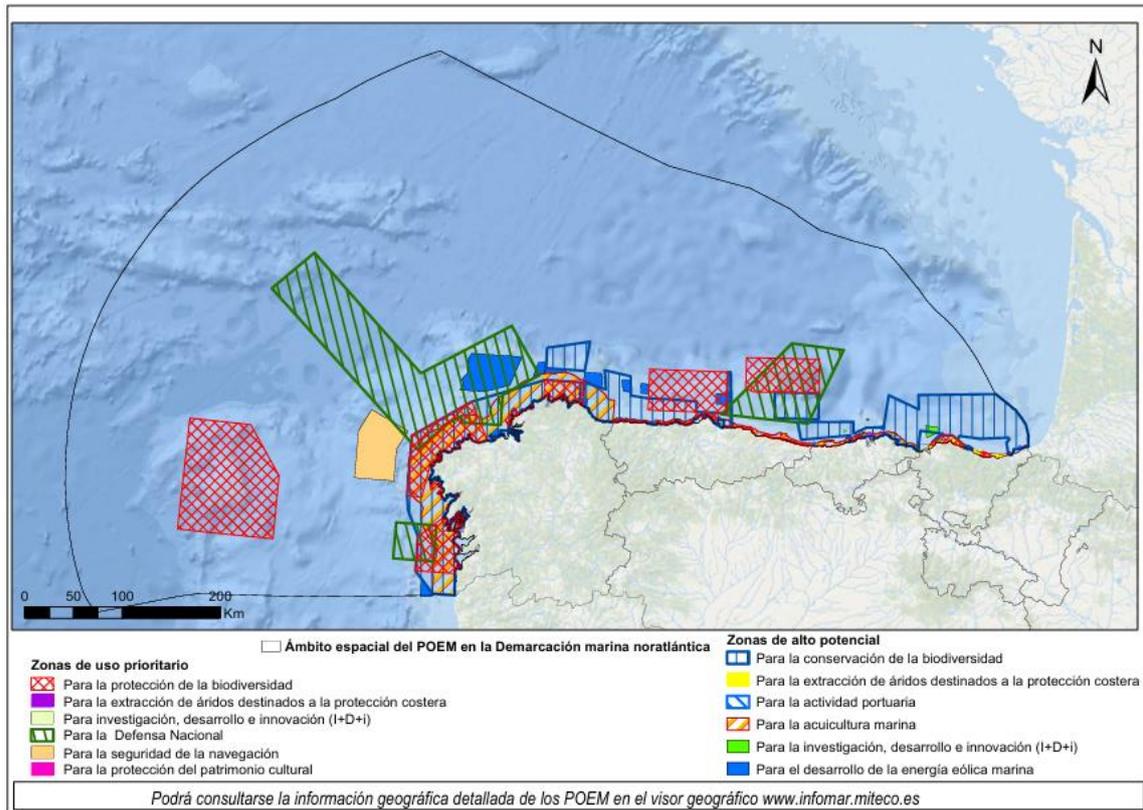


Ilustración 16: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Noratlántica

Zona Levantino-Balear

En la demarcación marina Levantino-Balear se identifican múltiples zonas habilitadas para el desarrollo de esta renovable, varias de las cuales se encuentran mar adentro con lo cual, exigirían, de la misma manera que en el caso anterior, la implantación de tecnología flotante. Sin embargo, se distinguen también numerosas zonas dedicadas a la protección de la biodiversidad, así como áreas reservadas para la actividad portuaria y usos prioritarios de la Defensa Nacional.

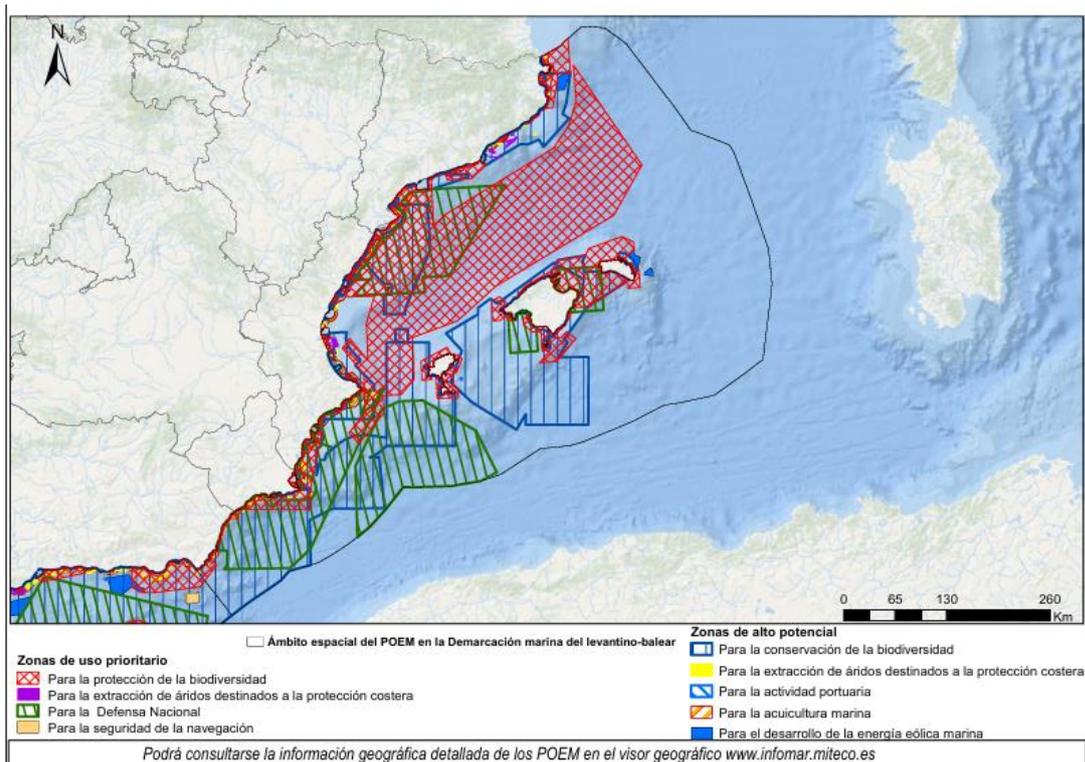


Ilustración 17: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Levantino-Balear

Estrecho y Alborán

La demarcación marina en el Estrecho y Alborán presentan dos zonas de alto potencial frente a las costas de Málaga y Almería. Sin embargo, estas áreas podrían resultar de difícil acceso al estar rodeadas de zonas exclusivas para la Defensa Nacional, así como para la protección de la biodiversidad y para la seguridad de navegación. Además, se encuentran superpuestas con zonas de alto potencial para la conservación de la biodiversidad. El establecimiento de un parque eólico marino en esta demarcación resulta complejo y de difícil acceso.

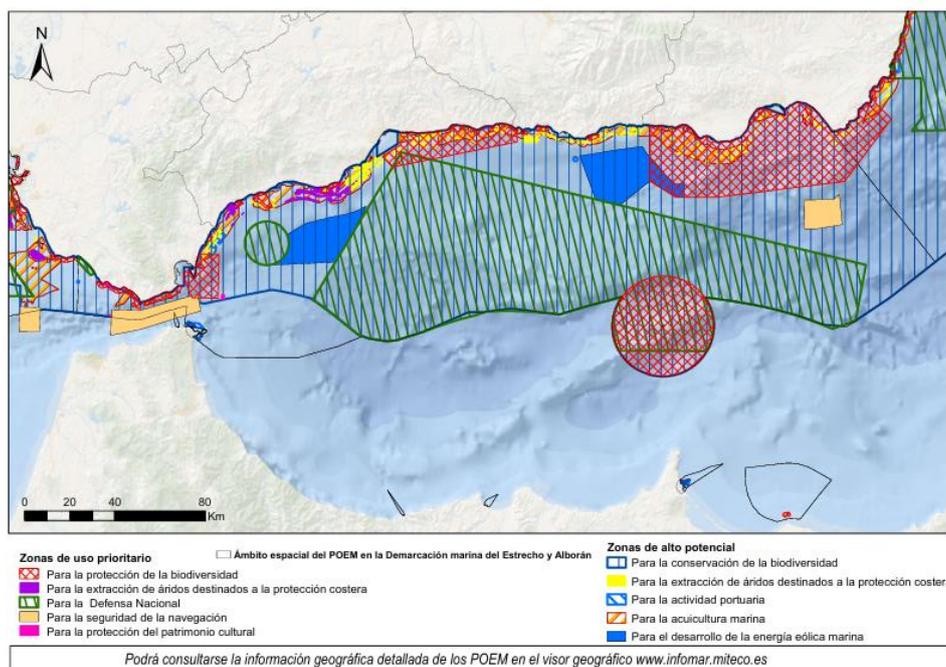


Ilustración 18: *Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Estrecho y Alborán*

Zona Sudatlántica

La demarcación Sudatlántica cuenta con zonas de alto potencial para el desarrollo de eólica frente a las costas de Cádiz y Huelva, coincidiendo con zonas de uso para la Defensa Nacional y la protección de la biodiversidad, representando condicionantes para su aprovechamiento.

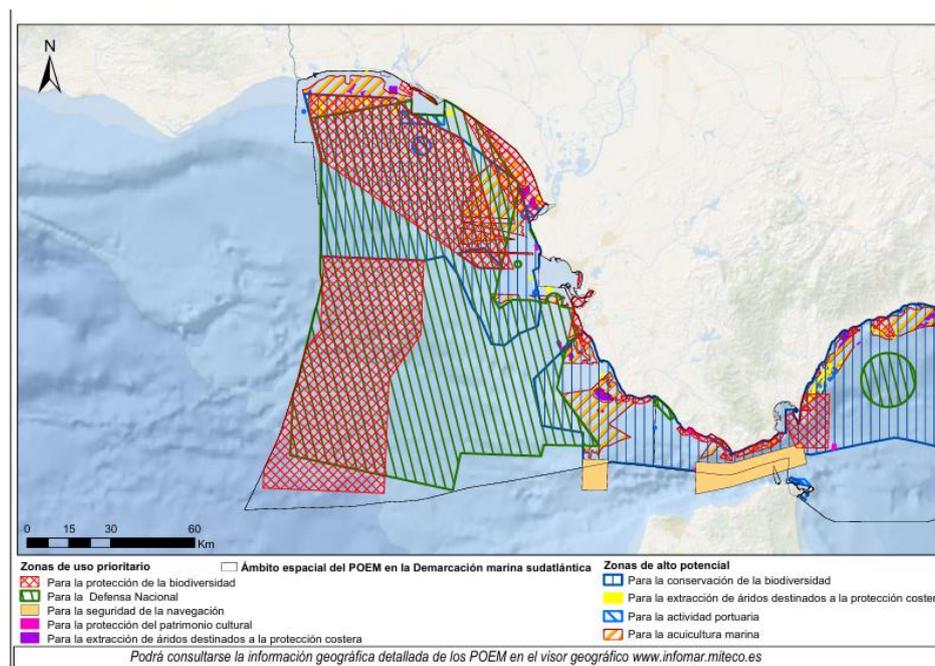


Ilustración 19: *Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Sudatlántica*

Zona Canaria

En la demarcación Canaria se encuentran zonas habilitadas para la implantación de parques eólicos marinos entorno a las islas de Gran Canaria, Lanzarote y Fuerteventura. Algunas de estas áreas coinciden con zonas de protección para la biodiversidad y zonas para la investigación, desarrollo e innovación.

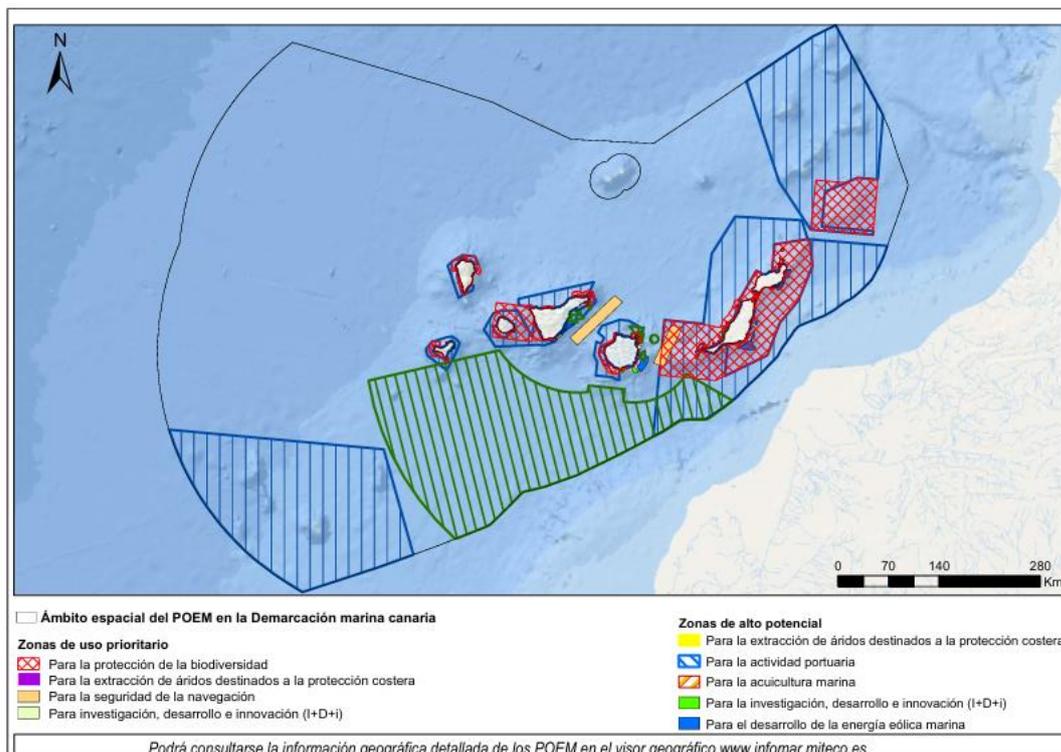


Ilustración 20: Ámbito espacial del POEM en la demarcación marina Canaria

Emplazamientos potenciales

Se procede al estudio de las zonas más prometedoras, aquellas con mayores vientos y con las superficies que presenten menor superposición frente a otros usos prioritarios del espacio marítimo. El resto de las demarcaciones planteadas presentan mayores interferencias con zonas para la protección de la biodiversidad, actividad portuaria, de defensa nacional o rutas de navegación.

En la demarcación Noratlántica, Levantino Balear, Estrecho y Alborán y Canaria, aunque existen estas zonas, se encuentran de manera más acotada permitiendo el desarrollo de estas infraestructuras con menor complejidad. Además, la distancia a la costa reduce el impacto visual sin dejar de ser una distancia razonable a la costa que permita el

conexionado de la infraestructura eléctrica y el fácil acceso a la ubicación del futuro parque eólico marino.

Zona Noratlántica- Galicia (43.889976, -8.426514)

La zona seleccionada se encuentra en el linde de la costa cantábrica, frente a las costas de la Coruña, a una distancia de 31,6 km. Presenta una profundidad de -202m, lo que requiere el uso de tecnología eólica flotante. La cercanía a la costa le proporciona posibles puntos de conexión y facilidades de acceso para realizar mantenimiento, convirtiéndose en un emplazamiento logísticamente viable.

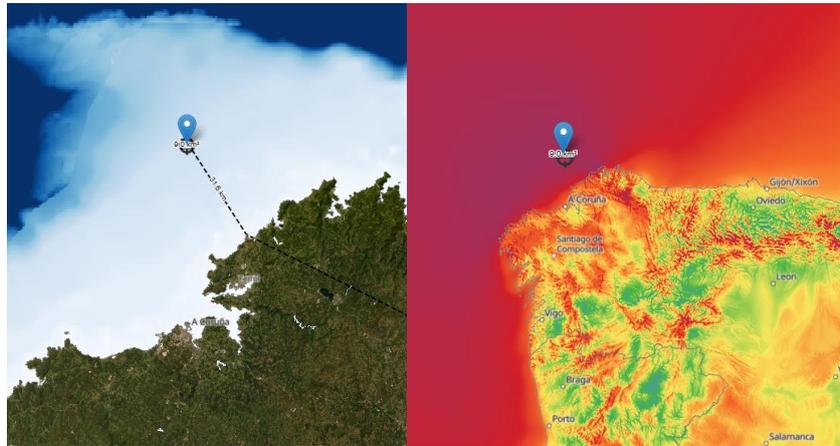


Ilustración 21: Emplazamiento en Galicia

Se han recogido las características del recurso eólico con el visor Global Wind Atlas. A 100 m de altura se registra una velocidad media de 9,67 m/s, lo cual garantiza un alto factor de capacidad. Además, la densidad de potencia eólica media forma parte del 10% de las zonas más ventosas con 952 W/m^2 .

