



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

ANÁLISIS DE VIABILIDAD
ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO
OFFSHORE EN ESPAÑA

Autor: Carmen Fernández Herrero

Director: Teresa Enríquez de la Fuente

Madrid

Julio 2025

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

Análisis de viabilidad económica de un parque eólico offshore

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Carmen Fernández

Fdo.: Carmen Fernández Herrero

Fecha: 07/07/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Teresa Enríquez de la Fuente

Fecha: 07/07/2025



TRABAJO DE FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA DE TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES

ANÁLISIS DE VIABILIDAD
ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO
OFFSHORE EN ESPAÑA

Autor: Carmen Fernández Herrero

Director: Teresa Enríquez de la Fuente

Madrid

Julio 2025

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE EN ESPAÑA

Autor: Fernández Herrero, Carmen.

Director: Enríquez de la Fuente, Teresa.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se ha desarrollado un estudio sobre la viabilidad económica de un parque eólico offshore de cimentación fija en la costa española. El objetivo principal es analizar si este tipo de instalación puede contribuir a la descarbonización del mix energético nacional, considerando las limitaciones técnicas, regulatorias y económicas propias del contexto español.

Palabras clave: Energía Renovable, Eólica Offshore, Cimentación Fija, Sostenibilidad.

1. Introducción

La transición energética y la neutralidad climática son dos de los grandes objetivos que se ha propuesto la Unión Europea conseguir para 2050. La energía eólica offshore es una de las tecnologías más prometedoras para aumentar la generación de electricidad con energía renovable y reducir las emisiones de CO₂. El estudio que se presenta a continuación analiza la implantación de un parque eólico marino con cimentación fija en la costa española, una solución a nivel tecnológico consolidada, pero que en España todavía no cuenta con proyectos comerciales en operación.

2. Selección de Emplazamiento

Para la selección del emplazamiento se ha estudiado el recurso eólico, la profundidad media de la costa española, la distancia a la costa, la accesibilidad a puntos de conexión a la red y las restricciones ambientales y logísticas. El análisis de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) y los mapas batimétricos muestran que algunas zonas del litoral norte y noroccidental de la península cumplen los requisitos técnicos y legales para la instalación de un parque eólico marino de cimentación fija.

3. Descripción del Proyecto

Se propone un parque con 33 aerogeneradores de 15 MW cada uno, alcanzando una potencia total de 495 MW. Las turbinas se montan sobre monopilotes de acero hincados al fondo marino. La energía generada se evacúa mediante cables submarinos hasta una subestación terrestre conectada a la red de transporte. La vida útil del parque se estima en 25 años. El diseño técnico y los costes de cada componente se modelan mediante un enfoque probabilístico basado en el un estudio realizado por dos investigadores de la Universidad de Tokio, Kikuchi y Ishihara.

3. Resultados

En primer lugar, el valor base del CAPEX total del parque eólico offshore obtenido con un modelo determinista es de 1.296.350.000 €. Este valor corresponde a la suma directa de los costes de desarrollo, adquisición de equipos, cimentación, instalación y conexión, bajo unas condiciones técnicas medias y sin contemplar variabilidad de los parámetros.

Este enfoque es especialmente útil porque refleja de forma sencilla el esfuerzo económico necesario para desarrollar el proyecto en un escenario de referencia, tal y como se describe en el capítulo 3 del documento.

Posteriormente, se ha aplicado un modelo probabilístico mediante simulación Monte Carlo de 10.000 escenarios, con el objetivo de representar la incertidumbre y la dispersión que pueden existir en costes unitarios, profundidades, distancias a costa y variables logísticas. En el escenario base de la simulación (sin considerar ingresos extraordinarios), el CAPEX medio resultante asciende a 1.349.000.000 €, con una desviación de aproximadamente 170.000.000 € y un rango P10–P90 entre 1.160 y 1.550 millones de euros. Este resultado es coherente con el modelo determinista que se encuentra dentro del rango obtenido.

Para evaluar la rentabilidad, se han comparado diferentes escenarios de operación:

- En el escenario realista, que contempla una tasa de descuento del 5% y costes operativos ajustados, el proyecto presenta un Valor Actual Neto (VAN) negativo de casi –230 millones de euros, y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de en torno al 3 %, considerado por debajo del umbral mínimo necesario para proyectos de este alcance.
- En el escenario muy realista, se simula la venta del 50 % de la participación en el parque en el año 5 de explotación, para reflejar una estrategia habitual de monetización anticipada. En este caso, el VAN se reduce a –383 millones de euros, ya que aunque la liquidez inicial mejora se atrasa el periodo de retorno a unos 22 años, la cesión de la mitad de los flujos futuros disminuye la rentabilidad.
- Finalmente, el payback del proyecto en el escenario realista se sitúa alrededor de los 17 años (flujo neto anual constante de 78 millones de euros), mientras que en el optimista se adelanta a 12 años y en el pesimista se atrasa a 25 años.

5. Conclusiones

El análisis refleja que, aunque la energía eólica offshore con cimentación fija es técnicamente viable en España, no es rentable económicamente bajo las condiciones actuales. La alta inversión inicial, la ausencia de estrategias de apoyo como CfD y los elevados costes logísticos elevan el LCOE y reducen los márgenes de rentabilidad financiera del parque. Por ello, se prevé que la eólica offshore en España se oriente prioritariamente hacia la tecnología flotante, que aunque a corto plazo, es más cara, a medio plazo, se prevé que se acerque a la competitividad si hay volumen de proyectos y apoyo público.

El estudio proporciona una referencia detallada para la toma de decisiones estratégicas, la planificación de políticas de apoyo y la identificación de factores críticos de coste.

6. Referencias

[1] Y. Kikuchi and T. Ishihara, “Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model,” *Renewable Energy*, vol. 205, pp. 119–137, 2023.

[2] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), *Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en España*, Gobierno de España, 2021.

[3] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Offshore Wind Outlook 2022*. Abu Dhabi: IRENA, 2022.

ECONOMIC FEASIBILITY STUDY OF AN OFFSHORE WIND FARM IN SPAIN

Author: Fernández Herrero, Carmen

Supervisor: Enríquez de la Fuente, Teresa

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

This project has developed a study on the economic feasibility of a fixed-bottom offshore wind farm on the Spanish coast. The main objective is to analyze whether this type of installation can contribute to decarbonizing the national energy mix, considering the technical, regulatory, and economic limitations inherent to the Spanish context.

Keywords: Renewable Energy, Offshore Wind, Fixed-Bottom Foundation, Sustainability

1. Introduction

Energy transition and climate neutrality are two of the main objectives set by the European Union to be achieved by 2050. Offshore wind energy is one of the most promising technologies to increase renewable electricity generation and reduce CO₂ emissions. The study presented below analyzes the implementation of a fixed-bottom offshore wind farm along the Spanish coast, a technologically mature solution, but one that does not yet have any commercial projects in operation in Spain.

2. Site Selection

For the site selection, the wind resource, the average depth of the Spanish coastline, the distance to shore, accessibility to grid connection points, and environmental and logistical constraints have been studied. The analysis of the Maritime Spatial Planning (POEM) and bathymetric maps shows that some areas of the northern and northwestern coastline meet the technical and legal requirements for installing a fixed-bottom offshore wind farm.

3. Project Description

A wind farm comprising 33 wind turbines of 15 MW each is proposed, reaching a total installed capacity of 495 MW. The turbines are mounted on steel monopiles driven into the seabed. The energy generated will be transmitted through subsea cables to an onshore substation connected to the transmission grid. The estimated lifetime of the wind farm is 25 years. The technical design and the costs of each component have been modeled using a probabilistic approach based on a study by two researchers from the University of Tokyo, Kikuchi and Ishihara.

4. Results

Firstly, the base value of the total CAPEX of the offshore wind farm obtained with a deterministic model is €1,296,350,000. This figure corresponds to the direct sum of development, equipment procurement, foundation, installation, and connection costs, under average technical conditions and without considering parameter variability. This approach is particularly useful because it clearly shows the economic effort required to develop the project in a reference scenario, as described in Chapter 3 of the document

Subsequently, a probabilistic model has been applied using a Monte Carlo simulation of 10.000 scenarios, aiming to represent the uncertainty and dispersion that may exist in unit costs, seabed depths, distances to shore, and logistical variables. In the base scenario of the simulation (without considering extraordinary income), the resulting mean CAPEX amounts to €1,349,000,000, with a standard deviation of approximately €170,000,000 and a P10–P90 range between €1,160 million and €1,550 million. This result is consistent with the deterministic model, which falls within the obtained range. To assess profitability, different operating scenarios were compared:

- In the realistic scenario, which considers a discount rate of 5 % per year and adjusted operating costs, the project shows a negative Net Present Value (NPV) of nearly –€230 million and an Internal Rate of Return (IRR) of around 3%, considered below the minimum threshold required for projects of this scale.
- In the very realistic scenario, the sale of 50% of the stake in the wind farm in year 5 of operation is simulated, to reflect a common strategy of early monetization. In this case, the NPV drops to –€383 million since, although initial liquidity improves the payback period delays to around 22 years, the transfer of half of the future cash flows reduces profitability.
- Finally, the project’s payback period in the realistic scenario is approximately 17 years (with a constant annual net cash flow of 78 million euros), while in the optimistic scenario it is brought forward to 12 years, and in the pessimistic scenario it is delayed to 25 years.

5. Conclusions

The analysis shows that, although fixed-bottom offshore wind energy is technically viable in Spain, it is not economically profitable under current conditions. The high initial investment, the lack of support strategies such as CfDs, and the significant logistical costs increase the LCOE and reduce the financial return margins of the wind farm. For this reason, offshore wind in Spain is expected to focus mainly on floating technologies, which, although more expensive in the short term, are expected to approach competitiveness in the medium term if project volumes and public support increase.

The study provides a detailed reference for strategic decision-making, planning support policies, and identifying critical cost drivers.

6. References

- [1] Y. Kikuchi and T. Ishihara, “Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model,” *Renewable Energy*, vol. 205, pp. 119–137, 2023.
- [2] Ministry for Ecological Transition and the Demographic Challenge (MITERD), *Roadmap for the Development of Offshore Wind and Marine Energies in Spain*, Government of Spain, 2021.
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Offshore Wind Outlook 2022*. Abu Dhabi: IRENA, 2022

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	6
1.1 Actualidad de las energías renovables	7
1.2 Contexto de la energía eólica offshore.....	8
1.3 Contexto Energético Europeo	9
1.4 Situación de la Eólica offshore en España.....	11
1.5 Objetivos del proyecto	12
1.6 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	13
Capítulo 2. Selección de emplazamiento.....	16
2.1 Marco legal	16
2.2 Estudio del recurso eólico.....	18
2.2.1 Velocidad del viento	18
2.2.2 Densidad de potencia	19
2.2.3 Distribución de Weibull.....	20
2.3 Profundidad del mar y distancia a la costa	21
2.4 Condiciones ambientales	24
2.5 Tráfico aéreo y marino	26
2.6 Conexión a la red eléctrica.....	28
2.7 Proceso integral de desarrollo del parque	30
Capítulo 3. Análisis Económico.....	31
3.1 Introducción al modelo de costes.....	31
3.1.1 Breve descripción del modelo probabilístico de costes de ingeniería (Kikuchi & Ishihara).....	32
3.1.2 Estructura general del CAPEX.....	33
3.2 Parámetros del caso base (inputs y outputs)	34
3.3 Costes de desarrollo y permisos.....	36
3.4 Costes de producción y adquisición.....	38
3.5 Coste de instalación y puesta en marcha.....	40
3.6 Evaluación de la incertidumbre	41
3.6.1 Modelado de parámetros de distribuciones normales	41
3.6.2 Coeficientes de variación usados	41
3.6.3 Simulación Monte Carlo	42

3.7 Resumen del CAPEX total	43
3.8 Desglose de costes	47
3.8.1 OPEX anual estimado: gastos de operación y mantenimiento aplicados al parque	47
3.8.2 DECEX estimado: costes de desmantelamiento	51
3.8.3 Resumen de costes totales en 25 o 30 años de vida útil	54
Capítulo 4. Resultados e interpretación económica	58
4.1 Cálculo de indicadores económicos clave	58
4.1.1 LCOE (Levelized Cost of Energy)	59
4.1.2 VAN (Valor Actual Neto)	61
4.1.3 TIR (Tasa Interna de Retorno): para evaluar la rentabilidad	64
4.1.4 Periodo de recuperación de la inversión (payback)	67
Capítulo 5. Conclusiones y decisión final	71
5.1 Análisis de sensibilidad o escenarios	71
5.2 Comparación con otros países	74
5.3 Conclusión: ¿Es viable el parque eólico offshore en España?	76
Capítulo 6. Bibliografía	79

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 - Mapa de las zonas ZAPER en España. Fuente: wemakeconsultores.....	17
Ilustración 2 - Mapa de las zonas ZAPER en Canarias. Fuente: wemakeconsultores ...	17
Ilustración 3 - Mapa del recuso eólico disponible en el litoral español. Fuente: CENER	19
Ilustración 4 - Densidad de potencia media anual a 100m de altura. Fuente: IDAE.....	20
Ilustración 5 - Distribución de frecuencias de la velocidad del viento. Fuente: CENER21	
Ilustración 6 - Mapa batimétrico zona Noratlántica. Fuente: Instituto Geográfico Nacional.....	22
Ilustración 7 - Mapa batimétrico zonas Sudatlántica y Estrecho de Alborán. Fuente: Instituto Geográfico Nacional	22
Ilustración 8 - Mapa batimétrico zona Levantino-Balear. Fuente: Instituto Geográfico Nacional.....	23
Ilustración 9 - Mapa batimétrico zona Levantino-Balear. Fuente: Instituto Geográfico Nacional.....	23
Ilustración 10 - Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas teniendo en cuenta la biodiversidad marina. Fuente: Ministerio de Agricultura.....	26
Ilustración 11 - Distribución CAPEX total simulado. Fuente: elaboración propia	42
Ilustración 12 - Análisis de sensibilidad del CAPEX total. Fuente: Elaboración propia	43
Ilustración 13 - Distribución del CAPEX. Fuente: Elaboración propia	46
Ilustración 14 - Desglose del OPEX por bloques. Fuente: elaboración propia.	49
Ilustración 15 - Comparativa del DECEX. Fuente: elaboración propia.	53
Ilustración 16 - Distribución del DECEX por bloques de costes. Fuente: elaboración propia.	54
Ilustración 17 - Resumen de costes por escenarios. Fuente: elaboración propia.	57
Ilustración 18 - Análisis del payback del escenario realista. Fuente: elaboración propia	69
Ilustración 19 - Análisis del payback del escenario muy realista. Fuente: elaboración propia.....	70
Ilustración 20 - Sensibilidad del LCOE. Fuente: elaboración propia.....	73

Índice de tablas

Tabla 1 - Parámetros del caso base	36
Tabla 2 - Resumen de costes totales modelo determinista	44
Tabla 3 - Resumen de costes del modelo probabilístico.....	45
Tabla 4 – Flujos de caja del escenario muy realista	51
Tabla 5 - Resumen de costes por escenarios.....	56
Tabla 6 - Diferencias por escenarios.....	58
Tabla 7 - Costes por escenarios	60
Tabla 8 - Flujos de caja por escenarios	63
Tabla 9 - VAN por escenarios	64
Tabla 10 - TIR por escenarios.....	65
Tabla 11 - Resumen de los resultados económicos	72

Índice de ecuaciones

Ecuación 1 - Densidad de potencia.....	19
Ecuación 2 - Ecuación de Weibull.....	20
Ecuación 3 - CAPEX total.....	33
Ecuación 4 - Costes de desarrollo y permisos	36
Ecuación 5 - Costes variables.....	36
Ecuación 6 - Costes de producción y adquisición	38
Ecuación 7 - Coste de aerogeneradores	39
Ecuación 8 - Coste de cimentaciones	39
Ecuación 9 - Coste de instalación y puesta en marcha	40
Ecuación 10 - OPEX	48
Ecuación 11 - DECEX en función del CAPEX.....	52
Ecuación 12 - DECEX.....	52
Ecuación 13 - LCOE.....	59
Ecuación 14 - Simplificación del LCOE	59
Ecuación 15 -VAN.....	61
Ecuación 16 - Simplificación del VAN	62
Ecuación 17 - Venta del parque al 50 % del valor del VAN	62
Ecuación 18 - TIR en función del VAN.....	65
Ecuación 19 - Payback	67
Ecuación 20 - Flujo neto actual	67

Capítulo 1. Introducción

La transición hacia un sistema energético más limpio, sostenible y autosuficiente es uno de los principales retos que afrontan la sociedad [1]. Las crecientes tensiones geopolíticas, la volatilidad en los mercados de materias primas, el impacto del cambio climático y la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hacen imprescindible una reconfiguración profunda del modelo energético tradicional [2]. En este contexto, la diversificación de fuentes y el desarrollo de tecnologías renovables han dejado de ser una opción para convertirse en una prioridad estratégica a nivel nacional e internacional [1].

Uno de los pilares de esta transformación es el concepto de mix energético, que es la combinación de diferentes fuentes de generación eléctrica adaptadas a las características, recursos y necesidades de cada país [3]. En el caso de España, el mix actual incluye energías renovables como la eólica terrestre y la solar fotovoltaica, junto con otras fuentes como la hidráulica, el gas natural y la energía nuclear [4]. Sin embargo, a pesar del crecimiento de las renovables, aún persisten importantes limitaciones como la dependencia de combustibles fósiles, la falta de almacenamiento eficiente, la saturación de determinadas tecnologías onshore y un marco normativo en proceso de evolución [5]. Además, el desarrollo de nuevas instalaciones renovables se enfrenta a barreras sociales, ambientales y territoriales, especialmente en el caso de la energía eólica terrestre, cuyo despliegue en áreas rurales genera oposición por su impacto visual, posibles efectos sobre la biodiversidad y ocupación del terreno. Estas limitaciones hacen necesario explorar nuevas soluciones tecnológicas que permitan mantener el crecimiento de las renovables sin comprometer el entorno ni generar conflictos de uso del territorio. En este contexto, la energía eólica offshore se presenta como una alternativa clave para el futuro energético del país [6]. Al situarse en el mar, esta tecnología permite aprovechar vientos más constantes y de mayor intensidad, liberar presión sobre el medio terrestre, y minimizar el impacto visual y social [1]. Países como Reino Unido, Dinamarca, Alemania o China ya han apostado por la eólica marina, desarrollando grandes parques offshore tanto con cimentación fija como con plataformas flotantes [7]. Estas iniciativas han demostrado su viabilidad técnica y económica, así como su papel estratégico en la descarbonización del sistema eléctrico.