Respecto a la dirección predominante del viento, sopla consistentemente desde el Este-Noreste entre los sectores de 60° y 90° , seguida por la dirección Oeste-Suroeste entre los sectores 240° y 270° .

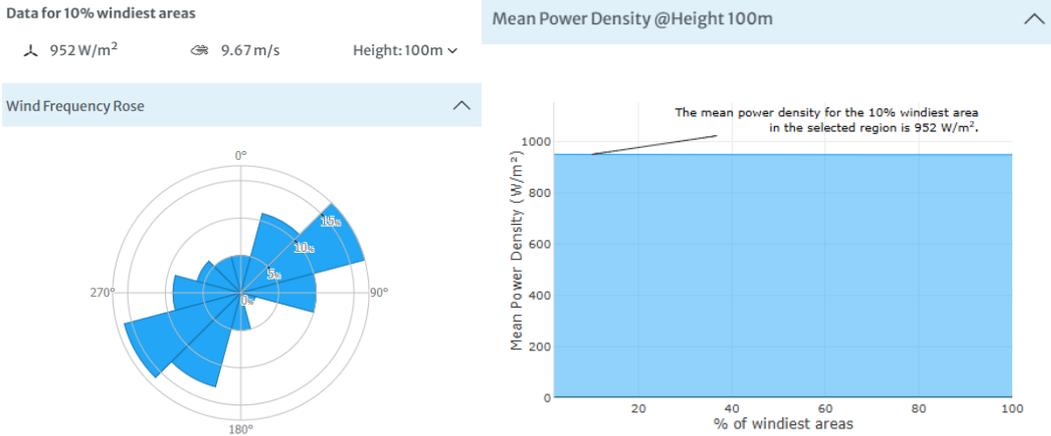


Ilustración 22: Rosa de frecuencia y densidad del viento en Galicia

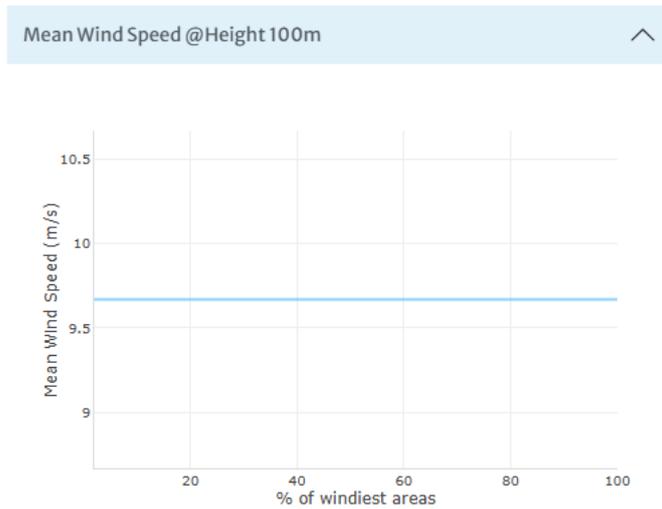


Ilustración 23: Velocidad media del viento en Galicia

En relación con la variabilidad anual, las fluctuaciones son moderadas, subiendo y bajando un 5% respecto al promedio. El año de mayor viento registrado fue en 2013. En cuanto a la variabilidad mensual, los vientos varían un 20% por encima y por debajo de la media, registrando los meses de mayor actividad en diciembre, enero y febrero.



Ilustración 24: Variación de viento en Galicia

Zona Levantino Balear- Cataluña (42.142265, 3.441643)

La primera ubicación analizada en la zona Levantino-Balear es frente a la costa catalana, a 22 metros de Barcelona y con una profundidad de -144m. Se trata de las pocas zonas del mediterráneo que registra vientos tan altos y también presenta gran accesibilidad.

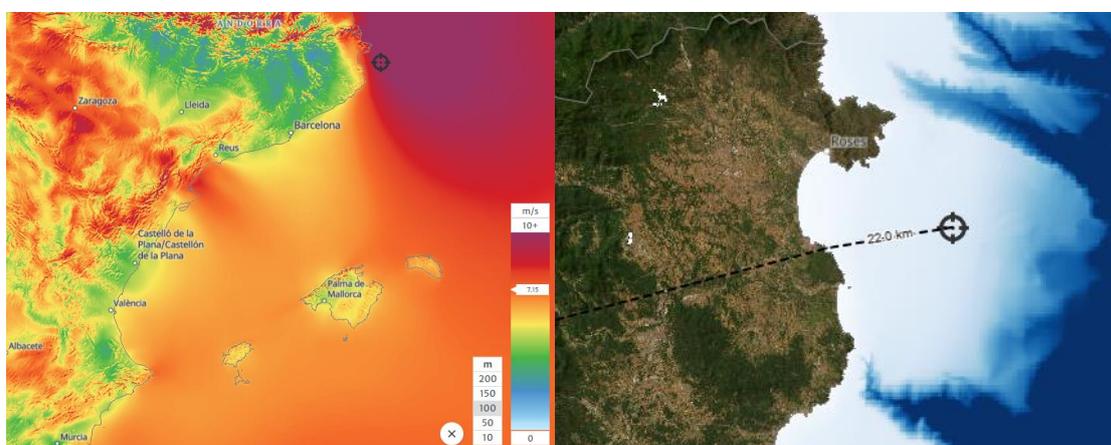


Ilustración 25: Emplazamiento en Cataluña

La velocidad media del viento a una altura de 100m es de 9,66 m/s y la densidad media de potencia, perteneciente también al 10% de las zonas más ventosas, es de 950 W/m^2 . La dirección predominante del viento es Este-Noreste, representando más de un 15% del tiempo entre 60° y 90° , seguida de la dirección Oeste-Suroeste entre los sectores 240° y 270° .

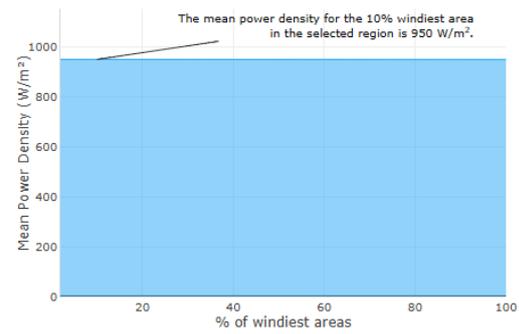
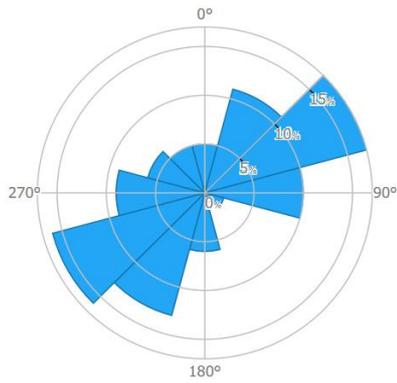


Ilustración 26: Rosa de frecuencia de vientos y potencia media en Cataluña

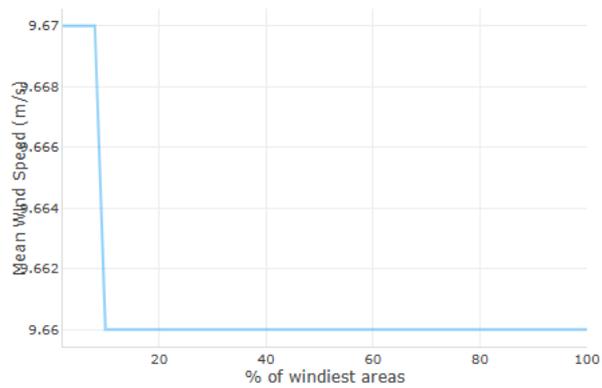
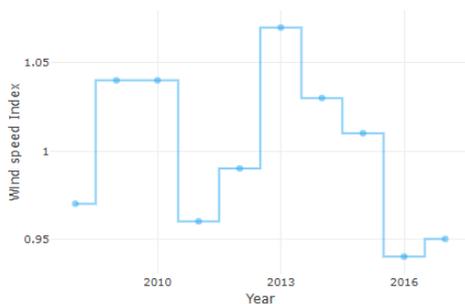


Ilustración 27: Velocidad media del viento en Cataluña

En cuanto a la variabilidad anual, alcanza velocidades superiores al 7% de la media en 2013 y 6% inferiores en 2016. Mensualmente, los vientos son muy variables observando picos superiores e inferiores al 20% de la media.

Annual



Monthly

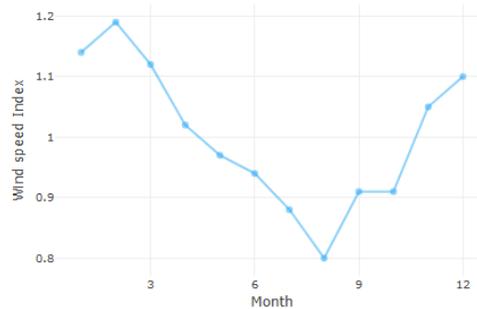


Ilustración 28: Variabilidad anual y mensual del viento en Cataluña

Zona Levantino Balear- Islas Baleares (40.035912, 4,350692)

En la demarcación Levantino-Balear se estudia un emplazamiento en la costa menorquina a 8,7 km de la costa. Esta ubicación con una profundidad de -135 m, aunque presenta características de viento muy prometedoras, se encuentra excesivamente cercana al litoral, lo que significaría que afecta de forma negativa al paisaje de una isla tan turística.



Ilustración 29: Ubicación en las Islas Baleares

La velocidad media del viento es de 7,26 m/s, lo cual resulta mucho menor que en los demás casos planteados, con una potencia media de 533 W/m². La dirección predominante del viento es del Norte al Sur.

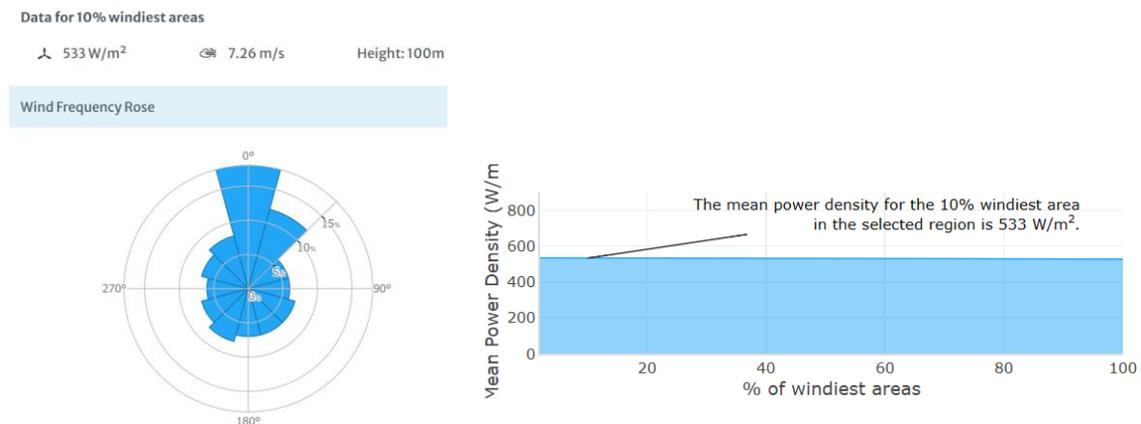


Ilustración 30: Roseta de frecuencias y densidad de potencia media en Islas Baleares.

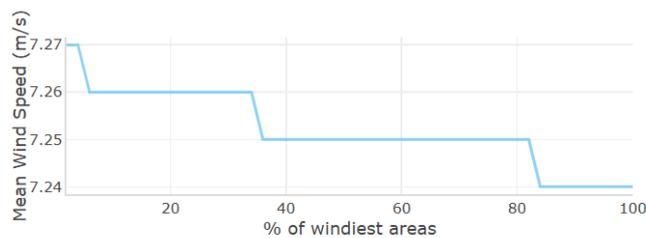


Ilustración 31: Velocidad media del viento en Islas Baleares

Presenta una variación interanual del 6% por encima y por debajo de la media y una variación mensual del 25%. Por lo que presenta una variabilidad elevada a lo largo del año.

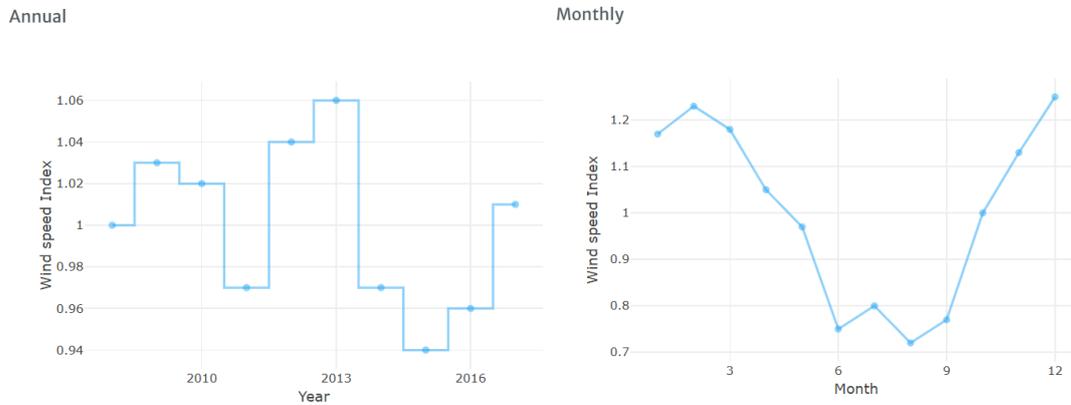


Ilustración 32: Variabilidad del viento en Islas Baleares

Zona Estrecho y Alborán- Málaga (36.219563, -4.735107)

De las dos zonas de alto potencial para desarrollo de eólica marina en esta demarcación. Se estudia la que no presenta superposición con zona de protección para la biodiversidad. Con una gran profundidad de -907 m y una distancia a la costa malagueña de 33,8km.

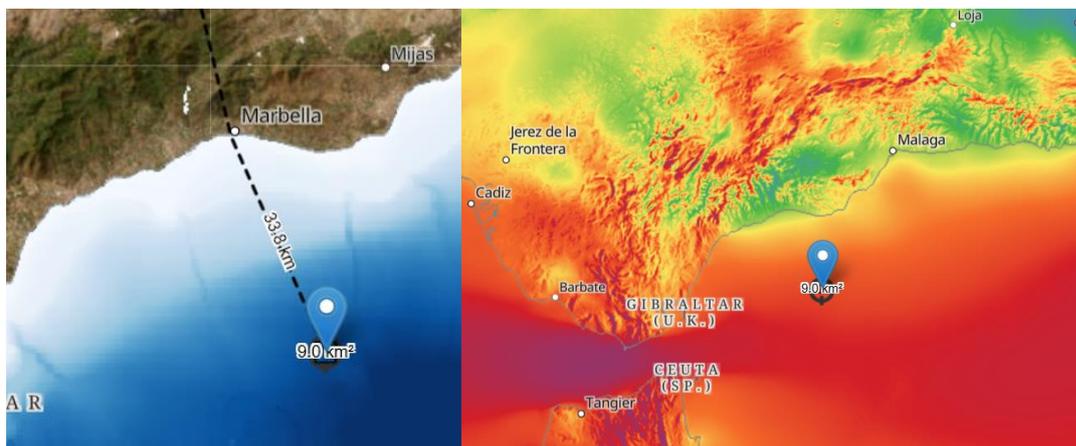


Ilustración 33: Ubicación en Málaga

La velocidad media del viento es de 7,78 m/s con una densidad de potencia media de 522 W/m². Los vientos dominantes tienen componente Oeste.

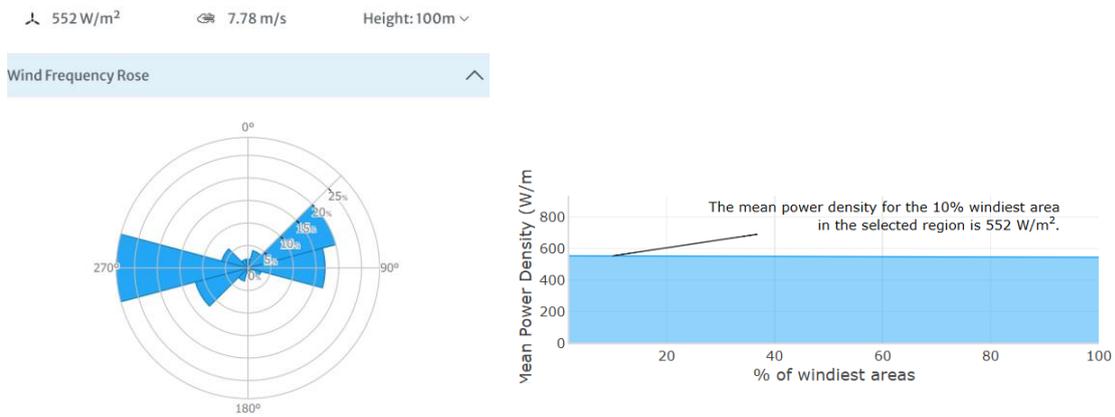


Ilustración 34: Roseta de frecuencias y densidad media de potencia en Málaga

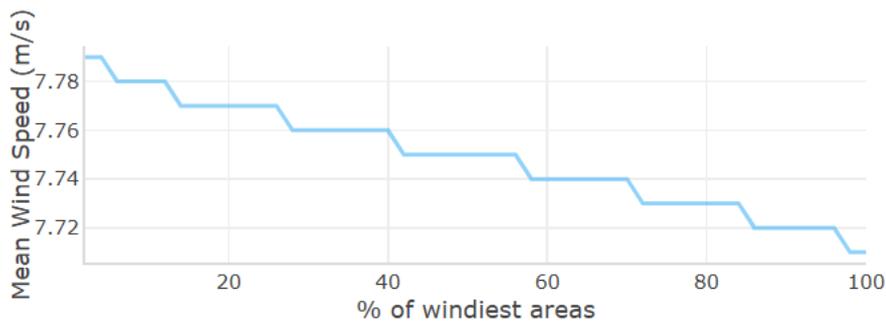


Ilustración 35: Velocidad media de potencia en Málaga

Anualmente, el índice varía entre 0,94 y 1,04, con lo que la variación es moderada. Sin embargo, la variación mensual resulta elevada alcanzando índices de 0,8 y 1,3.

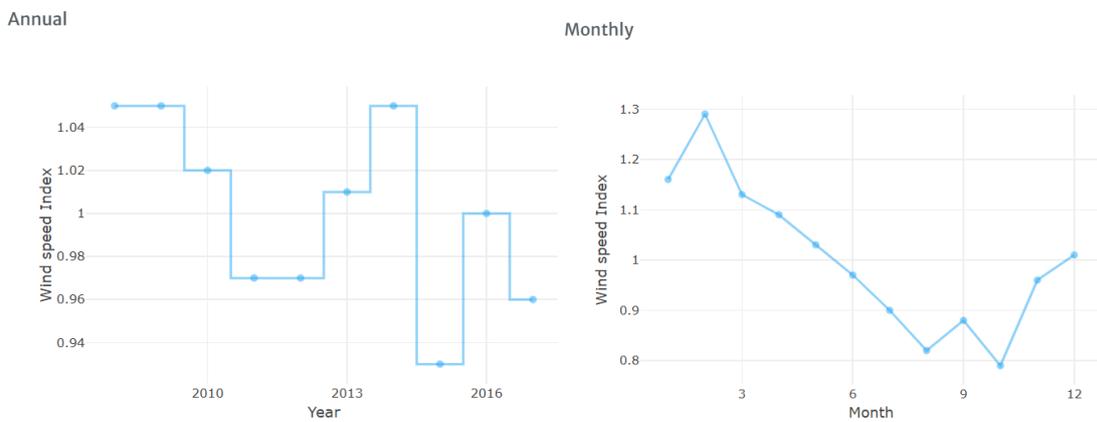


Ilustración 36: Variación anual y mensual del viento en Málaga

Zona Canaria- Islas Canarias (27.805478, -15.307649)

En la demarcación Canaria, se estudia también la zona que presenta menor superposición frente a otro tipo de actividades, aunque se encuentra contigua una dedicada para la investigación. Con una profundidad de -307m y una distancia a la costa de 11,2km frente a Gran Canaria. La implantación en esta ubicación podría suponer impacto visual costero además de interferencias con las labores científicas.

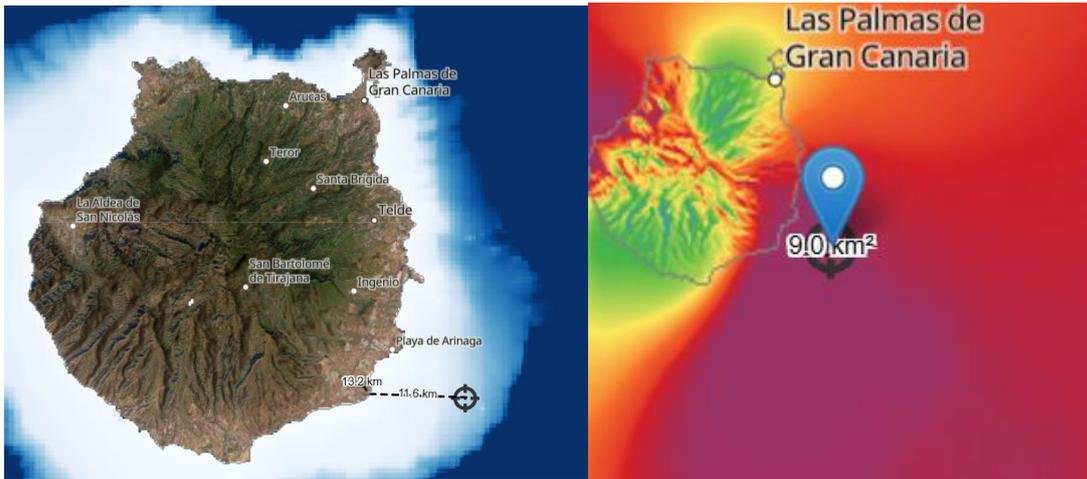


Ilustración 37: Ubicación en las islas Canarias

Es la zona que presenta mayor potencial respecto al recurso eólico, con una velocidad media de 10,43 m/s y una potencia media de 1.025 W/m^2 . La dirección predominante del viento es de Norte a Sur.

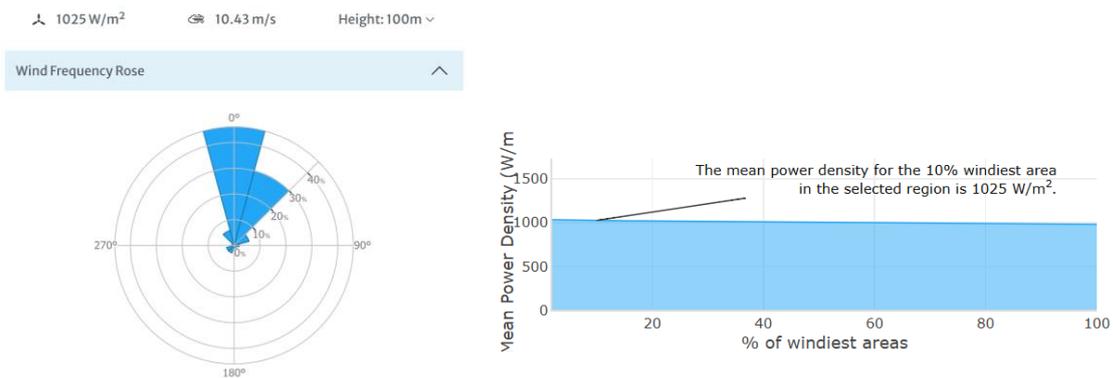


Ilustración 38: Roseta de frecuencias y potencia media del viento en las islas canarias

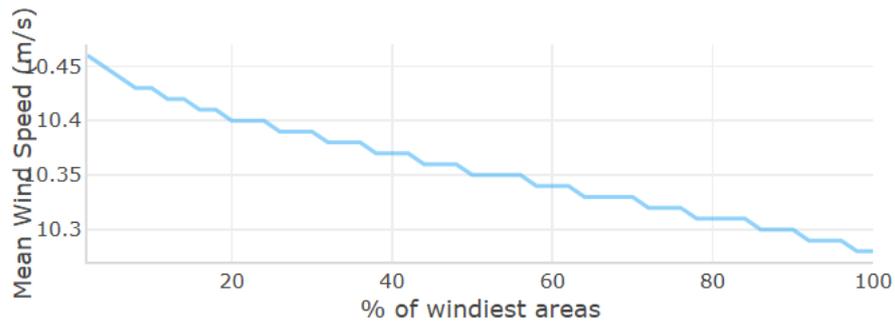


Ilustración 39: Velocidad media del viento en las Islas Canarias

El índice de variabilidad anual alcanza inferiormente el 0,96 y superiormente el 1,06 y unas altas variaciones mensuales entre 0,8 y 1,5 respecto de la media.

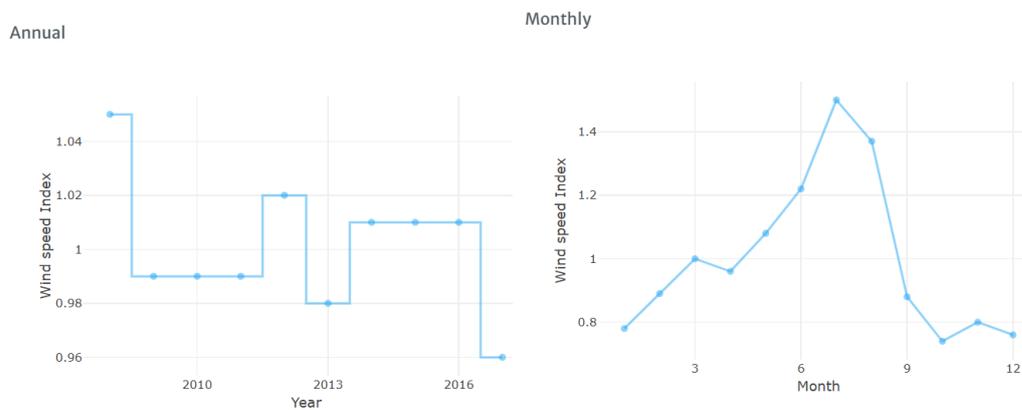


Ilustración 40: Variación anual y mensual de los vientos en las Islas Canarias

Comparativa

Se presenta, a continuación, una tabla comparativa entre las ubicaciones potenciales:

Tabla 1. Comparativa de emplazamientos

Característica	Galicia	Cataluña	Islas Balears	Málaga	Islas Canarias
Profundidad	-202m	-144m	-135m	-907m	-307m
Distancia a la costa	31,6km	22km	8,7km	33,8km	11,2km

Velocidad media	9,67m/s	9,66m/s	7,26m/s	7,78m/s	10,43m/s
Densidad de potencia media	952 W/m ²	950 W/m ²	533 W/m ²	522 W/m ²	1025 W/m ²
Variación anual	±5%	+7%, -6%	±6%	-6%, +4%	-4%, +6%
Variación mensual	±20%	±20%	±25%	-20%, +30%	-20%, +50%

Entre las distintas ubicaciones analizadas, se comienza descartando a las Islas Baleares y a Málaga debido a la falta de recurso eólico frente a las demás. Además, en el caso de las Islas Baleares, la ubicación se encuentra muy próxima a la costa pudiendo interferir con el turismo tan representativo de Menorca. Mientras que, en el caso de Málaga, las altas profundidades dificultan la implantación complicando la viabilidad técnica y económica del proyecto.

Seguidamente, se interpreta el caso de Gran Canaria, el cual, a pesar de presentar el mayor recurso eólico frente a sus competidores, también presenta alta proximidad a la costa que, al igual que en el caso de Menorca supone limitaciones. También, el hecho de que haya una zona contigua dedicada a la investigación y el I+D podría generar interferencias afectando al entorno natural y al uso científico. Esta ubicación, también se caracteriza por su elevada variabilidad de viento, lo que generaría mayores irregularidades.

Finalmente, queda la decisión entre Galicia y Cataluña. Galicia, aunque se implantaría en una zona más profunda y un poco más alejada de la costa, constaría de mayor recurso eólico y menor variabilidad que Cataluña. Por lo que como las profundidades y las distancias se encuentran dentro de los límites aceptables, finalmente se escoge esta ubicación en los lindes de la zona cantábrica.

Selección de la tecnología a emplear

Se comienza el estudio de la obra civil mediante la selección de la tecnología más adecuada para las condiciones pertinentes del emplazamiento. Este proceso comenzará por la selección de un aerogenerador, seguido por la selección de la plataforma flotante y, finalmente, el tipo de fondeo.

Para garantizar la selección correcta del tipo de aerogenerador, hay que considerar la altura del buje y de las nuevas turbinas diseñadas para off-shore que se encuentra entre 100 y 150 metros de altura sobre el nivel del mar. Por lo que, a pesar de que se ha elegido la ubicación con las velocidades y densidades de potencia del viento a 100m de altura, es preciso estudiar dicha velocidad también a 150m de altura

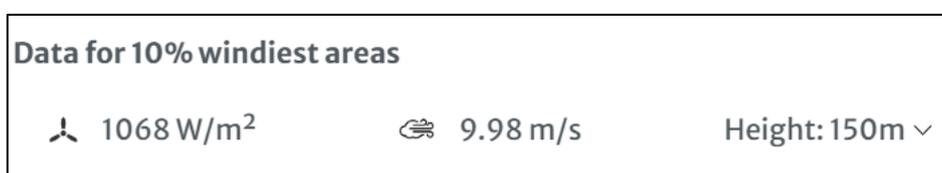


Ilustración 41: Velocidad y densidad de potencia media en Galicia a 150 m de altura

Selección del aerogenerador

Los aerogeneradores marinos son sistemas electromecánicos diseñados para transformar la energía cinética del viento en alta mar y generar electricidad.

Su funcionamiento se produce mediante el movimiento de palas, las cuales se encuentran optimizadas de manera que se capture la mayor cantidad de viento. La rotación se encuentra conectada a un eje principal del rotor, que a su vez se encuentra conectado a un generador eléctrico.

Resulta de gran importancia el uso de sistemas de control que ajusten las orientaciones de las palas, aumentando el rendimiento de esta manera [15].

Los principales fabricantes de aerogeneradores marinos son:

- Siemens Gamesa Renewable Energy
- Vestas
- Goldwind
- General Electric
- Sewind
- Minyang

- Envision
- Enercon
- Nordex Group

Top 15 wind turbine OEMs' new installations in 2024

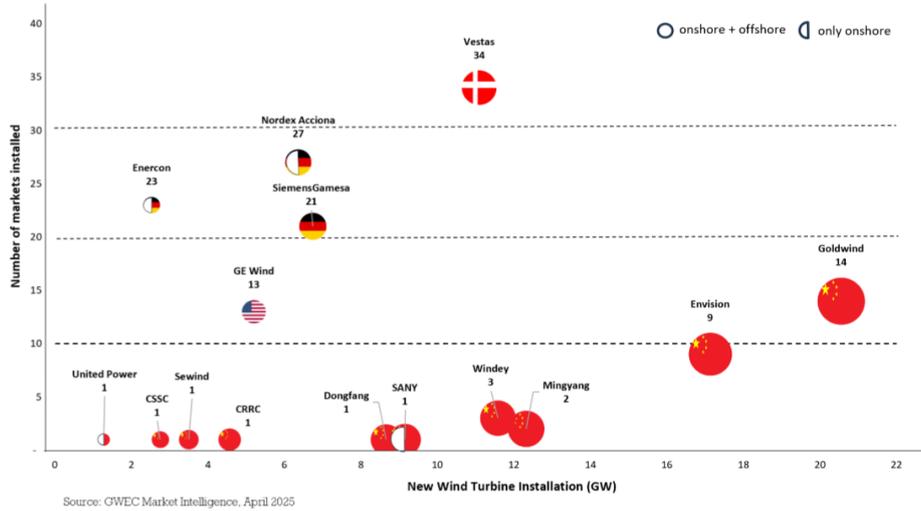


Ilustración 42: 15 principales fabricantes de aerogeneradores según GWEC

Según un informe publicado por el Global Wind Council Energy (GWEC) en 2024, los aerogeneradores más utilizados y prometedores para esta industria son el GE Vernova GE Haliade-X 13 MW, el Siemens Gamesa SG 14-222D y Vestas V236 15MW. Se procede al estudio de cada uno por separado para realizar la selección más adecuada para el emplazamiento seleccionado.