Sin embargo, España aún no cuenta aún con ningún parque eólico marino en operación, y el desarrollo de esta tecnología en el país se enfrenta a desafíos particulares, como la gran profundidad de la costa, la falta de experiencia, un escaso marco burocrático y la necesidad de grandes inversiones iniciales. A pesar de ello, la situación geográfica y ambiental de España favorece el desarrollo de esta tecnología ya que cuenta con una amplia franja litoral, vientos marinos estables y una estratégica posición geográfica. Estas ventajas sitúan a la eólica offshore como una opción prometedora a medio y largo plazo.

Este Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo analizar la viabilidad económica de un parque eólico offshore de cimentación fija en aguas españolas, aplicando un enfoque técnico y rigurosamente fundamentado. Para ello, se ha utilizado un modelo probabilístico de costes de capital basado en fuentes oficiales, estimaciones realistas de operación y desmantelamiento, y un análisis de indicadores económicos clave como el LCOE (coste nivelado de la energía), VAN (valor actual neto), TIR (tasa interna de retorno) y payback (periodo de recuperación de la inversión).

Además del estudio financiero, se incorpora un análisis de sensibilidad, en el que se evalúa la influencia de distintos factores sobre la rentabilidad del proyecto, y una comparación con experiencias internacionales relevantes en países pioneros como Reino Unido, Dinamarca y Japón [8]. Este enfoque permite no solo valorar la viabilidad económica del parque desde una perspectiva técnica, sino también entender las barreras y oportunidades que enfrenta el desarrollo offshore en España en el contexto energético actual.

En definitiva, este trabajo busca ofrecer una visión crítica, rigurosa y actualizada sobre una de las tecnologías más prometedoras del panorama energético a nivel mundial, explorando la posibilidad de implantación en España y el papel que toma en la construcción de un mix energético más equilibrado, seguro y sostenible [9].

1.1 Actualidad de las energías renovables

El sector energético mundial se encuentra en un proceso de transformación constante impulsado por el desarrollo tecnológico, los compromisos internacionales de reducción de gases de efecto invernadero y la necesidad de garantizar la seguridad en un contexto geopolítico cada día más complejo. Las renovables han superado por primera vez a los combustibles fósiles en cuanto a crecimiento de generación eléctrica a escala global [1].

La energía eólica y la solar fotovoltaica se han situado como las tecnologías más competitivas debido al desarrollo de soluciones innovadoras a nivel de generación centralizada y distribuida, y también por la enorme reducción sostenida de sus costes. Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), el coste medio de generación de la energía solar se ha reducido más de un 80% los últimos diez años, mientras que la eólica terrestre y marina han disminuido sus costes cerca de un 60% [8]. Alemania ha transformado el modelo de autoconsumo con el enorme despliegue de placas solares en residencias, mientras que otros países como Dinamarca y Reino Unido lideran tecnologías más innovadoras como la eólica marina con la que han alcanzado ya cuotas récord de electricidad generada con viento [10].

También han surgido nuevos debates en energías tradicionales como la nuclear, que ahora atraviesa una etapa de fuerte replanteamiento por parte de países como Alemania o España que han optado por el cierre progresivo de sus centrales y la apuesta decidida por las renovables y el almacenamiento energético. No todos los países siguen el mismo rumbo, la nuclear sigue creciendo en otras partes de Europa como Francia y Finlandia que están modernizando sus parques nucleares [11]. Además, este debate se ha

intensificado con el aumento de los precios del gas y la volatilidad de los mercados energéticos a raíz de la guerra de Ucrania y el conflicto en Oriente Medio, que han demostrado la vulnerabilidad de las energías dependientes de combustibles fósiles importados [12].

La situación geopolítica también ha acelerado la toma de decisiones en materia de energía. La Unión Europea, en respuesta a las crisis internacionales, ha reforzado su marco regulatorio con el “Plan REPowerEU”, que plantea la reducción drástica de la dependencia del gas ruso y el impulso urgente de las energías renovables y el hidrógeno verde [13]. Paralelamente, la aprobación del Pacto Verde Europeo y la Ley Europea del Clima han establecido que los estados miembros deben alcanzar una reducción neta del 55% de las emisiones para 2030, con un objetivo de neutralidad climática para 2050 [2]. En consecuencia se ha establecido un marco normativo exigente en el que se incluyen directivas como la “Renewable Energy Directive” (RED II), que fija cuotas obligatorias de renovables en el mix energético.

A nivel político, la transición a las renovables varía significativamente según el país. Por un lado, en países como Estados Unidos la política energética ha estado marcada en los últimos años por vaivenes ideológicos: la administración Trump puso freno al desarrollo renovable y fomentó los combustibles fósiles, mientras que la administración Biden ha reactivó el apoyo a las renovables con incentivos fiscales y la Ley de Reducción de la Inflación (Inflation Reduction Act) [14]. Mientras que en otros países como España, el gobierno ha apostado por la transición ecológica, impulsando el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), con el que se prevé alcanzar el 74% de generación renovable en el sistema eléctrico en 2030 y eliminar la energía nuclear y el carbón del mix nacional [3]. Pedro Sánchez ha reforzado el despliegue renovable a través de subastas, el fomento del autoconsumo y la simplificación administrativa, aunque el proceso no está exento de controversia social y desafíos técnicos, como la integración de renovables variables y la adecuación de la red eléctrica [4].

En conclusión, la actualidad de las energías renovables se ven favorecidas por el avance tecnológico y por el contexto político, económico y social, que están impulsando esta energía hacia el foco del mix energético. Los objetivos fijados tanto a nivel europeo como nacional obligan a acelerar la inversión y la innovación, y convierten a las renovables en la piedra angular de la descarbonización y la seguridad energética.

1.2 Contexto de la energía eólica offshore

La energía eólica offshore en la última década se ha convertido en una de las tecnologías renovables con mayor potencial de crecimiento a escala global. Esta energía se ha impulsado debido a la saturación de emplazamientos eólicos terrestres como a la necesidad de diversificar fuentes de energía limpia para alcanzar los objetivos climáticos y de seguridad fijados por la Unión Europea [6]. A diferencia de la eólica terrestre, esta nueva tecnología aprovecha la mayor constancia y velocidad del viento sobre el mar alcanzándose factores de capacidad del 40% al 60 % y una producción más

predecible a lo largo del año. Esto permite generar electricidad a gran escala cerca de los principales centros urbanos e industriales cerca de la costa, facilitando además la integración de energía renovable en el sistema eléctrico [5].

En los últimos años, el sector de la eólica marina ha evolucionado tecnológicamente, gracias al crecimiento en el tamaño y potencia de las turbinas, que hoy llegan hasta 18 MW cada aerogenerador, la innovación en cimentaciones fijas y flotantes, y la digitalización de la operación y el mantenimiento [15]. El avance de la tecnología flotante, en particular, está abriendo la puerta al aprovechamiento de zonas marítimas con mayor profundidad, lo que resulta clave para países como España, Francia, Portugal, Noruega o Japón, donde la plataforma continental es limitada y la costa descende bruscamente [16]. A nivel internacional, Reino Unido se sitúa como líder en términos de capacidad eólica marina instalada, con más de 14 GW en operación a finales de 2023 y con un plan para alcanzar los 50 GW en 2030 [7]. Otros países pioneros son Alemania, Dinamarca, Países Bajos y China, quienes están protagonizando un crecimiento exponencial. China en concreto se ha convertido en mayor instalador mundial de parques eólicos offshore desde 2021 [17]. La Agencia Internacional de la Energía (IEA) estima que la capacidad eólica marina mundial podría multiplicarse por seis en los próximos veinte años, superando los 350 GW instalados para 2040, gracias al impulso de la política climática y la reducción de costes [18]. Pero todavía se enfrenta a muchos desafíos como la regulación ambiental, la competencia por el espacio marítimo (pesca, navegación, biodiversidad, defensa), la necesidad de reforzar la red de evacuación y los costes asociados a la logística marítima y portuaria. Todos estos son factores críticos por los que se han creado normativas y planes específicos de los espacios marinos, como los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) en España [19]. Además, la aceptación social, la protección del entorno marino y la gestión de los residuos al final de la vida útil de los parques son aspectos cada vez más relevantes en los debates regulatorios y de innovación del sector.

En Europa la eólica offshore se ha convertido en una pieza clave de la transición energética y del nuevo modelo de seguridad energética de la UE. El Plan REPowerEU y la Estrategia de la UE para las Energías Renovables Marinas (2020) fijan el objetivo de alcanzar al menos 60 GW de capacidad instalada en 2030 y 300 GW en 2050 en aguas europeas [12]. Por eso la Comisión Europea crea mecanismos de subastas, el refuerzo de la red transeuropea de energía (TEN-E), la agilización administrativa y la cooperación transfronteriza entre Estados miembros. Esta nueva tecnología representa uno de los pilares tecnológicos y económicos para conseguir un sistema eléctrico limpio, constante y competitivo a medio y largo plazo, y su despliegue va a marcar la diferencia en la capacidad de los países europeos y del mundo para alcanzar los compromisos climáticos asumidos a nivel internacional.

1.3 Contexto Energético Europeo

El contexto energético europeo se encuentra en un proceso de transformación acelerado impulsado por la urgencia de responder a la crisis climática, garantizar la seguridad del

suministro y reducir la dependencia de combustibles fósiles importados. En las dos últimas décadas, la Unión Europea ha construido un marco regulatorio y estratégico a nivel mundial orientado a la descarbonización del sistema energético. Desde la aprobación del Paquete de Energía y Clima 2020 hasta el más reciente Pacto Verde Europeo (European Green Deal), se han fijado objetivos cada vez más ambiciosos. Actualmente, la UE se compromete a reducir al menos un 55 % sus emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 respecto a 1990 y a alcanzar la neutralidad climática en 2050 [2]. Son objetivos muy exigentes y competitivos que requieren un gran esfuerzo a nivel mundial para conseguirlos, pero que representan un desafío prioritario al atravesar el momento de la degradación de los recursos naturales y de contaminación. Para ello, el “Fit for 55” ha establecido una serie de medidas legislativas, entre las que destacan la revisión de la Directiva de Energías Renovables (RED II y RED III), el refuerzo del mercado europeo de derechos de emisión (EU ETS) y la creación de mecanismos de ajuste de carbono en frontera [9]. Por ello, los renovables han crecido exponencialmente. Según datos de Eurostat, en 2023 la cuota de renovables en el consumo final bruto de energía de la UE superó el 23 %, con países como Suecia, Finlandia, Dinamarca y Austria superando ya el 50 % [20]. España y Portugal han protagonizado un avance destacado en solar y eólica, mientras Alemania y Francia apuestan por una combinación de renovables y energía nuclear para estabilizar su mix [21]. Además, la crisis energética provocada por la invasión de Ucrania ha evidenciado la fragilidad de la dependencia de combustibles fósiles rusos, acelerando políticas como el Plan REPowerEU que busca diversificar fuentes, reforzar interconexiones y duplicar la capacidad renovable en menos de una década [12]. A nivel normativo, la UE ha sido pionera en la integración de mercados eléctricos, la planificación coordinada de las redes transeuropeas de energía (TEN-E) y la promoción de subastas europeas para energías limpias. El desarrollo de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) en cada Estado miembro garantiza la coherencia entre objetivos nacionales y comunitarios, permitiendo una monitorización constante del avance hacia la transición energética [3].

Sin embargo, surgen también desafíos a los que Europa debe enfrentarse. Las diferencias estructurales entre los países, la adaptación de las redes eléctricas a la variabilidad renovable, la competitividad industrial frente a otras regiones (EE. UU., China), la inflación y la oposición social a determinados proyectos, son obstáculos que requieren coordinación política, innovación tecnológica y flexibilidad regulatoria [5]. Además, han surgido nuevas prioridades como el almacenamiento energético, el desarrollo del hidrógeno verde y la modernización de las infraestructuras, que se consideran pilares fundamentales para lograr un sistema eléctrico europeo robusto y sostenible. Se podría considerar que Europa se encuentra en una encrucijada histórica: debe acelerar su transición energética para mantener su liderazgo climático y reforzar su autonomía, pero a la vez debe garantizar precios competitivos y una transición justa para todos los sectores. Todo ello va a depender de la correcta implementación de los

marcos regulatorios y de la capacidad de adaptación a un entorno geopolítico y tecnológico que cambia constantemente.

1.4 Situación de la Eólica offshore en España

España, a pesar de ser uno de los países europeos con mayor recurso eólico y una de las potencias mundiales en energía eólica terrestre, todavía no cuenta con ningún parque operativo [4]. Esto se debe a una combinación de factores regulatorios, tecnológicos, ambientales y del uso del espacio marítimo que han ralentizado el despliegue de la eólica offshore respecto a otros países europeos como Reino Unido, Dinamarca, Países Bajos o Alemania [5]. El litoral español presenta una serie de condiciones que favorecen la generación de la energía eólica marina: vientos fuertes y constantes, grandes zonas marítimas y proximidad a los centros de consumo eléctrico. No obstante, la mayor parte de la plataforma continental española se caracteriza por profundidades rápidamente crecientes cerca de la costa, lo que hace difícil la instalación de parques con cimentaciones fijas tradicionales (monopilotes, jackets). Este obstáculo ha orientado la tecnología eólica marina hacia soluciones flotantes, que permiten instalar aerogeneradores en aguas más profundas (mayores a 50 metros), dando nuevas oportunidades al sector [22]. Hasta hace poco, España carecía de un marco regulatorio claro y específico para el desarrollo de parques eólicos marinos. Esta situación empezó a cambiar con la aprobación de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) en 2023, en los que se delimitan las Zonas de Alto Potencial para Energías Renovables (ZAPER), donde la eólica offshore podrá desarrollarse en el futuro [19]. Además, la publicación de la Hoja de Ruta para el Desarrollo de la Eólica Marina y Energías del Mar (MITERD, 2021) fija un objetivo de entre 1 y 3 GW de potencia instalada para 2030, con el foco puesto en la tecnología flotante [15].

A nivel administrativo, el procedimiento para la autorización de un parque eólico marino en España sigue siendo complejo y requiere la coordinación entre múltiples organismos ya sean el MITERD, Puertos del Estado, Ministerio de Defensa, Autoridades Portuarias o administraciones autonómicas, así como el profundo estudio de la zona geográfica. Todo ello ha dificultado el desarrollo de proyectos limitando la experiencia nacional a prototipos como el de WindFloat Atlantic en Portugal, con participación española. La viabilidad de la eólica offshore en España también depende de la aceptación social y de la coexistencia con otros usos del mar (pesca, navegación, turismo, protección ambiental). Los procesos de consulta e información pública, así como los mecanismos de compensación y diálogo con las comunidades locales, son clave para asegurar un desarrollo equilibrado y sostenible de la tecnología. Por otra parte, empresas españolas como Siemens Gamesa, Navantia, Iberdrola y BlueFloat Energy ya participan en proyectos internacionales situando a España en una posición favorable para capitalizar el crecimiento global de la eólica marina [23].

A pesar del retraso de España en esta energía en comparación otros países, los fuertes vientos y la disponibilidad de la costa para la instalación de aerogeneradores aumentan

el potencial del país. A esto se suma la presencia de empresas clave como Iberdrola y Siemens que apuestan por energías renovables y por su transición en España.

1.5 Objetivos del proyecto

El objetivo de este trabajo es analizar en profundidad la viabilidad económica de un parque eólico offshore en España, partiendo de la necesidad de evolucionar hacia un mix energético más sostenible y adaptado a los objetivos de descarbonización europeos [2]. Para ello, se va a estudiar tanto los costes de inversión y operación, como todos los factores técnicos, regulatorios y de integración en el sistema eléctrico nacional [3] [1].

A continuación, se explican los objetivos del proyecto:

- Analizar el mix energético nacional y el peso de la energía eólica offshore en el contexto actual y futuro, teniendo en cuenta la evolución de la política energética nacional (PNIEC) y europea (REPowerEU, Net Zero) [12] [9].
- Describir los principales componentes y la ingeniería de un parque eólico marino, incluyendo el estudio de aerogeneradores, subestación, cables submarinos y cimentaciones, así como los procesos logísticos y de instalación asociados [5] [24].
- Evaluar la cadena de suministro y la tramitación necesaria para el desarrollo del proyecto, considerando aspectos como el estudio del viento, los permisos ambientales y eléctricos, fabricación, transporte, instalación y puesta en marcha [7] [22].
- Estudiar el marco regulatorio, burocrático y financiero que condiciona la implantación de la eólica marina en España, identificando las principales barreras de entrada y riesgos, así como las oportunidades de financiación y los requerimientos legales [18] [25].
- Realizar un análisis económico detallado de la inversión y los costes operativos (CAPEX, OPEX y DECEX) del parque a lo largo de su vida útil, aplicando tanto modelos deterministas como probabilísticos, y utilizando datos oficiales y metodologías contrastadas [26] [8].
- Calcular los indicadores económicos clave como el coste nivelado de la energía (LCOE), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (payback), para evaluar la rentabilidad real del proyecto y compararla con otras tecnologías renovables [27] [28].
- Comparar los resultados con ejemplos de parques eólicos offshore en otros países líderes como Reino Unido, Dinamarca o Alemania, para contextualizar la competitividad del sector en España [29] [30].

- Alinear el desarrollo del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), especialmente en lo relativo a energía limpia, innovación y acción climática [31].

Todos estos objetivos se van a profundizar mediante fuentes oficiales, herramientas de simulación y análisis de escenario, ofreciendo así una visión integral y aplicada a la realidad de España [21].

1.6 Contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

El desarrollo de la energía eólica offshore, tal y como se analiza en este proyecto, se enmarca en un contexto global de transformación del sistema energético y responde directamente a los compromisos internacionales adquiridos por España y la Unión Europea en términos de sostenibilidad y descarbonización. Esta tecnología está impulsada en gran medida por los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la ONU en la Agenda 2030, que promueven un crecimiento económico equilibrado, la protección ambiental y el progreso social.