GE Vernova GE Haliade-X 13 MW

Sus principales características son:

Tabla 2. Características del GE Vernova GE Haliade-X 13MW [16]

Parámetro

Fabricante	GE Vernova
Modelo	Haliade-X 13MW
Potencia nominal	13 MW
Rangos de potencia sensibles	13-13,9MW

Velocidad del viento	3 m/s
Velocidad media del viento	11 m/s
Velocidad del viento de corte	34 m/s
Velocidad de supervivencia	71,3 m/s
Diámetro de rotor	220 m
Área barrida	38.000 m ²
Densidad de potencia	342,1 W/m ²
Altura del buje	130/150 m
Tensión	3.374 V
Capacidad	58-64%



Ilustración 43: Turbina Haliade-X

Esta turbina fue una de las primeras de nueva generación al encontrarse operativa en el mar, alcanzando los 13 MW. La primera turbina Haliade-X de 13 MW fue instalada en Dogger Bank en Reino Unido. El parque se compone de 277 turbinas y se encuentra a 133m de la costa [19].

Siemens Gamesa SG 14-222D

Sus principales características son:

Tabla 3. Características del Siemens Gamesa SG 14-222D [17]

Parámetro	
Fabricante	Siemens Gamesa Renewable Energy
Modelo	SG 14-222D
Potencia nominal	14 MW
Rangos de potencia sensibles	11-15MW
Velocidad del viento	3 m/s
Velocidad media del viento	12 m/s
Velocidad del viento de corte	32 m/s
Velocidad de supervivencia	57 m/s
Diámetro de rotor	222 m
Área barrida	39.000 m ²
Densidad de potencia	359,2 W/m ²
Altura del buje	140m
Tensión	820 V
Capacidad	20-40%



Ilustración 44: Turbina Siemens Gamesa SG 14-222D

Esta turbina con una capacidad de 14 MW es capaz de alcanzar los 15MW mediante la función Power Boost. Ya se encuentran instaladas más de 1.000 turbinas en Reino Unido, Alemania, Dinamarca, Países Bajos, Bélgica y Taiwán, y está comenzando a entrar en los mercados de Estados Unidos y Francia [20].

Vestas V236 15MW

Sus principales características son:

Tabla 4. Características del Vestas V236 15 MW [18]

Parámetro

Fabricante	Vestas Wind Systems
Modelo	V236 15MW
Potencia nominal	15MW
Rangos de potencia sensibles	-
Velocidad del viento	3 m/s
Velocidad media del viento	11,1 m/s
Velocidad del viento de corte	31m/s
Velocidad de supervivencia	57 m/s
Diámetro de rotor	236m

Área barrida	43742m ²
Densidad de potencia	342,9 W/m ²
Altura del buje	-
Tensión	784 V
Capacidad	60%

Estas turbinas son las más potentes del fabricante y se comenzaron a instalar en abril de 2025 en Alemania. El parque HeDreit tiene una capacidad de 960 MW y cuenta con 64 turbinas [21].

Comparación entre aerogeneradores

El aerogenerador Vestas V236-15MW resulta ser el más prometedor, alcanzando los 15 MW de potencia nominal y con una gran área de barrido, sin embargo, se trata de una tecnología recién traída al mercado e implantada en plataforma fija por que actualmente no se encuentra probada para la tecnología flotante.

Entre las dos opciones restantes, el Haliade-X 13 MW destaca por su alta capacidad operativa y por su velocidad media prevista, la cual se ajusta de manera más adecuada a la necesaria para el emplazamiento seleccionado. Además, su tensión de salida también supone una clara ventaja frente al modelo Siemens Gamesa SG 14-222D, por lo que finalmente se decide por el uso de este aerogenerador.

Selección de la plataforma

Debido a la profundidad del emplazamiento escogido, se deberá implantar una plataforma de tipo flotante. Para ello, será necesario tener en cuenta aspectos como la logística de transporte e instalación, así como el alcance de tipo de tecnología. Las alternativas tecnológicas previamente citadas son:

- Barcaza
- Semisumergible
- Spar
- TLP

Se procede a realizar un análisis de las características de cada una con el objetivo de seleccionar la más adecuada para el caso concreto.

Barcaza y semisumergible

El modelo Barcaza, presenta un aspecto y unas dimensiones parecidas a las de un barco en términos de largo, ancho y altura. Obtiene estabilidad a través del gran contacto que presenta con el agua.

La plataforma semisumergible se encuentra parcialmente sumergida mediante volúmenes verticales unidos a través de vigas sobre las que se instala la turbina. Se pueden instalar en profundidades mayores a 40 metros.

Presentan las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas

- Puede flotar en aguas poco profundas.
- Fácil transporte e instalación, mediante remolque.
- Menor coste en material que el tipo Spar.
- Menores movimientos de cabeceo y balanceo.
- Espacio en la plataforma para realizar el mantenimiento.
- Instalación del aerogenerador en el puerto.

Desventajas

- Difícil de fabricar.
- Genera huella en el fondo marino.
- Presenta mayor movimiento vertical.



Ilustración 45: Plataforma tipo semisumergible

Spar

Consiste en una boya cilíndrica vertical que localiza la mayor parte del peso en el punto más bajo, logrando la estabilidad de esta manera, y se mantiene en su posición mediante cables o cadenas que se anclan al fondo marino. Debido al tamaño de su estructura, solo se puede implantar en profundidades mayores a 100m.

Ventajas

- Poco movimiento vertical.
- Es más estable que la plataforma sumergible debido a su diseño.
- El coste de anclaje es menor.

Desventajas

- Son difíciles de remolcar e instalar, pueden requerir de una grúa y se instala el aerogenerador en el mar.
- Es una estructura muy pesada y de gran tamaño.
- Alta carga en la base.
- Ocupan mucho espacio.
- Mayor movimiento de cabeceo y balanceo que otro tipo de estructuras.
- No cuentan con mucha superficie para realizar mantenimiento.

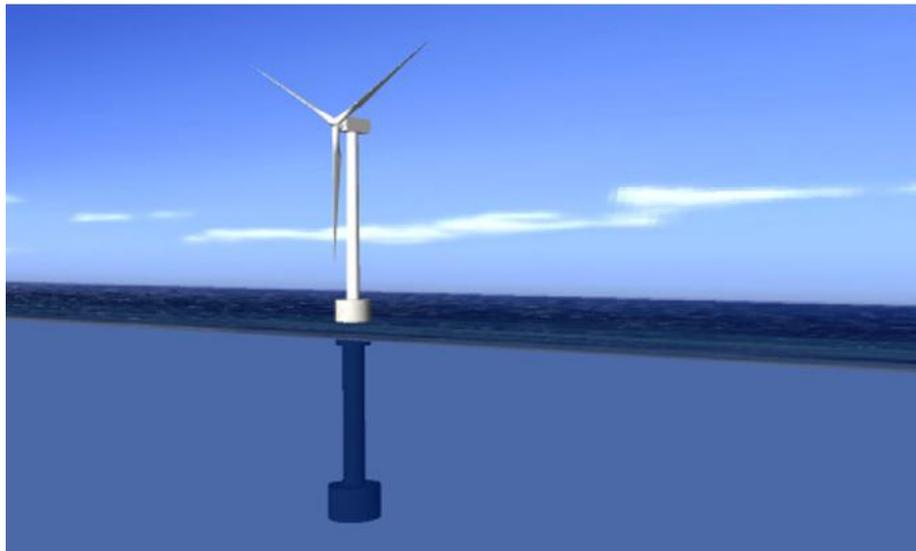


Ilustración 46: Aerogenerador con plataforma Spar

TLP

Se trata de una estructura flotante con forma de estrella, que puede presentar entre tres y cinco brazos, reduciendo de esta manera el volumen de cada brazo para minimizar la carga. Presenta cables tensionados que contrarrestan el empuje vertical y se encuentran fijados al fondo marino. Son aptas para su instalación en profundidades mayores a 40 metros.

Ventajas

- Produce una huella reducida en el fondo marino.
- Esta compuesta por una estructura ligera y compacta lo que implica menores costes materiales.
- Produce poco movimiento vertical y de cabeceo.

Desventajas

- Requiere de plataformas especializadas para su implantación.
- Requiere de líneas de amarre y anclajes, por lo que el sistema de fondeo resulta más costoso.
- En el caso de pérdida de una línea de fondeo se pueden producir causas catastróficas.
- La plataforma tiene un espacio limitado para maniobras.
- Su instalación es complicada en zonas con altas mareas, aunque el aerogenerador se instala en el puerto.



Ilustración 47: Aerogenerador con plataforma TLP

[23] [24]

Comparación entre plataformas

Debido a las profundidades que alcanza el parque eólico, se selecciona la plataforma de tipo Spar. Aunque el transporte sea más costoso y complejo que otros modelos, este ofrece una gran estabilidad.

Las plataformas Spar están diseñadas para altas profundidades además de soportar condiciones adversas como es el caso de alto oleaje.

Los modelos barcaza y semisumergible han sido descartados ya que no se consideran estables para las profundidades alcanzadas. El modelo TLP, aunque si dotaría de la estabilidad requerida, es preferible instalarlo en profundidades mayores a 400 metros debido a que es un modelo más costoso y complicado de implementar.

Además, el uso de las plataformas Spar ya se ha considerado efectivo en otros proyectos como es el caso de Hywind Tampen, un parque eólico offshore en Noruega, en el que el lecho marino alcanza profundidades de hasta 310 metros.

Sistema de fondeo

Mediante el sistema de fondeo se ancla la plataforma flotante al lecho marino, normalmente conformado por cadenas o cables de acero u otros materiales sintéticos. Dependiendo del tipo de plataforma y los factores del emplazamiento escogido las tipologías son las siguientes:

- Fondeo en catenaria, sin tensar el cable o la cadena que une la plataforma con el lecho marino. La forma que coge el cable es la de su propio peso. En ocasiones, dependiendo de la profundidad del emplazamiento se les añade pesos o flotadores con el fin de cambiar la forma que genera el cable.

- Fondeo tensionado, la plataforma flotante se instala bajo tensión desde el inicio con el fin de reducir la huella sobre el fondo marino y limitar los movimientos sobre la plataforma.

- TLPs, el sistema se compone de tendones rígidos y muy tensionados se implementan cuando hay mucha profundidad.

Se selecciona el sistema de fondeo en catenaria, ya que la plataforma Spar ya dota de estabilidad a la estructura por lo que no es necesario tensionar. [13]

Diseño del parque

Disposición del parque eólico

El efecto estela, es un fenómeno de ralentización del viento debido a la turbulencia generada tras ser aprovechado por una turbina. Esto puede reducir el rendimiento de los aerogeneradores posteriores además de producir un estrés mecánico sobre ellos, acortando la vida útil de los mismos y elevando los requerimientos de mantenimiento [25].

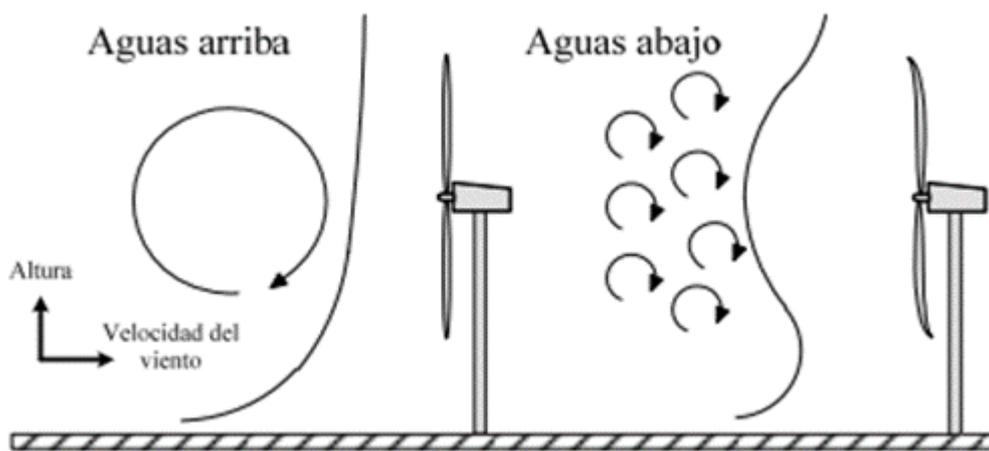


Ilustración 48: Efecto estela en aerogeneradores



Ilustración 49: Efecto estela en el parque eólico marino Horns Rev

Para minimizar este efecto, resulta esencial un buen diseño del layout, ya que si se encuentran los aerogeneradores a poca distancia se producen más pérdidas.

Habitualmente, las turbinas en longitud transversal se suelen colocar a una distancia de 8 a 12 diámetros, mientras que perpendicularmente de 2 a 4 diámetros [26]. Por lo que, en este caso, se encontrarán los aerogeneradores a 10 diámetros de forma transversal y a 4 de forma perpendicular como en el parque eólico Vineyard Wind en Masachussets, que utiliza los aerogeneradores seleccionados.

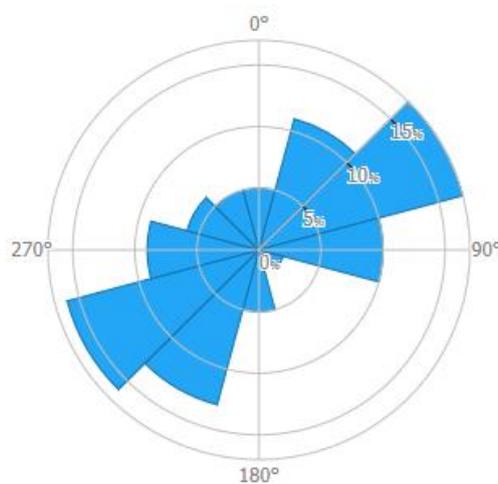


Ilustración 50: Rosa de vientos del emplazamiento a 150 metros

De acuerdo con la rosa de frecuencia de vientos, la dirección principal del viento es de 60°, implicando un flujo Este-Noreste hacia Oeste-Suroeste. Se dispondrán las turbinas de manera que les incida frontalmente el viento en la dirección predominante.

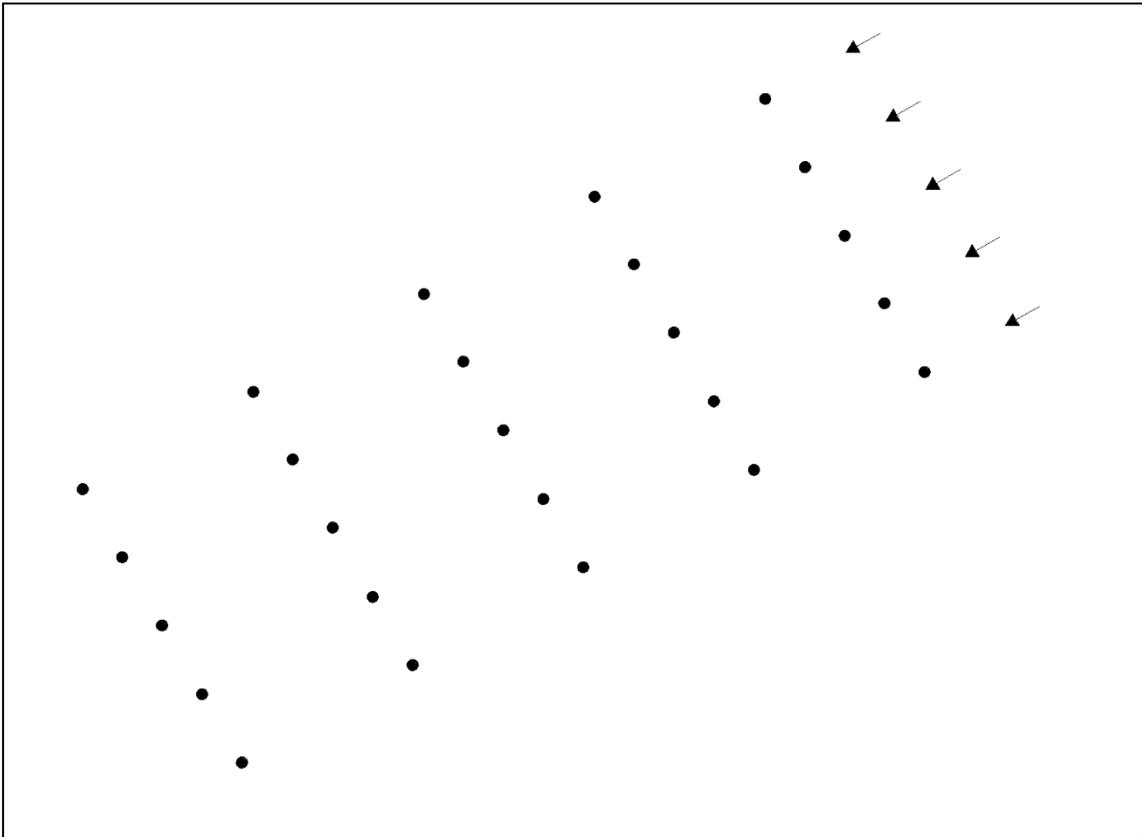


Ilustración 51: Disposición parque eólico marino

Diseño de la instalación eléctrica

El diseño eléctrico de la instalación conlleva diferentes fases para garantizar la evacuación de generación y su llegada a tierra.

Será necesario incluir en la góndola un transformador que eleve la tensión del generador síncrono de imanes permanentes de 3.374 V a 66 kV, con el objetivo de minimizar la corriente y por consecuencia las pérdidas y el tamaño que presentan los cables.

Los cables Inter Array son los que se utilizan para conectar las turbinas eléctricas entre sí dentro de los parques eólicos marinos, así como a la subestación eléctrica offshore. Estos han tenido un gran crecimiento durante los últimos años debido al aumento de potencia de las turbinas eólicas marinas y la necesidad de realizar el transporte de la energía de manera más eficiente.

La subestación eléctrica marina será la encargada de elevar la tensión a 220kV con el objetivo de reducir las pérdidas de transporte hasta la subestación en tierra.

Para el cableado entre subestaciones se utilizarán cables de evacuación.

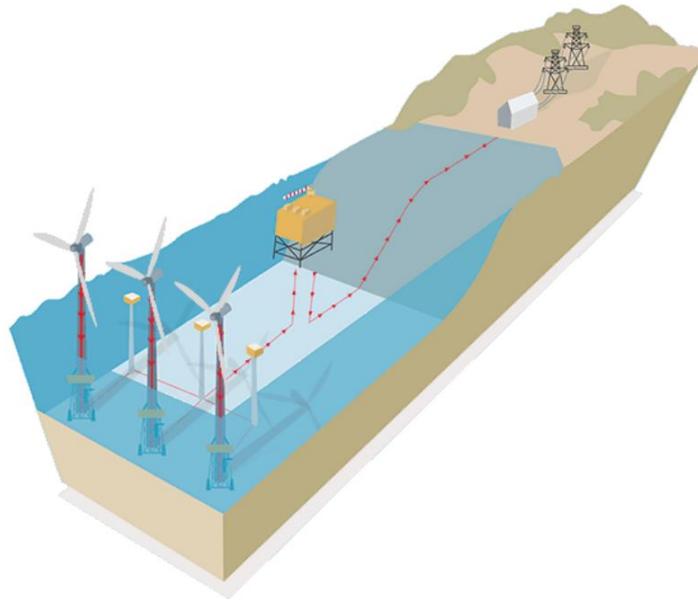


Ilustración 52: Instalación eléctrica de un parque eólico marino

Cables Inter Array

Los cables Inter Array están experimentando un notable desarrollo en la actualidad, a la vez que los parques eólicos marinos crecen cada vez más en tamaño y se ubican en zonas más alejadas de la costa.

Este tipo de cables debe presentar una elevada robustez ante las condiciones ambientales y operativas en las que se encuentra, así como una capacidad mejorada ante el desgaste mecánico y una vida útil optimizada.



Ilustración 53: Cables submarinos Inter Array

Los cables serán del tipo XLPE, es decir con aislamiento de polietileno reticulado, ya que, mediante su composición, estos son capaces de resistir frente a las condiciones del fondo marítimo. Se procede al cálculo de la sección:

Criterio de máxima intensidad admisible

Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{13 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 66 \text{ kV} \cdot 0,9} = 126,35 \text{ As}$$

Se deberá tener en cuenta el caso en el que un cable transporte la corriente de 5 aerogeneradores.

· P_n : Potencia nominal (W)

· V : Tensión a la salida del transformador de cada aerogenerador (V)

· $\cos\phi$: Factor de potencia

Se aplican factores de corrección para garantizar la seguridad y la vida útil del cable:

- Factor de corrección para una temperatura del terreno distinta a 25 °C

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Ilustración 54: Tabla del factor de corrección por temperatura

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_t}{\theta_s - 25}} = 1,11$$

· θ_s : Temperatura de servicio permanente del XLPE (90°C)

· θ_t : Temperatura del terreno a 200 metros (se determina a aproximadamente 10 °C)

- Factor de resistividad del terreno diferente a 1,5 K.m/W

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza
3,00	De piedra granítica

Ilustración 55: Resistividad térmica del terreno debido a su naturaleza

La resistividad del terreno es muy baja de 0,4 K.m/W.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81

Ilustración 56: Tabla del factor de corrección de la resistividad térmica del terreno

Se toma el valor más restrictivo, para una resistividad térmica del terreno de 0,8 K.m/W. F=1,3.

- Factor de corrección por profundidad de la instalación diferente a 1 metro.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	>185 mm ²	≤185 mm ²	>185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

Ilustración 57: Tabla del factor de corrección por profundidad

Se instala a una profundidad de 0,8 metros por lo que el factor de corrección es de 1,03.

- Factor de corrección por separación de ternos

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	-	-	-	-

Ilustración 58: Factor de corrección por separación de ternos

Se tendrán cinco ternos, agrupando a cinco aerogeneradores cada uno con una distancia de separación de 0,8 por lo que el factor de corrección es de 0,81.

$$I_{max} = \frac{126,35}{1,11 \cdot 1,3 \cdot 1,03 \cdot 0,81} = 104,96 \text{ A}$$

Se debe dimensionar para la intensidad total de los cinco aerogeneradores de cada terna por lo que es una $I_{max}=524,78 \text{ A}$

Se selecciona de los cables submarinos de cobre que producen menos pérdidas de ABB, para 66kV. La sección es de 500 mm^2 .

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour

Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure "XLPE Land Cable Systems - User's guide".

Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

Cross section mm ²	10-90 kV XLPE 3-core cables	
	Copper conductor A	Aluminium conductor A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Table 34

Cross section mm ²	100-300 kV XLPE 3-core cables	
	Copper conductor A	Aluminium conductor A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Criterio de la máxima caída de tensión

Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{S \cdot \gamma \cdot V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 11440 \cdot 524,78 \cdot 0,9}{500 \cdot 56 \cdot 66000} = 0,5\%$$

·L: longitud del cable Inter Array (L=4D*4+12D*3=11440m)

·I: intensidad del cable (A)

·S: sección (mm²)

·γ: conductividad eléctrica del cobre (56 m/ (Ω · mm²))

·V: tensión (V)

La caída de tensión es inferior al 5%, por lo que el seccionamiento es correcto.

Subestación eléctrica off-shore

Una vez en tierra, se va a conectar a la subestación Puerto de 220kV. Por lo que será necesaria una subestación eléctrica off-shore que eleve la tensión de 66kV a 220 kV.



Ilustración 59: Mapa Ibérico de la Red Eléctrica

La subestación estará conformada por celdas de media y alta tensión con aislamiento tipo GIS, con el objetivo de reducir el espacio requerido y minimizar el impacto del océano sobre la infraestructura en el ámbito de corrosión y humedad.

Los elementos por los que estará compuesta la subestación son los siguientes:

- Transformador de tensión 66/220 kV, con una potencia nominal de 400MVA.
- Embarrados de media y de alta.
- Equipos de maniobra como interruptores o seccionadores
- Sistemas de protección y transformadores de medida
- Sistema de puesta a tierra
- Sistema de servicios auxiliares



Ilustración 60: Subestación off-shore

Cable de evacuación de energía

El cable utilizado para evacuar la energía será de alterna, no de continua, porque para distancias menores a 50km se reducen las pérdidas. Al llegar a tierra este se conectará mediante un empalme de transición a un cable aéreo.

Se procede al cálculo de la sección:

Criterio de la máxima intensidad admisible

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\phi} = \frac{325 \text{ MW}}{\sqrt{3} \cdot 220 \text{ kV} \cdot 0,9} = 947,67 \text{ A}$$

$$I_{max} = \frac{947,67}{1,11 \cdot 1,3 \cdot 1,03 \cdot 0,81} = 787,17 \text{ A}$$

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Por lo que la sección será de 1000 mm^2 .

Criterio de la máxima caída de tensión:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot \cos\phi}{S \cdot \gamma \cdot V} = \frac{\sqrt{3} \cdot 31600 \cdot 787,17 \cdot 0,9}{1000 \cdot 56 \cdot 220000} = 0,31\%$$

La caída es menor al 5% por lo que la sección elegida es válida.

Producción anual energética

Para el cálculo de la producción anual de energía se utiliza el conjunto de datos SIMAR. Que recoge los datos de la atmósfera simulados por la Agencia Estatal de Meteorología y los datos del oleaje simulados por Puertos del Estado.

El punto SIMAR más próximo al emplazamiento escogido es el siguiente:

Tabla 5. Características del punto SIMAR escogido

PUNTO SIMAR 3028044

Latitud	43.83°
---------	--------

Longitud	-8.33°
-----------------	--------

El histograma de velocidad media del viento que se presenta a continuación indica que las velocidades medias con más frecuencia se encuentran entre 6 y 9 m/s, alcanzando un porcentaje del 4,5%. Se observa un recurso eólico estable, propio de la zona costera a la que pertenece, alcanzando rara vez vientos muy altos o muy bajos.

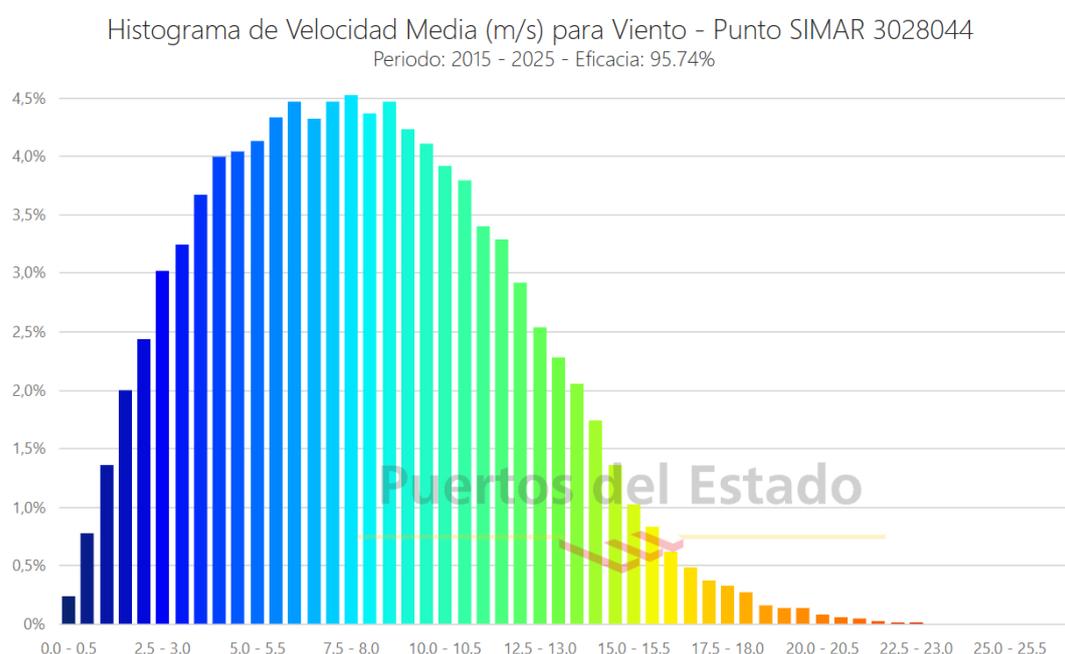


Ilustración 61: Histograma de velocidad media del punto SIMAR

Para completar la información ofrecida por el histograma, se añade la rosa de velocidad media de viento del punto SIMAR. Esta indica que la dirección predominante del viento es Este-NorEste seguida por la dirección Oeste-SurOeste.

Rosa de Velocidad Media (m/s) para Viento - Punto SIMAR 3028044
 Periodo: 2015 - 2025 - Eficacia: 95.74%

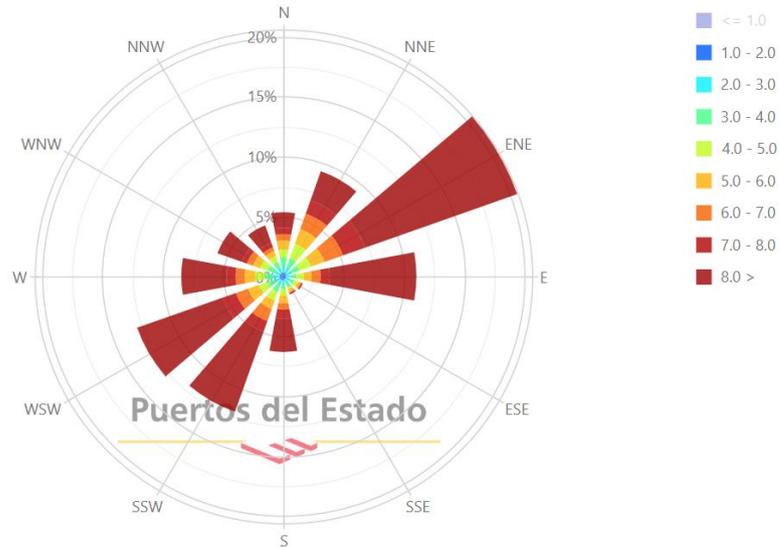


Ilustración 62: Rosa de velocidad media para el punto SIMAR

La altura más frecuente registrada de las olas es de 1,5 a 2 metros con un porcentaje del 20%, por lo que el mar es moderado.

Histograma de Altura Significante (m) para Oleaje - Punto SIMAR 3028044
 Periodo: 2015 - 2025 - Eficacia: 95.87%

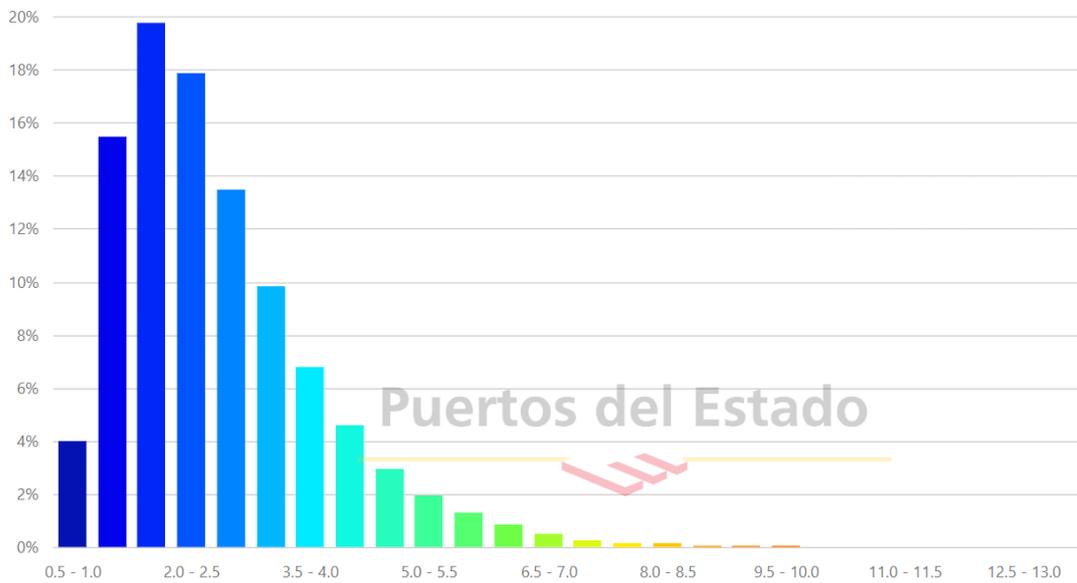


Ilustración 63: Histograma de altura para el oleaje

Análisis de la viabilidad técnica

Para el cálculo de la energía producida se utilizará la siguiente fórmula [28]:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p$$

· ρ : densidad del aire

· A : Área barrida (πr^2)

· v : velocidad media

· C_p : coeficiente de potencia

Como velocidad media se utilizará el punto medio de los intervalos presentados en la ilustración 53. Para el coeficiente de potencia, como en la hoja de características se encuentra entre 58% y 64%, se procede al uso del valor inferior de manera conservadora. Para el valor de la densidad se utiliza de 1.225 kg/m^3 como se normaliza en la IEC 61400-12-1.