Este trabajo contribuye de directamente a varios de estos objetivos, tanto por su enorme impacto en la reducción de emisiones y la diversificación del mix energético, como por su capacidad para impulsar la innovación industrial y la creación de empleo. A continuación, se detallan los principales ODS que tienen mayor relación con los contenidos desarrollados en este trabajo:

- **ODS 7: Energía asequible y no contaminante**
El ODS 7 persigue garantizar el acceso a una energía moderna, asequible, fiable y sostenible. La energía eólica marina es una de las tecnologías renovables más prometedoras para alcanzar este objetivo, ya que tiene una enorme capacidad de generar electricidad de forma continua aprovechando vientos constantes y potentes [15]. El proyecto desarrolla un análisis económico y técnico que permite comprender qué costes y barreras enfrenta actualmente su implantación en España, mostrando cómo un marco regulatorio adecuado, el acceso a la financiación y el crecimiento tecnológico podrían situar a la eólica offshore como un pilar fundamental del futuro mix energético nacional.
- **ODS 13: Acción por el clima**
La lucha contra el cambio climático es una de las principales motivaciones de este trabajo. La sustitución de combustibles fósiles por renovables es esencial para cumplir los objetivos de reducción de emisiones recogidos en el Acuerdo de París, la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo de España y el Pacto Verde Europeo [2]. La energía eólica offshore es una oportunidad para descarbonizar grandes volúmenes de generación eléctrica, dado que puede integrarse con otros sistemas renovables y contribuir a la electrificación de sectores económicos. El estudio de escenarios realizado en este trabajo analiza la rentabilidad de diferentes configuraciones, lo que resulta fundamental para

valorar en qué condiciones esta tecnología puede apoyar la transición energética y reducir la dependencia de combustibles fósiles importados.

- **ODS 9: Industria, innovación e infraestructura**

El despliegue de parques eólicos marinos implica el desarrollo de nuevas capacidades industriales, la adaptación de infraestructuras portuarias y la consolidación de una cadena de suministro especializada [5]. Este trabajo explora los diferentes retos técnicos a los que se enfrenta la instalación de cimentaciones fijas en aguas profundas, la logística de montaje y los costes de desmantelamiento, que son oportunidades de innovación y crecimiento económico.

Además, la inversión en I+D en tecnologías flotantes adaptadas a la geografía marina española puede posicionar a la industria nacional como referente internacional, generando empleo y atrayendo capital de inversión.

- **ODS 14: Vida submarina**

La conservación de ecosistema marino es una prioridad esencial en cualquier proyecto offshore. El análisis técnico realizado identifica que la selección de emplazamientos debe considerar la presencia de áreas protegidas, los hábitats sensibles, la actividad pesquera y la biodiversidad.

Asimismo, se destacan los posibles conflictos con otras actividades, como la navegación comercial y el tráfico aéreo, que deben resolverse mediante una planificación ordenada y la aplicación de medidas de mitigación ambiental [7]. La integración de la energía eólica offshore en el hábitat marino debe contribuir a preservar los recursos naturales y asegurar su sostenibilidad a largo plazo.

- **ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico**

El desarrollo de parques eólicos offshore a gran escala puede actuar como un motor de crecimiento económico, generando empleo directo e indirecto en sectores como la ingeniería, la construcción naval, el transporte marítimo, la operación y mantenimiento o la gestión ambiental [21].

El análisis de los costes de inversión (CAPEX) y de explotación (OPEX) realizado en este proyecto muestra la cantidad de oportunidades económicas, así como la necesidad de estructuras financieras sólidas y marcos de colaboración público-privada que permitan reducir riesgos y atraer capital externo. A medio plazo, el impulso de esta tecnología podría favorecer economías locales vinculadas a puertos y a la industria.

- **ODS 12: Producción y consumo responsables**

La implantación de tecnologías offshore contribuye también a promover un modelo de producción más eficiente y responsable. El diseño de parques con costes operativos bajos y altas tasas de aprovechamiento energético permite optimizar el consumo de recursos y reducir la generación de residuos durante su vida útil [3].

Por otro lado, los costes de desmantelamiento (DECEX) reflejan la importancia de planificar de manera anticipada la fase final de los proyectos y garantizar la restauración ambiental de las zonas ocupadas, fomentando un ciclo de vida completo más sostenible.

En este trabajo se va a tratar de demostrar cómo la energía eólica offshore puede desempeñar un papel relevante en el cumplimiento de múltiples Objetivos de Desarrollo Sostenible. La identificación de retos técnicos, económicos y regulatorios, junto con el análisis comparativo internacional, facilita la elaboración de estrategias realistas que permitan aprovechar este recurso renovable con responsabilidad ambiental y visión a largo plazo.

El proyecto demuestra que una apuesta decidida por el desarrollo de la industria offshore podría suponer un avance significativo hacia un sistema energético más sostenible, inclusivo y resiliente.

Capítulo 2. Selección de emplazamiento

La selección de emplazamiento es uno de los aspectos más determinantes para el análisis de viabilidad económica de un parque eólico offshore. Las características físicas, técnicas, legales y logísticas del lugar en cuestión repercutan directamente tanto en la generación del recurso eólico como en el coste del parque.

A continuación, se va a analizar los aspectos clave para la selección idónea del emplazamiento en aguas españolas.

2.1 Marco legal

La implantación de un parque eólico marino está sujeta a un marco legal que regula tanto los procesos administrativos, medioambientales y de conexión a la red como la ordenación del espacio marítimo. Para poder elegir un emplazamiento viable es necesario cumplir con los límites físicos y jurídicos [22].

Aunque hoy España no cuenta con un marco normativo específico, comienza a construirlo progresivamente. Debido a la ausencia de una regulación concreta para la energía eólica marina varios proyectos se han visto limitados pese a la disponibilidad del recurso eólico marino [5].

El 24 de julio de 2014, el Parlamento Europeo y el Consejo de la Unión Europea establecieron la Directiva 2014/89/UE, un marco para la ordenación del espacio marítimo en los Estados miembros de la Unión Europea. Es una ley europea que obliga a todos los Estados miembros a planificar su espacio marítimo de forma integrada y sostenible, buscando así evitar conflictos entre sectores (energía, pesca, transporte, conservación...) y promover el desarrollo de la energía eólica marina [32]. En España, se aplica a través del Real Decreto 363/2017, que establece una estructura legal para planificar el espacio marítimo español, así como las normas, autoridades competentes y el procedimiento administrativo para elaborar los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) [33]. Los POEM fueron aprobados mediante el Real Decreto 150/2023, publicado en el Boletín Oficial del Estado (BOE) el 4 de marzo de 2023 y vigente hasta el 31 de marzo de 2027 [34]. Este decreto marca el primer mapa oficial del espacio marino español apto para energías renovables, permitiendo así que en el futuro se lancen licitaciones públicas para adjudicar zonas. Los POEM definen las áreas donde se puede desarrollar la eólica marina conocidas como Zonas de Alto Potencial para las Energías Renovables (ZAPER) delimitadas por un estudio exhaustivo de factores como la distancia a la costa, profundidad del agua, la biodiversidad marina y la presencia de actividades pesqueras [34].

La superficie definida es de 5000 km² sumando hasta 19 zonas que se puede ver el siguiente mapa.