Tabla 6. Energía estimada generada

Intervalo	Velocidad media	Frecuencia	Potencia generada (MW)	Horas	Energía (MWh)
[0.0-0.5]	0,25	0,23%	0,00	20	0,00
[0.5-1.0]	0,75	0,77%	0,01	67	0,38
[1.0-1.5]	1,25	1,36%	0,03	119	3,14
[1.5-2.0]	1,75	1,99%	0,07	174	12,61
[2.0-2.5]	2,25	2,44%	0,15	214	32,86
[2.5-3.0]	2,75	3,02%	0,28	265	74,26
[3.0-3.5]	3,25	3,24%	0,46	284	131,51
[3.5-4.0]	3,75	3,67%	0,71	321	228,83
[4.0-4.5]	4,25	3,99%	1,04	350	362,15
[4.5-5.0]	4,75	4,04%	1,45	354	511,94
[5.0-5.5]	5,25	4,13%	1,95	362	706,61
[5.5-6.0]	5,75	4,33%	2,57	379	973,30
[6.0-6.5]	6,25	4,46%	3,30	391	1.287,44
[6.5-7.0]	6,75	4,31%	4,15	378	1.567,26
[7.0-7.5]	7,25	4,46%	5,14	391	2.009,57
[7.5-8.0]	7,75	4,52%	6,28	396	2.487,69
[8.0-8.5]	8,25	4,36%	7,58	382	2.894,69
[8.5-9.0]	8,75	4,47%	9,04	392	3.540,67
[9.0-9.5]	9,25	4,23%	10,68	371	3.958,39
[9.5-10.0]	9,75	4,10%	12,51	359	4.493,15

[10.0-10.5]	10,25	3,92%	13,00	343	4.464,10
[10.5-11.0]	10,75	3,79%	13,00	332	4.316,05
[11.0-11.5]	11,25	3,40%	13,00	298	3.871,92
[11.5-12.0]	11,75	3,28%	13,00	287	3.735,26
[12.0-12.5]	12,25	2,91%	13,00	255	3.313,91
[12.5-13.0]	12,75	2,54%	13,00	223	2.892,55
[13.0-13.5]	13,25	2,28%	13,00	200	2.596,46
[13.5-14.0]	13,75	2,06%	13,00	180	2.345,93
[14.0-14.5]	14,25	1,73%	13,00	152	1.970,12
[14.5-15.0]	14,75	1,36%	13,00	119	1.548,77
[15.0-15.5]	15,25	1,02%	13,00	89	1.161,58
[15.5-16.0]	15,75	0,83%	13,00	73	945,20
[16.0-16.5]	16,25	0,62%	13,00	54	706,06
[16.5-17.0]	16,75	0,49%	13,00	43	558,01
[17.0-17.5]	17,25	0,37%	13,00	32	421,36
[17.5-18.0]	17,75	0,33%	13,00	29	375,80
[18.0-18.5]	18,25	0,27%	13,00	24	307,48
[18.5-19.0]	18,75	0,16%	13,00	14	182,21
[19.0-19.5]	19,25	0,14%	13,00	12	159,43
[19.5-20.0]	19,75	0,13%	13,00	11	148,04
[20.0-20.5]	20,25	0,08%	13,00	7	91,10
[20.5-21.0]	20,75	0,06%	13,00	5	68,33
[21.0-21.5]	21,25	0,05%	13,00	4	56,94
[21.5-22.0]	21,75	0,02%	13,00	2	22,78
[22.0-22.5]	22,25	0,00%	13,00	0	1,14
[22.5-23.0]	22,75	0,00%	13,00	0	1,14
[23.0-23.5]	23,25	0,00%	13,00	0	0,00
[23.5-24.0]	23,75	0,00%	13,00	0	0,00
[24.0-24.5]	24,25	0,00%	13,00	0	0,00
[24.5-25.0]	24,75	0,00%	13,00	0	0,00
[25.0-25.5]	25,25	0,00%	13,00	0	0,00
Potencia total					61.538,12

Para obtener un dato de la energía neta generada habrá que tener en cuenta las pérdidas que se pueden producir durante el funcionamiento. Se estima un factor de pérdidas del 12% debido a posibles paradas o cambios meteorológicos, este porcentaje se suele encontrar entre el 10 y el 15%.

Sin embargo, la altura del buje es de 150m y los datos del viento en este caso son generados a 100 metros por lo que se aplica un factor de corrección del 14 % debido a la ley de potencia del viento, utilizando el coeficiente Hellman ($\alpha=0,11$), dentro de lo representativo para parques eólicos offshore.

Tabla 7. Energía producida corregida

Energía estimada a producir (MWh)

Energía bruta (1 aerogenerador)	61.538,12
Energía bruta (25 aerogeneradores)	1.538.453,07
Energía neta (1 aerogenerador)	70.153,34
Energía neta (25 aerogeneradores)	1.543.376,12

Por lo que se procede al cálculo del factor de carga del parque:

$$Factor\ de\ carga = \frac{1.543.376,12}{13 * 25 * 365 * 24} = 54,21\%$$

El factor de capacidad obtenido se encuentra dentro de las expectativas impuestas para un parque eólico flotante. Los factores de otros parques eólicos flotantes que se encuentran actualmente instalados son los siguientes:

Tabla 8. Comparación de los factores de capacidad de otros parques eólicos marinos flotantes, [29] [30]

Parque eólico marino flotante	Factor de capacidad
Hywind Scotland	54%
Hywind Tampen	58,4%

Según la Asociación Empresarial Eólica, el desarrollo de los parques eólicos flotantes supone un aumento de factor de capacidad frente a los de cimentación fija que se encuentran entorno al 40%.

Análisis de la viabilidad económica

Para el estudio de la viabilidad del parque eólico flotante, es necesaria la realización de un estudio económico que nos permitirá ver la rentabilidad que ofrece. Para ello, se realizará un análisis que estime los ingresos debido a la energía generada y se comprobará si cubren los costes de inversión, mantenimiento y operación.

Ingresos

Con el objetivo de calcular los ingresos generados por el parque, habrá que calcular el precio al que se venderá la electricidad. Este se fija principalmente mediante las siguientes vías:

· Mercado mayorista: el mercado eléctrico español se encuentra gestionado por el Operador Ibérico del Mercado (OMIE). En el mercado diario, las generadoras presentan ofertas de venta de electricidad que pretenden generar al día siguiente, mientras que las comercializadoras presentan sus ofertas de compra. El operador del mercado es el encargado de regular y producir el casamiento de la oferta y demanda, mediante un mercado marginalista [31].

Mediante el uso de los datos históricos del OMIE desde enero de 2024 hasta julio de 2025, se obtiene un precio medio de la electricidad de 61,61 €/MWh [32].

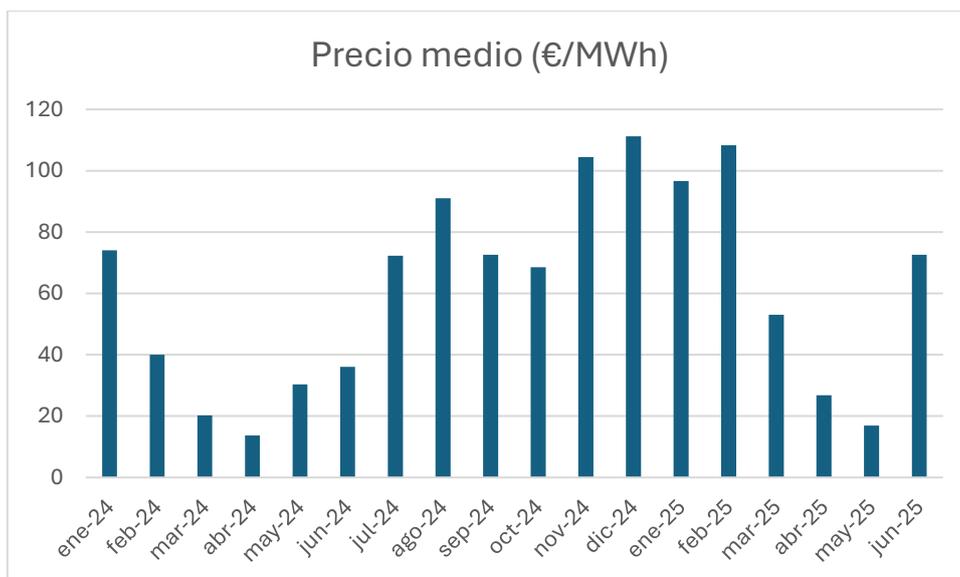


Ilustración 64: Precio medio de la electricidad publicado por OMIE (elaboración propia)

·Power Purchase Agreement (PPA): se trata de un contrato de compraventa de energía a precio fijo durante un periodo continuado a largo plazo. Se suele dar entre generadores de energía renovable. En el caso de los parques eólicos, los PPAs son Offsite, es decir, están asociados a un parque conectado a la red eléctrica [33].

El índice de precios actuales de PPA en Europa ofrecido por LevelTen Energy es el siguiente:

Índice	Precio Q1 2025	Cambio Euro Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Trimestral, Q4 2024 a Q1 2025	Cambio Euro Interanual, Q1 2024 a Q1 2025	Cambio Porcentaje Interanual, Q1 2024 a Q1 2025
Finlandia	46,00 €	0,10 €	0,2%	-	-
Polonia	95,00 €	0,50 €	0,5%	-4,25 €	-4,3%
España	57,00 €	3,00 €	5,6%	0,62 €	1,1%
Suecia	45,00 €	-1,25 €	-2,7%	-	-

Ilustración 65: Precios de ofertas de PPA eólico según LevelTen Energy

·Contract for difference (CFD): son contratos a largo plazo entre los productores y el Estado o una autoridad reguladora, en los cuales se fija un precio de referencia de la electricidad. Si posteriormente la electricidad ha sido superior a ese valor, el productor devuelve la diferencia al comprador y si baja el productor es compensado. [34]

En este caso se selecciona el contrato por PPA, ya que actualmente no hay datos de CFD para eólica marina en España y la entrada en el mercado mayorista ofrece mayor incertidumbre, especialmente teniendo en cuenta que se tienen que cubrir elevados gastos de inversión.

Los ingresos anuales se estiman de:

$$\begin{aligned}
 \text{Ingresos}_{\text{totales}} &= \text{Energía}_{\text{neta}} \cdot 57 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 1.543.376,12 \text{ MWh} \cdot 57 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \\
 &= \mathbf{87.972.438,7 \text{ €}}
 \end{aligned}$$

Costes

Para el análisis de la viabilidad económica de los parques eólicos marinos NREL publicó un estudio en 2024, con el objetivo de cuantificar diferentes características que afectan al costo nivelado de energía (LCOE) de los parques eólicos tanto marinos como terrestres.

Utiliza para ello, datos pertenecientes a parques eólicos implantados en Estados Unidos, en el caso de la eólica marina flotante utiliza el ejemplo de uno instalado frente a la costa pacífica.

Estos son algunos de los factores que se tuvieron en cuenta para generar el modelo:

- La profundidad del agua
- El oleaje
- Distancia al puerto
- Distancia a la red
- Tamaño de las turbinas
- Vida útil de las turbinas
- Instalación de las turbinas

Se presentan a continuación las entradas clave y el LCOE de los parques eólicos flotantes proporcionados por NREL.

Tabla 9. Entradas clave y LCOE de un parque eólico offshore (NREL)

Parámetros	Unidades	Parque eólico offshore
Potencia nominal de la turbina	MW	12
Gastos de capital (CapEx)	\$/kW	7,349
FCR	%	6.76
Gastos Operativos (OpEx)	\$/kW/año	108
Producción neta anual de energía	MWh/MW/año	3,346
Costo nivelado de energía (LCOE)	\$/MWh	181

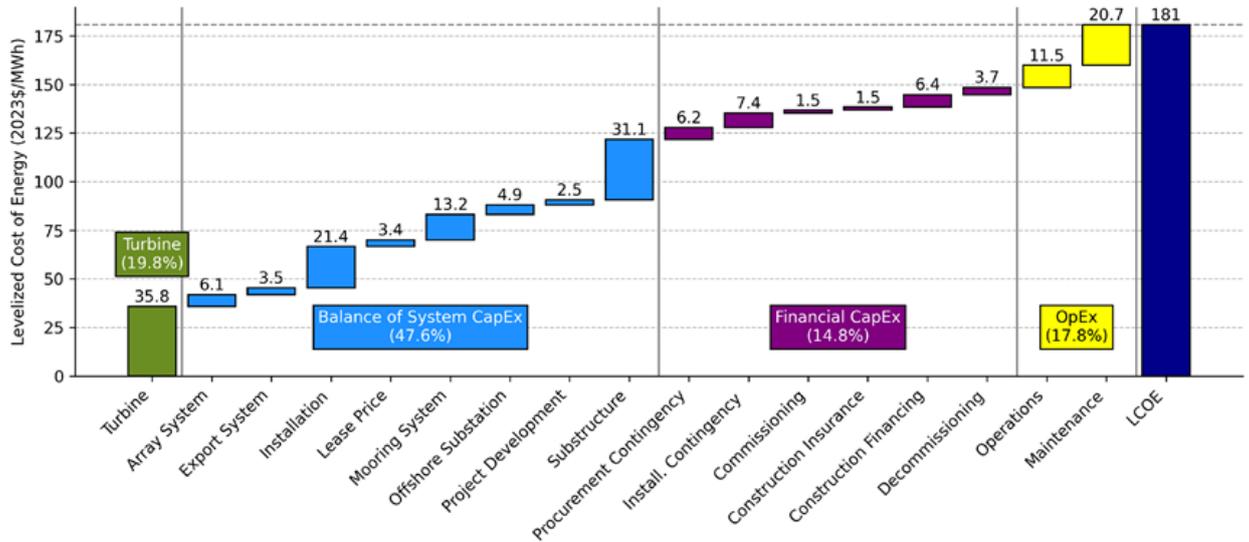


Ilustración 66: Desglose del LCOE para la energía eólica marina (NREL)

CapEx y OpEx

Los costes desglosados ofrecidos por NREL son de 2023, por lo que, para actualizarlos al año 2025, se aplica la inflación estimada de la Comisión Europea para 2024 y 2025, 2,4% y 2,1% respectivamente [35], y posteriormente el cambio a euro a agosto de 2025.

Tabla 10. Gastos de capital \$/MWh (NREL)

Capex	\$/kW (2023)	\$/kW (2025)	€/kW (2025)
Turbina	1.770	1.778	1.618
Conjunto rotor-nacelle	1.487	1.494	1359
Torre	283	284	259
Balance del sistema	4.255	4.274	3.889
Desarrollo	121	122	111
Gestión del proyecto	2	2	2
Subestructura y cimentación	2.192	2.202	2004
Infraestructura eléctrica	1.428	1.434	1305
Montaje e instalación	345	347	315
Precio de arrendamiento	167	168	153
Costes indirectos	1.326	1.332	1.212
Seguros y garantías	258	259	236
Construcción	319	320	292
Puesta en marcha	74	74	68
Contingencia del promotor	675	678	617
Total	7.351	7.384	6.720

Tabla 11. Gastos de operación y mantenimiento

OpEx	\$/kWh (2023)	\$/kWh (2025)	€/kWh (2025)
Operación	22	22	20
Mantenimiento	113	114	103
Total	135	136	123

Amortización

Se estima una vida útil del parque de 30 años, actualmente los parques eólicos flotantes tienen una duración operativa prevista de 25 años, sin embargo, se trata de una tecnología nueva de la que se espera una vida útil superior a 30 años. La amortización se calcula por el método lineal, ya que el activo se depreciará de forma uniforme durante la mayor parte de su vida útil. Se aproxima que la turbina, subestructura y cimentación tendrán un valor residual del 10% mientras que la infraestructura eléctrica del 20%.