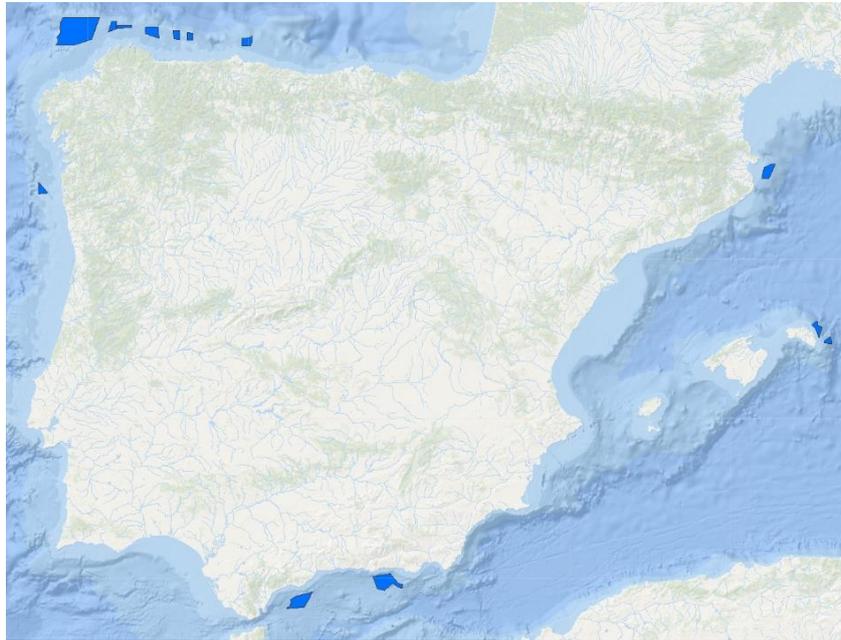


Ilustración 1 - Mapa de las zonas ZAPER en España. Fuente: wemakeconsultores

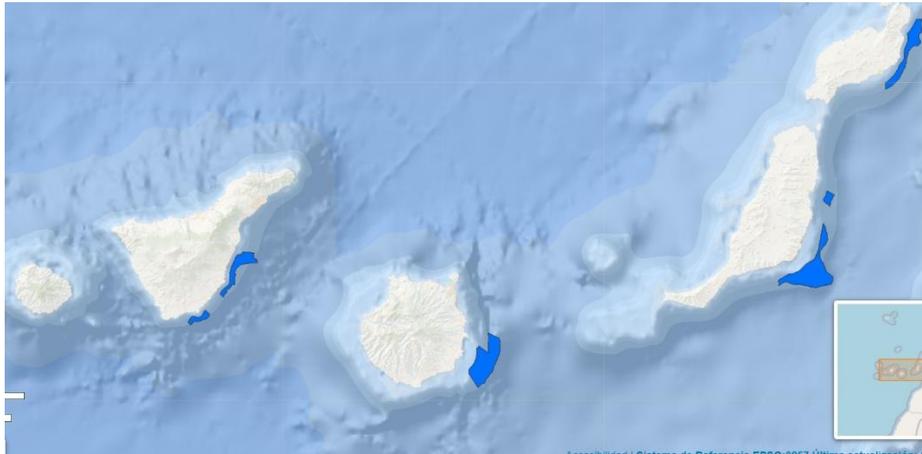


Ilustración 2 - Mapa de las zonas ZAPER en Canarias. Fuente: wemakeconsultores

Otras leyes que también afectan al desarrollo de la eólica marina en España, aunque no estén específicamente diseñadas para este sector, son fundamentales. En primer lugar, el Real Decreto 1028/2007, regula el procedimiento administrativo para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en el mar, incluyendo los parques eólicos offshore [35]. Esta norma establece las fases y requisitos que deben seguir los promotores para obtener las autorizaciones necesarias, aunque se considera desactualizada y el Gobierno ha anunciado su próxima revisión para adaptarla al nuevo contexto tecnológico y ambiental [22]. La Ley 21/2013, de Evaluación Ambiental, obliga a que todos los proyectos de energías renovables marinas se sometan a una evaluación ambiental estratégica con el fin de proteger los ecosistemas marinos y asegurar una planificación sostenible [36]. Por otro lado, la Ley 22/1988 de Costas, regula el uso del dominio público marítimo-terrestre, es decir, el espacio físico donde se instalan los

aerogeneradores marinos [37]. Esta legislación exige la obtención de concesiones o autorizaciones para ocupar dicho espacio. Por último, la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, establece el marco general para la organización del sistema eléctrico español, incluyendo la normativa aplicable a nuevas instalaciones de generación, como las de energía eólica marina, y regula aspectos clave como la conexión a red, la planificación de infraestructuras y el régimen retributivo [38].

Además de la normativa en vigor, existen más leyes pendientes de desarrollo en España. Entre ellas el Real Decreto sobre subastas offshore, cuya publicación se prevé para 2025 según Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). Este decreto va a establecer el proceso con el cual se adjudicarán los derechos de las zonas marinas delimitadas en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), definiendo los criterios técnicos, ambientales y económicos de evaluación, así como los procedimientos para que los promotores interesados compitan entre sí [39]. El gobierno también va a actualizar el Real Decreto 1028/2007, que actualmente regula el procedimiento de autorización de instalaciones eléctricas marinas, para adaptarlo al nuevo contexto normativo y tecnológico. En comparación, otros países europeos como Dinamarca y Reino Unido, pioneros en la eólica marina cuentan con marcos normativos más avanzados y específicos. Dinamarca aplica un enfoque conocido como modelo centralizado, establecido por la Danish Renewable Energy Act (Ley Danesa de Energías Renovables) [40], en el que es el propio Estado quien lleva a cabo los estudios previos de impacto ambiental, viabilidad técnica y conexión a red de las zonas marinas, y posteriormente las licita ya preparadas, para reducir la incertidumbre y la carga burocrática de los promotores. Por su parte, Reino Unido dispone de un sistema consolidado en torno a varias normativas. Con la Marine and Coastal Access Act 2009 (Ley de Acceso Marítimo y Costero) [41] se organiza la ordenación del espacio marítimo de forma integrada mediante Marine Plans. La Energy Act 2004 (Ley de Energía) [42] regula el acceso y uso del lecho marino a través de arrendamientos otorgados por The Crown Estate (Patrimonio de la Corona). Cabe destacar también el mecanismo de apoyo financiero Contracts for Difference (Contratos por diferencia) el que ofrece estabilidad de ingresos a largo plazo a los interesados mediante contratos con precios garantizados por la electricidad producida [43]. Estos marcos legales internacionales son referencias para España, donde aún se está construyendo un marco regulatorio que permita el desarrollo competitivo y sostenible de la energía eólica marina [5].

2.2 Estudio del recurso eólico

El recurso eólico es el factor principal que estudiar para seleccionar un emplazamiento óptimo del parque. En esta sección se va a analizar la velocidad, la densidad y la frecuencia del viento en las costas españolas.

2.2.1 Velocidad del viento

Para que un aerogenerador marino arranque debe estar ubicado en una zona con una velocidad mínima del viento de al menos 4 m/s [44]. Sin embargo, para que su

funcionamiento sea óptimo y rentable, se considera que la velocidad media anual del viento debe superar los 6–7 m/s [45]. Además, la mayoría de los aerogeneradores offshore actuales tienen el buje situado a unos 100–140 metros sobre el nivel del mar, altura que permite aprovechar mejor el recurso eólico y maximizar la producción de energía [46].

Considerando estas especificaciones se ha medido la velocidad del viento en las costas españolas y para ello se utilizó un recurso ofrecido por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) que muestra el mapa eólico ibérico con los datos concretos de velocidad de recurso eólico para el punto en cuestión [47]. En la siguiente figura se muestra el mapa mencionado marcándose con colores rojizos aquellas zonas con mayor velocidad. Estas zonas corresponden a el estrecho, al noreste de Cataluña, al noroeste de Galicia y en las costas del sureste de Andalucía. Considerando que la velocidad del viento en las zonas ZAPER se encuentra alrededor de 7 m/s, se va a considerar este dato para el análisis de viabilidad económica del recurso eólico marino en España [47].



Ilustración 3 - Mapa del recurso eólico disponible en el litoral español. Fuente: CENER

2.2.2 Densidad de potencia

Se entiende como densidad de potencia a la cantidad de energía disponible por unidad de área barrida por el rotor y depende principalmente de la velocidad del viento y la densidad del aire [44].

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$$

Ecuación 1 - Densidad de potencia

Donde

- ρ es la densidad del aire ($\approx 1.225 \text{ kg/m}^3$ a nivel del mar) [15]
- v es la velocidad del viento (m/s)

Por esta razón las zonas de mayor densidad de potencia son las que presentan mayor velocidad del recurso eólico. Gracias a un análisis técnico del recurso eólico publicado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía se ha podido estudiar la densidad de potencia en las zonas ZAPER, ya que son las ideales para la instalación de un parque eólico marino en España [47]. En la siguiente figura se puede comprobar como las zonas coinciden con las mencionadas anteriormente.

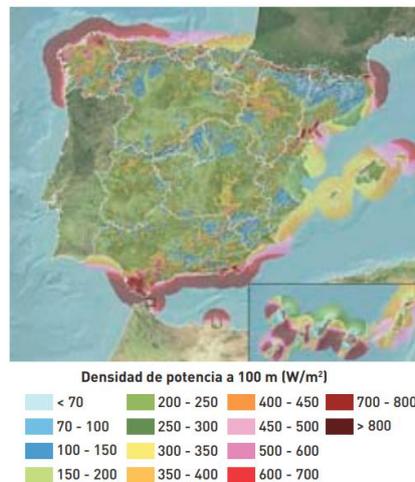


Ilustración 4 - Densidad de potencia media anual a 100m de altura. Fuente: IDAE

Para que un parque eólico offshore sea viable desde el punto de vista energético, la densidad de potencia eólica debería superar los 400 W/m^2 [48]. Según el mapa presentado la península ibérica cuenta con valores medios superiores a 400 W/m^2 , lo cual garantiza unas condiciones favorables para el aprovechamiento del recurso eólico. Teniendo en cuenta que las zonas de alto potencial cuentan con una densidad de potencia media anual muy cercana a los 700 W/m^2 se va a tomar este dato como referencia numérica para próximas consideraciones.

2.2.3 Distribución de Weibull

La distribución de Weibull es la forma más común para describir el comportamiento del recurso eólico en una zona dada y se utiliza para estudiar la variabilidad del viento.

Esta función viene dada por la siguiente ecuación:

$$f(v) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Ecuación 2 - Ecuación de Weibull

Donde:

- $f(v)$ es la probabilidad de que el viento tenga velocidad

- v es la velocidad del viento
- k es el factor de forma que define la forma de la curva y se encuentra entre 1.5 y 3.0 en eólica
- c es el factor de escala en m/s

Con el mismo recurso utilizado para estudiar la velocidad del viento se ha procedido a analizar la variabilidad del mismo [47]. A continuación, se representa el gráfico en cuestión para una de los puntos estudiados anteriormente.

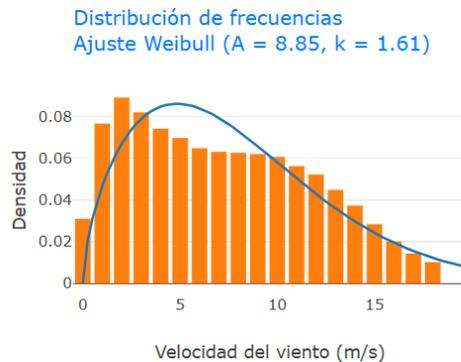


Ilustración 5 - Distribución de frecuencias de la velocidad del viento. Fuente: CENER

Podemos garantizar que la velocidad se mantiene entre un valor mínimo de 6 m/s y un valor máximo de 18 m/s [47]. Por ello se ha concluido para este proyecto un perfil favorable de variabilidad del viento.

2.3 Profundidad del mar y distancia a la costa

La profundidad y distancia a la costa del fondo marino son otros factores muy influyentes a la hora de elegir un emplazamiento para la instalación de un parque eólico offshore [18]. Aunque no afectan directamente a la generación de electricidad si tiene un impacto en el coste del proyecto ya que en aguas muy profundas se requiere soluciones más costosas.

Para aerogeneradores anclados directamente al lecho marino denominadas instalaciones de cimentación fija se considera que las aguas no deben superar los 60 metros de profundidad y los 50 km de distancia a la costa [49]. A partir de estos valores, la solución de cimentación fija deja de ser económicamente rentable y se prefiere utilizar plataformas flotantes que, aunque son más costosas resultan viables para aguas muy profundas.

Para estudiar la profundidad del fondo marino en España se ha consultado los mapas batimétricos elaborados por el Instituto Español de Oceanografía (MAPA) [50] y publicados por el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.



Ilustración 6 - Mapa batimétrico zona Noratlántica. Fuente: Instituto Geográfico Nacional

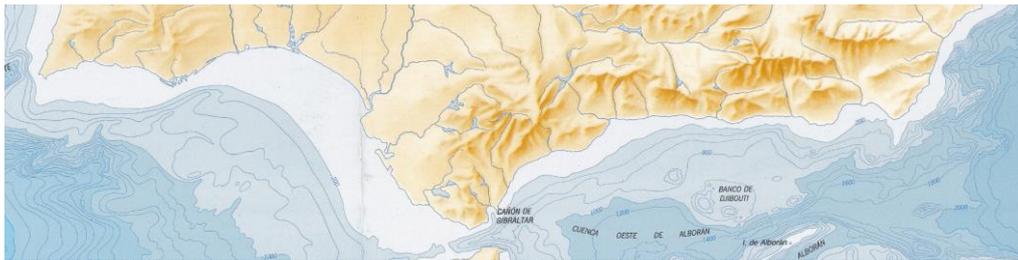


Ilustración 7 - Mapa batimétrico zonas Sudatlántica y Estrecho de Alborán. Fuente: Instituto Geográfico Nacional

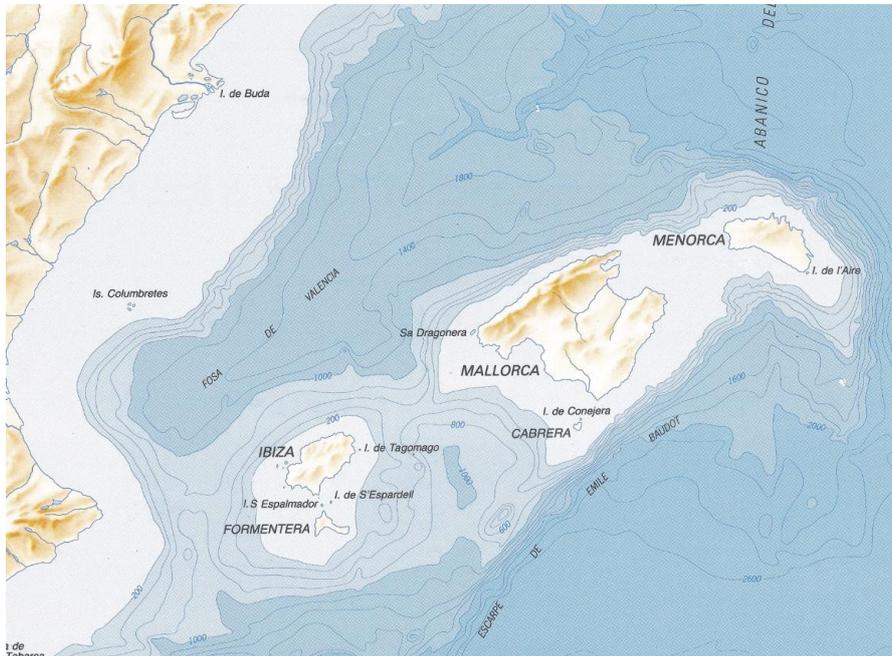


Ilustración 8 - Mapa batimétrico zona Levantino-Balear. Fuente: Instituto Geográfico Nacional

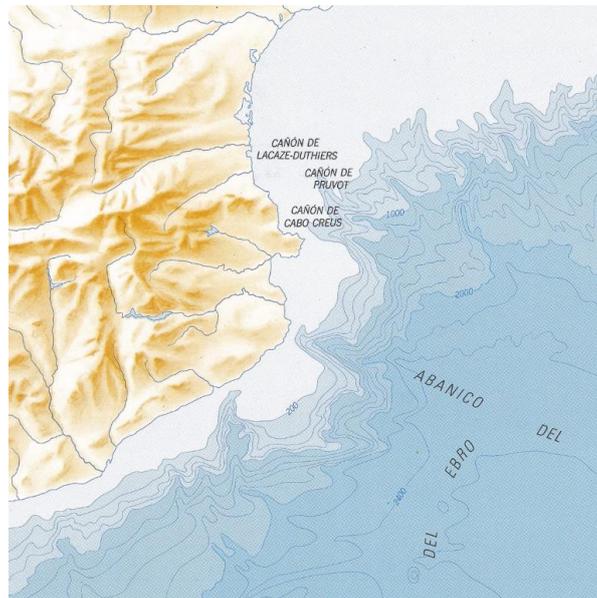


Ilustración 9 - Mapa batimétrico zona Levantino-Balear. Fuente: Instituto Geográfico Nacional

En las zonas de alto potencial analizadas, se comprueba mediante este recurso que la profundidad es inferior a los 200 metros, lo que permite concluir que, desde el punto de vista técnico y en el contexto del análisis económico, la instalación de aerogeneradores marinos de cimentación fija es viable en la costa española. La cimentación flotante también es viable pero las soluciones de cimentación fija llevan décadas implantadas en Europa (Reino Unido, Alemania, Dinamarca), con cadenas de suministro consolidadas, precios más bajos y menor incertidumbre técnica y económica [7]. Además, España

cuenta con astilleros y empresas que ya han trabajado en cimentaciones fijas, lo que permite aprovechar su experiencia y reducir riesgos de fabricación e instalación [25]. Otro importante factor es que los inversores consideran menos arriesgado financiar proyectos con tecnología probada y costes más estables, lo que favorece el desarrollo de parques con cimentación fija para las primeras fases de despliegue. Por eso para este proyecto, se va a considerar cimentación fija, ya que se trataría de uno de los primeros parques eólicos marinos en España.

2.4 Condiciones ambientales

La selección del emplazamiento de los parques eólicos marinos también se ve delimitada por su impacto sobre la biodiversidad y los hábitats marinos. Para ello, la Dirección General de Biodiversidad, Bosques y Desertificación (DGBBD, MITECO) ha establecido una serie de criterios para delimitar las zonas en las que no se permite la ubicación de instalaciones offshore por la presencia de hábitats y especies marinas que deben ser protegidos, o aquellas zonas que deben estudiarse en detalle [22]. A continuación, se presenta el mapa publicado por el Ministerio Para la Transición ecológica y el reto demográfico según la información de los espacios delimitados por la Red Natura 2000 remitida por la Comisión Europea.

Las zonas rojas están vetadas ya que se consideran incompatibles con el desarrollo de la energía eólica marina por el riesgo de impacto irreversible sobre el medio marino.

- Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) declaradas oficialmente en el mar, así como áreas en proceso de designación como ZEPA en el marco del proyecto INTEMARES, una iniciativa europea a raíz de la Red Natura 2000 en el medio marino español. Su objetivo principal es asegurar una gestión eficaz, innovadora y participativa de los espacios marinos protegidos, con la participación de los sectores implicados y la investigación como herramienta clave para la toma de decisiones.
- Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y Zonas Especiales de Conservación (ZEC) donde se han identificado Hábitats de Interés Comunitario como los códigos 1110, 1120, 1170, 1180, 8330, definidos por la Directiva Hábitats 92/43/CEE [51]. Es una directiva de la Unión Europea que tiene como objetivo proteger la biodiversidad mediante la conservación de hábitats naturales y especies silvestres. Esta directiva exige a los Estados miembros establecer medidas para conservar y restaurar hábitats y especies en un estado favorable.
- Áreas con hábitats marinos sensibles o valiosos, identificadas a través de cartografía y estudios del proyecto INTEMARES [52].
- Áreas críticas para especies protegidas, como la orca, marsopa, cachalote, calderón o zifio, reconocidas en los planes de gestión de las ZEC en demarcaciones como la canaria [53].

Las zonas amarillas son áreas donde se permite condicionalmente la instalación de parques eólicos, siempre que se realicen evaluaciones ambientales que demuestren que el proyecto no causará un impacto negativo significativo sobre hábitats o especies protegidas. Incluyen:

- LIC, ZEC y Áreas Marinas Protegidas (AMP) no incluidas en zona roja y que deben estudiarse en detalle [52].
- Zonas en análisis por el proyecto INTEMARES para futuras designaciones como LIC [52].
- Áreas con interés para la biodiversidad identificadas en el análisis de insuficiencias de la Red Natura 2000 marina [54].
- Corredores migratorios de aves marinas, definidos por expertos y estudios ecológicos [55].
- Zonas de interés para mamíferos marinos, reconocidas por organismos internacionales como las IMMA (Important Marine Mammal Areas) de la UICN¹ [56] y las CCH (Critical Cetacean Habitats) del convenio ACCOBAMS [57]. Un acuerdo para la Conservación de los Cetáceos en el Mar Negro, el Mar Mediterráneo y el área atlántica contigua.