Tabla 12. Amortización anual

Amortización	Inversión (€)	Vida útil (años)	Valor residual (%)	Valor residual (€)	Amortización anual
Turbinas	525.835.787	30	10	52.583.579	15.775.074
Subestructura y cimentación	651.204.545	30	10	65.120.455	19.536.136
Infraestructura eléctrica	424.233.618	30	20	84.846.724	11.312.896
Total	1.601.273.950				46.624.106

Hipótesis

Se recogen a continuación las hipótesis realizadas con el objetivo de analizar la viabilidad económica del proyecto:

Parámetros técnicos y económicos

- Potencia instalada: 325MW
- Producción anual neta: 1.543 GWh/año
- Factor de capacidad: 54%
- Precio medio de venta inicial: 57 €/MWh
- Tasa de variación de precio: 1,5%
- Tasa de variación anual del OpEx: 2%
- Vida útil del proyecto: 30 años
- Coste de inversión inicial: 2.184 M€
- Inversión anual del inmovilizado: 0,25%(inicial)

Hipótesis de costes y fiscales

- Costes de operación y mantenimiento: 21,74 M€/año
- Impuesto sobre generación eléctrica: 7%
- Impuesto sobre Sociedades: 25%
- Amortización: 44,948 M€/año

Hipótesis de financiación

- Capital propio: 35%
- Deuda: 65%
- Coste medio de la deuda: 3,5%
- Rentabilidad exigida al capital propio: 10%

Para el desarrollo de este tipo de tecnologías renovables, con costes de inversión tan altos, resulta fundamental contar con la ayuda del estado para la financiación y reducir la brecha de rentabilidad frente a otro tipo de energías renovables.

Al tratarse de una tecnología tan nueva que se encuentra todavía en fase de desarrollo, el subsidio se ha calculado mediante el de otros países en los que ya hay parques eólicos flotantes. En el primer parque eólico flotante en Noruega se estimó un subsidio de 0,1235 €/kWh, mientras que en Reino Unido se adjudicó uno de 0,2349 €/kWh. Con espíritu conservador se utilizará el subsidio más bajo, el noruego, de 123 €/MWh [36].

WACC

Se procede al cálculo del WACC (Weighted Average Cost of Capital), que se trata de la tasa de rendimiento mínima que debe alcanzar un proyecto para cubrir la financiación recibida. Mediante este indicador se toman decisiones acerca de inversión y financiación de proyectos [37].

$$WACC = k_e \cdot \frac{E}{E + D} + k_d \cdot \frac{D}{E + D} \cdot (1 + T) = 0,1 \cdot 0,35 + 0,035 \cdot 0,65 \cdot (1 - 0,25) = 5,21\%$$

· E : Capital propio

· D : Deuda

· k_e : Coste de patrimonio

· k_d : Coste de la deuda

· T : Tasa impositiva

Análisis de la rentabilidad del proyecto

Una vez definido el WACC, se procede al cálculo del Valor Actual Neto, para lo cual se elaborará la Cuenta de Pérdidas y Ganancias y se estimarán los Flujos de Caja.

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador financiero que nos permitirá analizar la rentabilidad del proyecto. Si este resulta positivo, entonces habrá ganancias por encima del costo de capital, si es negativo, generará pérdidas [38].

$$VAN = -Inversión Inicial + \sum_{t=1}^n \frac{FCF_t}{(1 + WACC)^t}$$

Posteriormente se calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR), que se trata de una medida financiera para estimar la viabilidad económica también, con el objetivo de evaluar de nuevo la rentabilidad y comparar con la tasa de retorno exigida por los inversores [39]. Si la TIR es mayor que el WACC, se aceptará el proyecto; si es igual, no generará beneficios; y si es menor, producirá pérdidas.

La Cuenta de pérdidas y Ganancias es:

Tabla 13. Cuenta de Pérdidas y Ganancias

P&G (euros)	2026	2027	2028	#	2053	2054	2055
Ingresos	87.972.439	89.292.025	90.631.406	#	131.501.217	133.473.735	135.475.841
Subsidios por generación	190.606.951	190.606.951	190.606.951	#	190.606.951	190.606.951	190.606.951
OpEx	-21.741.773	-22.176.608	-22.620.140	#	-37.110.738	-37.852.952	-38.610.012
Impuesto por generación	-6.158.071	-6.250.442	-6.344.198	#	-9.205.085	-9.343.161	-9.483.309
Amortización	-46.624.106	-46.624.106	-46.624.106	#	-46.624.106	-46.624.106	-46.624.106
EBIT	204.055.439	204.847.819	205.649.911	#	229.168.238	230.260.465	231.365.365
Impuesto de sociedades	-51.013.860	-51.211.955	-51.412.478	#	-57.292.060	-57.565.116	-57.841.341
Beneficio operativo	153.041.580	153.635.865	154.237.433	#	171.876.179	172.695.349	173.524.024

Los Flujos de Caja estimados son:

Tabla 14. Flujos de Caja estimados

FCF (euros)	2025	2026	2027	#	2053	2054	2055
EBIT		204.055.439	204.847.819	#	229.168.238	230.260.465	231.365.365

Amortización		46.624.106	46.624.106	#	46.624.106	46.624.106	46.624.106
Impuesto de sociedades		-51.013.860	-51.211.955	#	-57.292.060	-57.565.116	-57.841.341
Inversión inmovilizado (CAPEX)	-2.183.852.469	-5.459.631	-5.459.631	#	-5.459.631	-5.459.631	-5.459.631
FCF	-2.183.852.469	194.206.055	194.800.340	#	213.040.654	213.859.824	214.688.499

Y, los indicadores financieros:

Tabla 15. Indicadores financieros

VAN	838.189.504,05 €
TIR	8,33%

Bajo las hipótesis realizadas para el análisis, se obtiene un VAN de 838,19 millones de euros, indicando que el proyecto generará un valor positivo para los inversores una vez descontados los flujos de caja utilizando el WACC como tasa de retorno. Por lo que, se generarán beneficios además de cubrir la inversión inicial y los costes anuales.

Asimismo, la TIR obtenida es el 8,33%, un valor superior al WACC de 5,21%. Lo que indica que se supera el riesgo mínimo asumido, y el proyecto es rentable para inversores.

Mediante el estudio de estos dos indicadores financieros para la viabilidad económica del proyecto, se obtienen resultados positivos indicando que se cubrirán los gastos y se producirán ganancias.

Análisis del impacto sobre el medio ambiente

En este capítulo, se procede al análisis de los impactos medioambientales que podría causar el parque eólico marino. Se diferenciará, entre la fase de construcción, la fase de operación y la fase de desmantelamiento.

Impacto durante la construcción

Durante el periodo de construcción, se requerirá del uso de embarcaciones para el transporte de los aerogeneradores, así como el traslado de otro tipo de componentes como plataformas, apartamento de la subestación, entre otros.



Ilustración 67: Buques para la instalación de eólica marina

El uso de barcos y la instalación de los elementos, es decir, mediante la utilización de maquinaria especializada, tiene un impacto acústico que podría perjudicar a la fauna, además de producir emisiones sobre la atmósfera. Aumentando la turbidez marítima y alterando el hábitat marino.

La ocupación y el movimiento durante las fases de construcción, afecta a la fauna. Es más, durante este periodo hay un mayor riesgo de que haya deposiciones accidentales de objetos sobre el mar, aumentando el riesgo de contaminación.

Por otra parte, en esta fase hay riesgo de interferencia con actividades pesqueras, quedando ciertas zonas restringidas durante el periodo de instalación.

Además, serán necesarios los movimientos de tierra para la instalación de los cables inter-array con el objetivo de crear las canalizaciones pertinentes, así como los anclajes necesarios para las plataformas flotantes.

Se genera un impacto también en tierra, debido a la utilización de vehículos para el transporte de materiales, que generan ruido y emisiones, y la realización de las obras requeridas para la conexión a la subestación en tierra.

Impacto durante la fase de operación

Durante la fase de explotación, los aerogeneradores generan alto ruido y vibraciones. Estas últimas deben de medirse antes de la implantación para evitar dañar a especies como los peces, los mamíferos y fauna bentónica.

Respecto a las emisiones, el parque eólico apenas genera por lo que estas se asocian principalmente con el uso de barcos para las operaciones de mantenimiento.

Los cables instalados podrían perturbar migraciones, además del comportamiento de ciertas especies, debido a los campos electromagnéticos producidos. Sin embargo, estos irán en su mayor parte enterrados, evitando interferir con el comportamiento habitual del fondo marino.

Debe considerarse el riesgo de colisión de aves con las palas de los aerogeneradores, sin embargo, estos efectos se pueden mitigar cuidando el diseño de las turbinas, como, por ejemplo, dando visibilidad e iluminación a las palas.

Podrían verse afectadas ciertas zonas pesqueras, si se restringen las zonas de acceso a las instalaciones.

No se considerará el impacto del ruido en tierra, debido a que el parque se encuentra alejado de la costa.

Impacto durante el desmantelamiento

Una vez alcanzados los 30 años de vida útil estimada del proyecto, se transportarán a tierra todos aquellos elementos que no tengan uso posterior, bajo la normativa vigente. Los impactos sobre el medioambiente serán parecidos a los de la fase de construcción, con mayor ruido y vibraciones derivados del uso de embarcaciones y maquinaria, además del incremento en la turbidez del agua y riesgo de vertidos.

Mitigación del impacto sobre el medio ambiente

Aunque se producen efectos dañinos sobre la atmósfera, el mar y la biodiversidad, estos se pueden mitigar mediante medidas correctoras. Como las siguientes [40]:

- Minimizar la zona en la que se va a instalar el parque
- Tener en consideración las rutas de migraciones
- Realizar estudios de impacto previos y aportar soluciones
- Obtener certificaciones en cuanto al ruido
- Selección de materiales que supongan poco riesgo como incendios o contaminación
- Señalización del parque y aerogeneradores, junto con la señalización de acceso y servidumbre de paso
- Protección de los cables de evacuación
- Medidas de protección para la fauna y aves
- Plan de gestión de residuos
- Cumplimiento de leyes y normativas

Planificación

La construcción y puesta en marcha de un parque eólico off-shore requiere de una gran elaboración y dedicación previa. Estos requieren de cerca de tres años desde el inicio del proyecto hasta su puesta en marcha.

Este proceso comienza por una fase de desarrollo en la que se realizan los estudios previos. Se continúa mediante la tramitación necesaria para garantizar la viabilidad tanto técnica como económica del parque, así como los permisos requeridos, entre los cuales están los de construcción y conexión a la red.

La ingeniería de diseño constituye la siguiente fase, en la que se definen y detallan las especificaciones técnicas, planos, cálculos, materiales, pliegos técnicos, entre otros. Seguido por la fase de contratación de personal y compras.

La fase final es la de construcción, que incluye la puesta en marcha del parque. Se comienza por el transporte de las piezas y equipos requeridos, su instalación, instalación de cableado y de la subestación eléctrica y finalmente la puesta en marcha del parque.

En el caso de los parques eólicos flotantes, y en este caso al tratarse de una plataforma spar, la estructura se construye en el astillero, se traslada al mar y, tras su verticalización, se instala el aerogenerador. Finalmente, se remolca hasta el emplazamiento definitivo [41].

Tabla 16. Planificación de la construcción de un parque eólico off-shore

	Año 1				Año 2				Año 3			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
Estudios previos												
Tramitación y permisos												
Ingeniería de diseño												
Contratación y compras												
Construcción												
Puesta en marcha												

Conclusiones

Se concluye que el diseño del parque eólico es viable técnica y económicamente.

El emplazamiento del parque se da en la costa cantábrica, con las siguientes características:

Tabla 17. Características del emplazamiento

Coordenadas	Lat.43.889976, Long.-8,426514
Distancia a la costa	31,6 km
Profundidad	-202 m

Se encontrará conformado por 25 aerogeneradores Haliade-X de 13MW, lo que supone una potencia instalada de 325 MW. **Con una producción anual estimada neta de 1.543.376,12 MWh y un factor de capacidad del 54,21%.** Este factor de capacidad es superior al registrado en los parques eólicos marinos de cimentación fija y se encuentra en el rango de los instalados actualmente con tecnología flotante. El aprovechamiento del recurso eólico es el esperado, por lo que la ubicación, tecnología seleccionada y el diseño del parque son **técnicamente viables**.

Respecto al análisis económico, el parque presenta **viabilidad financiera** bajo las hipótesis que han sido establecidas. **El VAN de 839,19 millones de euros y la TIR de 8,33%**, implican que se cubrirán los gastos de inversión, operación y mantenimiento. Los ingresos obtenidos son mediante PPA y están altamente condicionados por la recepción de un subsidio debido a que actualmente los costes de inversión en eólica marina flotante son muy elevados.

Respecto al impacto sobre el medioambiente, aunque durante los procesos de construcción, operación y desmantelamiento, se producirán efectos adversos sobre la atmósfera, medio marino y biodiversidad, estos se pueden mitigar mediante medidas para prevenir y corregir.

Referencias

- *¿Qué es la transición hacia una energía sostenible y por qué es clave para combatir el cambio climático?* (2024, 12 marzo). UNDP Climate Promise. <https://climatepromise.undp.org/es/news-and-stories/que-es-la-transicion-hacia-una-energia-sostenible-y-por-que-es-clave-para-combatir> [1]
- *España y el Pacto Verde europeo.* (s. f.). Representación En España. https://spain.representation.ec.europa.eu/estrategias-y-prioridades/politicas-clave-de-la-ue-en-espana/espana-y-el-pacto-verde-europeo_es [2]
- *Energías renovables en España - Iberdrola España.* (s. f.-b). Iberdrola España. <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/energias-renovables> [3]
- Adm_Eleiaweb, & Adm_Eleiaweb. (2024, 7 octubre). *Evolución de la energía eólica marina en Europa.* Eleia. <https://eleiaenergia.com/evolucion-energia-eolica-marina-en-europa/#:~:text=Europa%20contin%C3%BAa%20expandiendo%20su%20capacidad,mayor%20profundidad%20y%20tecnolog%C3%ADa%20flotante.> [4]
- Renovables, E. (s. f.). *La última subasta de eólica marina en Dinamarca no recibe ni una sola oferta.* Energías Renovables, el Periodismo de las Energías Limpias. <https://www.energias-renovables.com/eolica/la-ultima-subasta-de-eolica-marina-en-20241206#:~:text=Dinamarca%20es%20la%20cuna%20de%20la%20energ%C3%ADa,de%20la%20demanda%20de%20electricidad%20del%20pa%C3%8Ds.&text=Dinamarca%20aspira%20a%20contar%20con%207%2C7%20GW%20para%202030%20y%2035%20GW%20para%202050.> [5]
- Roca, J. A. (2025, 11 enero). *La energía eólica marina belga produjo 7 TWh en 2024.* El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-energia-eolica-marina-belga-produjo-7-twh-en-2024/> [6]
- Colaluca, L. (2024, 30 diciembre). Países Bajos se propone 21 GW de eólica marina para 2030: los proyectos emblemáticos - Energía Estratégica. *Energía Estratégica España - Noticias sobre energías renovables del mercado ibérico.* <https://energiaestrategica.es/eolica-marina-paises-bajos-21-gw-2030/#:~:text=Los%20Pa%C3%ADses%20Bajos%20han%20emergido%20como%20>

[%C3%ADderes,IJmuiden%20Ver%2C%20que%20establecen%20nuevos%20est%C3%A1ndares%20en](#) [7]

· European Parliament. (s. f.). *EU Strategy for Offshore renewable energy sources | Legislative Train Schedule*. <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-offshore-wind> [8]

· *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar | Idae*. (s. f.). <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/eolica-marina/hoja-de-ruta-para-el-desarrollo-de-la-eolica-marina-y-de-las-energias-del-mar> [9]

· Sterling, L. (2024b, febrero 16). *Parques eólicos marinos en España: qué son, ventajas y proyectos futuros*. Cuerva. <https://cuervaenergia.com/es/comunidad/sostenibilidad/parques-eolicos-marinos-espana/> [10]

· Munguía, S. F. (2022, 16 agosto). *De la necesidad, virtud: cómo España se ha puesto a la cabeza en I+D de la energía eólica flotante*. Xataka. <https://www.xataka.com/energia/necesidad-virtud-como-espana-se-ha-puesto-a-cabeza-i-d-energia-eolica-flotante> [11]

· Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021, diciembre). *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España*. Gobierno de España. https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja_ruta_eolica_marina.aspx [12]

· Iberdrola. (2021, 22 abril). *EÓLICA MARINA FLOTANTE*. Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante> [13]

· Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Resumen ejecutivo de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/4resumenejecutivopoem_tcm30-552786.pdf [14]

- Tecpa, & Tecpa. (2024, 16 mayo). *El aerogenerador marino flotante en España | Formación de ingenieros.* Formación de Ingenieros. <https://www.tecpa.es/aerogenerador-marino-eolica/> [15]
- Bauer, L. (s. f.). *GE Vernova GE Haliade-X 13 MW - 13,00 MW - Aerogenerador.* <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2292-ge-vernova-ge-haliade-x-13-mw#powercurve> [16]
- Bauer, L. (s. f.-b). *Siemens Gamesa SG 14-222 DD - 14,00 MW - Wind turbine.* <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2266-siemens-gamesa-sg-14-222-dd> [17]
- Bauer, L. (s. f.-c). *Vestas V236-15.0 - 15,00 MW - Aerogenerador.* <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/2317-vestas-v236-15.0> [18]
- Garg, P. (2024, 28 mayo). *GE Vernova's first Haliade-X offshore wind turbine installed at sea begins producing power.* *GE Vernova News.* <https://www.gevernova.com/news/press-releases/ge-vernovas-first-haliade-x-offshore-wind-turbine-installed-sea-begins-producing> [19]
- *Powered by change: Siemens Gamesa launches 14 MW offshore Direct Drive turbine with 222-meter rotor.* (s. f.). <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/press-releases/200519-siemens-gamesa-turbine-14-222-dd.html> [20]
- Buljan, A. (2025, 25 abril). *First Vestas 15 MW Turbine Up at EnBW's 960 MW Offshore Wind Farm | Offshore Wind.* Offshore Wind. <https://www.offshorewind.biz/2025/04/25/first-vestas-15-mw-wind-turbine-up-at-enbws-960-mw-offshore-wind-farm/> [21]
- RossMarkStu. (2025, 10 junio). *Floating Wind. Semi-Submersible, Spar, TLP - Empire engineering.* Empire Engineering. <https://www.empireengineering.co.uk/semi-submersible-spar-and-tp-floating-wind-foundations/> [22]
- Wang, Y., Wang, L., Xu, Q., Jiang, Q., Wang, H., & Wang, J. (2023, 1 junio). *Floating offshore wind energy: A review of concepts, technologies and applications.* *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002733> [23]

- RossMarkStu. (2025c, junio 10). *Floating Wind. Semi-Submersible, Spar, TLP - Empire engineering*. Empire Engineering. <https://www.empireengineering.co.uk/semi-submersible-spar-and-tlp-floating-wind-foundations/> [24]
- León, M., & León, M. (2025, 11 mayo). *El 'efecto estela' un bache en los parques eólicos marinos*. Cambio16. <https://www.cambio16.com/efecto-estela-limita-generacion-de-los-parques-eolicos-marinos/> [25]
- *Distancias entre aerogeneradores | Ideas Medioambientales*. (s. f). <https://www.ideasmedioambientales.com/blog/distancias-entre-aerogeneradores> [26]
- Admin. (2023, 5 septiembre). *Inter-array cable systems*. Prysmian LATAM. <https://latam.prysmian.com/es/markets/utilities-and-power-grids/hv-and-submarine-power-transmission/offshore-wind-farms/inter-array-cable-systems> [27]
- Kalmikov, A., & Dykes, K. (2010). *Wind Power Fundamentals*. MIT Wind Energy Group & Renewable Energy Projects in Action. <https://web.mit.edu/windenergy/windweek/Presentations/Wind%20Energy%20101.pdf> [28]
- Miros Group. (2025, 6 enero). *Case Study: How Miros data supports the world's first floating offshore wind farm - Miros Group*. Miros Group - Real-time Ocean Insights. Waves. Currents. Oil Spill Detection. <https://www.miros-group.com/resource/case-study-how-miros-data-supports-the-worlds-first-floating-offshore-wind-farm/> [29]
- *Strong Results for Hywind Tampen*. (2025, 22 mayo). <https://www.norwegianoffshorewind.no/news/strong-results-for-hywind-tampen?> [30]
- Lopez, M. S. (2025, 19 junio). *¿Qué es mercado eléctrico (OMIE) y cómo funciona?* Oppidum Energia. <https://www.oppidumenergia.com/que-es-el-mercado-electrico-omie-y-como-funciona/> [31]
- *Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario | OMIE*. (s. f). <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2022&system=1> [32]

- Iberdrola. (s.f.). ¿Qué es un contrato PPA de energía? <https://www.iberdrola.com/conocenos/contrato-ppa-energia> [33]
- González, L. (2025, 25 febrero). *CFD de energía: ¿qué es, cómo funciona y cuáles son sus ventajas?* Cuerva. [https://cuervaenergia.com/es/comunidad/gestion-empresarial/cfd-energia/#:~:text=Los%20contratos%20por%20diferencia%20\(CFD,vigencia%20de%20hasta%2015%20a%C3%B1os.](https://cuervaenergia.com/es/comunidad/gestion-empresarial/cfd-energia/#:~:text=Los%20contratos%20por%20diferencia%20(CFD,vigencia%20de%20hasta%2015%20a%C3%B1os.) [34]
- Reuters. (2024, 7 octubre). Norway confirms floating wind subsidy cap at \$3.3 bln. *Reuters*. <https://www.reuters.com/business/energy/norway-confirms-floating-wind-subsidy-cap-33-bln-2024-10-07/> [35]
- European Central Bank. (2024b, diciembre 18). *The euro area outlook and monetary policy*. <https://www.ecb.europa.eu/press/key/date/2024/html/ecb.sp241218~c88acfb65f.en.html> [36]
- Infoautónomos. (2024, 20 febrero). *Qué es el WACC y cómo se calcula*. Infoautonomos. <https://www.infoautonomos.com/blog/que-es-wacc/> [37]
- Morales, V. V. (2025, 5 junio). *Valor actual neto (VAN) - Qué es y cómo utilizarlo*. Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html> [38]
- *Para qué sirve y cómo se calcula la TIR y tasa interna de retorno - Santander Asset Management España*. (2024, 4 septiembre). Santander Asset Management España. <https://www.santanderassetmanagement.es/aula-virtual/aprende-con-sam/para-que-sirve-y-como-se-calcula-la-tir-y-tasa-interna-de-retorno/> [39]
- Parc Tramuntana S.L. (2021, febrero). *Documento Inicial del proyecto “Parque Eólico Marino Flotante Tramuntana, Cataluña”*. Parc Tramuntana S.L. Recuperado de <https://parctramuntana.com/wp-content/uploads/2021/04/MemoriaPEM-Tramuntana.pdf> [40]
- Iberdrola. (s. f.). *Construcción de parques eólicos marinos*. *Iberdrola*. <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/energia-eolica-offshore/construccion-parques-eolicos-marinos> [41]

Referencias de ilustraciones

1. *¿Cuáles son los principales países productores de energía eólica mundial?* (2024, 18 junio). Vector Renewables.
<https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/principales-paises-productores-energia-eolica>
2. Corporativa, I. (s. f.-b). *¿Cómo se sustentan los aerogeneradores en el mar?* Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos>
3. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021, diciembre). *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España*. Gobierno de España.
https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja_ruta_eolica_marina.aspx
4. Munguía, S. F. (2024, 3 mayo). Windletter #78 - El mundo instaló 116 GW eólicos en 2023. China instaló el 65%. *Windletter*.
<https://windletter.substack.com/p/el-mundo-instalo-116-gw-eolicos-2023>
5. *Así funciona el primer parque eólico marino flotante semisumergible del mundo: está en Portugal y ya suministra energía limpia a más de 25.000 hogares – Poctep AOWINDE*. (2024, 15 noviembre). <https://aowinde.eu/asi-funciona-el-primer-parque-eolico-marino-flotante-semisumergible-del-mundo-esta-en-portugal-y-ya-suministra-energia-limpia-a-mas-de-25-000-hogares/>
6. *Hywind Tampen - Aerogeneradores flotantes en alta mar*. (s. f.). VSL International Ltd. | Post-tensioning | Civil Engineering. <https://vsl.com/es/como-puede-el-postensado-ayudar-a-desarrollar-aerogeneradores-marinos-en-aguas-profundas/>

7. Energía, R. R. (2023, 7 marzo). La primera plataforma eólica flotante TLP del mundo comienza a inyectar electricidad en Canarias. *Bienvenido a Revista RD Energía*. <https://revistardenergia.com/la-primera-plataforma-eolica-flotante-tlp-del-mundo-comienza-a-inyectar-electricidad-en-canarias/>
8. Asociación Empresarial Eólica. (2022, febrero). Preguntas frecuentes sobre energía eólica marina (Versión 5). <https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2022/03/2202-FAQ-EOLICA-MARINA-2022-v5.pdf>
9. Teachers For Future Spain. (2023, 7 agosto). *ODS. Objetivos de Desarrollo Sostenible - Teachers for Future Spain*. <https://teachersforfuturespain.org/ods-los-objetivos-de-desarrollo-sostenible/>
10. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (s.f.). *Resumen ejecutivo de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM)*. https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/4resumenejecutivopoem_tcm30-552786.pdf
11. *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias.html>
12. *Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias.html>
13. *Visor INFOMAR - MITECO, CEDEX*. (s. f.). <https://infomar.miteco.es/visor.html>
14. *Declaración de ZEPA marinas*. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

<https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/biodiversidad-marina/espacios-marinos-prottegidos/red-natura-2000-ambito-marino/red-natura-2000-declaracion-lugares-zepa.html>

15. *Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas*. (s. f.-b).
Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.
https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/eolicas_marinas_descargas.html
16. Boletín Oficial del Estado (BOE). (2023, 4 marzo). *Resolución de 28 de febrero de 2023, de la Dirección General de la Costa y el Mar, por la que se aprueba el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo de la demarcación marina noratlántica*. <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/04/pdfs/BOE-A-2023-5704.pdf>
17. Boletín Oficial del Estado (BOE). (2023, 4 marzo). *Resolución de 28 de febrero de 2023, de la Dirección General de la Costa y el Mar, por la que se aprueba el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo de la demarcación marina noratlántica*. <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/04/pdfs/BOE-A-2023-5704.pdf>
18. Boletín Oficial del Estado (BOE). (2023, 4 marzo). *Resolución de 28 de febrero de 2023, de la Dirección General de la Costa y el Mar, por la que se aprueba el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo de la demarcación marina noratlántica*. <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/04/pdfs/BOE-A-2023-5704.pdf>
19. Boletín Oficial del Estado (BOE). (2023, 4 marzo). *Resolución de 28 de febrero de 2023, de la Dirección General de la Costa y el Mar, por la que se aprueba el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo de la demarcación marina*

- noratlántica*. <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/04/pdfs/BOE-A-2023-5704.pdf>
20. Boletín Oficial del Estado (BOE). (2023, 4 marzo). *Resolución de 28 de febrero de 2023, de la Dirección General de la Costa y el Mar, por la que se aprueba el Plan de Ordenación del Espacio Marítimo de la demarcación marina noratlántica*. <https://www.boe.es/boe/dias/2023/03/04/pdfs/BOE-A-2023-5704.pdf>
21. – 41. *Visor INFOMAR - MITECO, CEDEX*. (s. f.).
<https://infomar.miteco.es/visor.html>
42. Global Wind Energy Council. (2024). *Wind turbine suppliers deliver new record volume despite difficult year full of diverse challenges*. <https://www.gwec.net/gwec-news/wind-turbine-suppliers-deliver-new-record-volume-despite-difficult-year-full-of-diverse-challenges>
43. Cummins, N. (2020, 22 octubre). *GE's Haliade-X offshore wind turbine prototype operating at 13MW - Dogger Bank Wind Farm*. Dogger Bank Wind Farm. <https://doggerbank.com/project-news/ges-haliade-x-offshore-wind-turbine-prototype-operating-at-13mw/>
44. *Turbina Siemens Gamesa SG 14-222D - Google Search*. (s. f.).
45. RossMarkStu. (2025, 10 junio). *Floating Wind. Semi-Submersible, Spar, TLP - Empire engineering*. Empire Engineering. <https://www.empireengineering.co.uk/semi-submersible-spar-and-tlp-floating-wind-foundations/>
46. Pérez Rodríguez, L. (2009, 1 enero). *Soluciones flotantes para aerogeneradores: plataforma Spar*. Universidad Politécnica de Madrid. <https://oa.upm.es/9929/>
47. Energética. (2024b, enero 29). *Proyecto PivotBuoy: la primera plataforma eólica flotante TLP funcional del mundo en exportar energía - Energética 21*. Energética 21.

<https://energetica21.com/articulos-y-entrevistas-online-ver/proyecto-pivotbuoy-la-primera-plataforma-eolica-flotante-tlp-funcional-del-mundo-en-exportar-energia>

48. *¿Sabes lo que es el 'efecto estela' en un parque eólico?* (2024, 28 mayo). Vector Renewables. <https://www.vectorenrenewables.com/es/blog/sabes-lo-que-es-el-efecto-estela-en-un-parque-eolico>

49. Renovables, E. (s. f.). *Nuevo sistema para conocer el impacto del efecto estela en los aerogeneradores marinos*. Energías Renovables, el Periodismo de las Energías Limpias. <https://www.energias-renovables.com/eolica/nuevo-sistema-para-conocer-el-impacto-del-20170314>

50. *Visor INFOMAR - MITECO, CEDEX*. (s. f.). <https://infomar.miteco.es/visor.html>

51. *Global Wind Atlas*. (s. f.). <https://globalwindatlas.info/en/>

52. *La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación*. (s. f.). Iberdrola. <https://www.iberdrola.com/sustentabilidad/como-funcionan-los-parques-eolicos-offshore>

53. *Dynamic Inter Array Cable System - TechnipFMC plc*. (s. f.). Technip FMC. <https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/new-energy/dynamic-inter-array-cable-system/>

54.- 58. *BOE-A-2008-5269 Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09*. (s. f.). <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2008-5269>

59. Red Eléctrica de España. (2018). *Mapa de la red de transporte ibérico 2018* [Mapa]

60. Hdm.(s. f.). *Subestaciones marinas*.
<https://energiasrenovablesmarinas.blogspot.com/2019/03/subestaciones-marinas.html>

- 61.-63. Del Estado, P. (s. f.). *PORTUS (Puertos del Estado)*.
<https://portus.puertos.es/#/>
64. Elaboración propia con- *Mínimo, medio y máximo precio de la casación del mercado diario* | OMIE. (s. f.). <https://www.omie.es/es/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2022&system=1>
65. *LevelTen Energy Índice de Precios de PPA en Europa: Los precios de la solar y la eólica muestran estabilidad en el primer trimestre de 2025* – SOLARNEWS. (2025, 14 mayo). <https://www.solarnews.es/2025/05/14/levelten-energy-indice-de-precios-de-ppa-en-europa-los-precios-de-la-solar-y-la-eolica-muestran-estabilidad-en-el-primer-trimestre-de-2025/>
66. National Renewable Energy Laboratory. (2024). *Cost of wind energy review: 2023 edition* (NREL/TP-5000-91775). U.S. Department of Energy.
<https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/91775.pdf>
67. Naval, R. I. (2022, 28 enero). *Diseño de buques para la instalación de turbinas eólicas en alta mar* | *Revista Ingeniería Naval*. Revista Ingeniería Naval.
<https://sectormaritimo.es/disenio-de-buques-para-la-instalacion-de-turbinas-eolicas-en-alta-mar>