Estas áreas no están descartadas automáticamente, pero requieren un análisis detallado que justifique su compatibilidad con el proyecto, aplicando la legislación ambiental europea, como la Directiva 92/43/CEE (Hábitats), la Directiva 2009/147/CE (Aves) [58] y la Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y la Biodiversidad [59].

El resto de zonas no codificadas como rojas o amarillas están, en principio, libres de restricciones específicas, aunque esto no exime de realizar la evaluación de impacto ambiental obligatoria. Cualquier proyecto deberá superar un proceso técnico y administrativo en el que se analice su compatibilidad con el medio marino, conforme a la Ley 21/2013 de Evaluación Ambiental y otras normativas nacionales y europeas [60].

¹ La UICN, o Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza, es una red ambiental global compuesta por Estados soberanos, agencias gubernamentales y organizaciones de la sociedad civil. Es la red ambiental más grande del mundo, trabajando para promover el desarrollo sostenible y un mundo justo que valore y conserve la naturaleza.

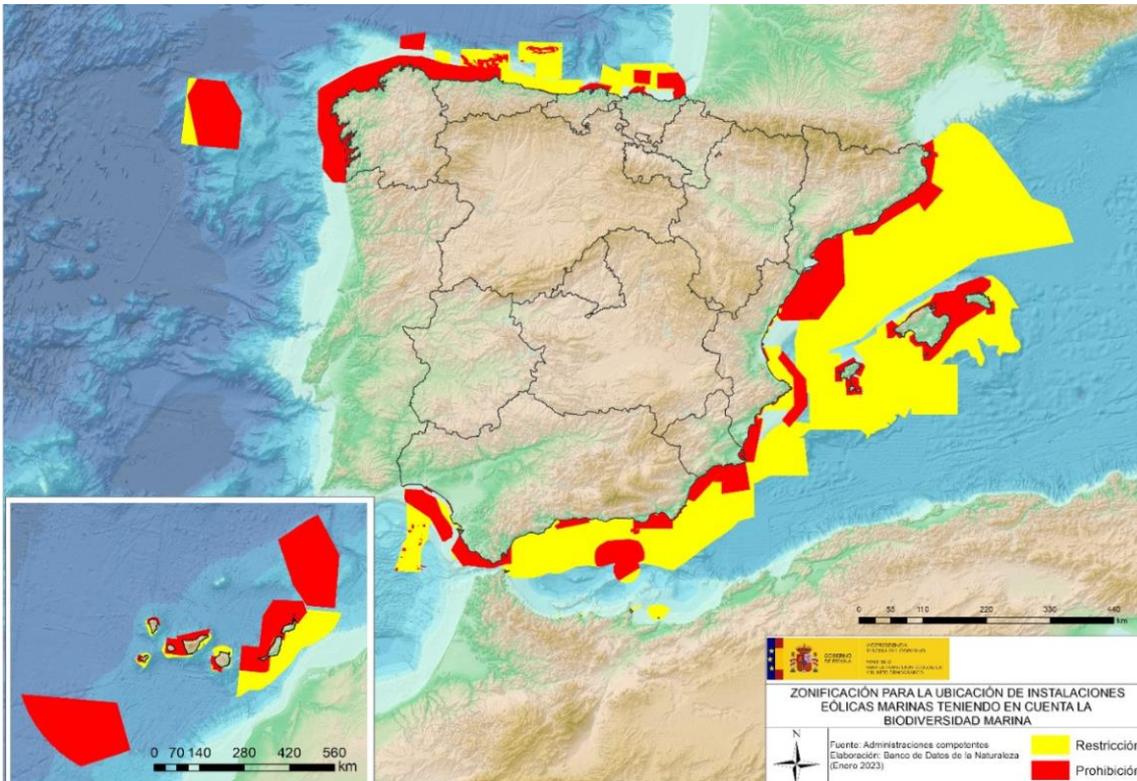


Ilustración 10 - Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas teniendo en cuenta la biodiversidad marina. Fuente: Ministerio de Agricultura

2.5 Tráfico aéreo y marino

Otro de los factores clave a tener en cuenta para seleccionar el emplazamiento de un parque eólico offshore es la presencia y distribución del tráfico marítimo y aéreo, ya que estas infraestructuras no pueden interferir con las rutas esenciales de navegación ni con el funcionamiento del espacio aéreo [61] [62]. El objetivo es evitar conflictos operativos y de seguridad con las actividades existentes y minimizar los riesgos para la navegación y el transporte [5].

España es un punto estratégico a nivel marítimo, ya que actúa como puente entre el Atlántico y el Mediterráneo, y conecta Europa con África y América. Su litoral, de más de 7.900 km alberga variedad de puertos comerciales, pesqueros, industriales y turísticos, lo que hace que el tráfico marino sea especialmente intenso en algunas zonas que se clasifican a continuación [63]:

1. Rutas de navegación internacional. Corresponden a los grandes corredores marítimos utilizados por buques mercantes y petroleros. Algunas de las rutas más transitadas son el Estrecho de Gibraltar que es uno de los pasos marítimos más congestionados del mundo [64], el Canal de acceso al puerto de Algeciras, el Tráfico hacia el puerto de Valencia, Barcelona y Bilbao que son nodos logísticos clave y zonas cercanas a Canarias, con rutas hacia Sudamérica, África y Europa [5].

2. Rutas nacionales y regionales. Utilizadas por buques de cabotaje, ferris, transporte de mercancías y embarcaciones turísticas o recreativas. Entre las rutas más importantes se encuentran la de Barcelona a las Islas Baleares y la de Algeciras a Tánger [5].
3. Zonas de pesca. Muchas de las aguas españolas son utilizadas intensivamente por la flota pesquera, tanto artesanal como industrial. Entre estas zonas están [65]:
 - Zona del Cantábrico y Noroeste que abarca Galicia, Asturias, Cantabria y País Vasco. De los caladeros más importantes están el Gran Sol ubicado frente a Irlanda, donde circulan barcos gallegos en aguas internacionales y el Golfo de Vizcaya donde se encuentran especies como anchoas, sardinas y bonitos.
 - Zona del Golfo de Cádiz desde Huelva a Tarifa donde abunda la pesca de chirla, coquina, langostino, boquerón, sardina y atún.
 - Zona del mediterráneo desde Cataluña hasta Almería incluyendo Baleares con variedad de especies como gamba roja, langostino, dorada, lubina, sardina, pulpo y calamar.
 - Zona de Canarias habitada por otros peces como túnidos, viejas, caballas y meros.
 - Zona del Estrecho de Gibraltar y Alborán donde es más común encontrar especies como atún rojo, pez espada, bacoreta y melva.
4. Zonas de maniobra y acceso a puertos. Son áreas próximas a los puertos donde los buques realizan maniobras de entrada, salida y espera [5]. Los principales puertos españoles tienen zonas amplias de maniobra para buques mercantes, cruceros o petroleros: entre ellas están el Puerto de Algeciras, una zona de maniobra para grandes portacontenedores; el Puerto de Barcelona, alberga áreas de espera y giro para cruceros y ferris; el Puerto de Valencia que se utiliza más para maniobra especializada para buques de carga; el Puerto de Bilbao, cuenta con zonas de giro y fondeo para tráfico industriales y el Puerto de Las Palmas y Santa Cruz de Tenerife, con zonas clave para suministro a buques y tráfico internacional. Las Rías gallegas también son relevantes por frecuentes maniobras por su tráfico mixto (pesquero, turístico, industrial).

El tráfico marino se monitoriza a través de sistemas como el AIS (Automatic Identification System) y se organiza con ayuda de la Dirección General de la Marina Mercante, que depende del Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. El Real Decreto 150/2023, que aprueba los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) ya mencionados anteriormente incluyen todos estos aspectos [39].

Aunque es menos visible, el tráfico aéreo también es un condicionante importante [66]. Los aerogeneradores marinos son infraestructuras altas (pueden superar los 250 metros) [67], lo que significa que podrían interferir con:

1. Rutas de aproximación y despegue de aeropuertos costeros, especialmente los situados cerca del mar como Málaga, Valencia, Palma de Mallorca o Gran Canaria [66].
2. Zonas de entrenamiento y maniobra militar aéreo-marítimas, que son áreas restringidas donde se desarrollan ejercicios con aeronaves o drones. Estas zonas están en la Bahía de Cádiz, el Mar de Alborán, la Costa de Cartagena y el Mar Cantábrico [66].
3. Funcionamiento de radares de navegación aérea y meteorológica, ya que las turbinas pueden provocar efectos de sombra, reflejo o distorsión en las señales. Los radares se ubican en España en Torrejón, Málaga, Canarias y el Estrecho [67].

En España, estas cuestiones son competencia de ENAIRE, el gestor nacional de navegación aérea y del Ministerio de Defensa, en lo relativo al uso del espacio aéreo militar. Cualquier promotor eólico debe consultar con estas autoridades para asegurar la viabilidad del emplazamiento propuesto [68]. Si se detecta riesgo para la aviación civil o militar, la zona puede ser excluida o exigir medidas correctoras (como distancias mínimas o limitaciones de altura).

2.6 Conexión a la red eléctrica

La conexión de un parque eólico offshore a la red eléctrica nacional es un elemento crítico que determina no solo la viabilidad técnica y económica del proyecto, sino también su integración eficiente en el sistema eléctrico [1]. Esta fase implica retos tecnológicos, administrativos y regulatorios que se deben prever y estudiar desde el principio del proyecto, y su complejidad varía según el país, la configuración geográfica y el grado de madurez del sistema eléctrico nacional [69].

En términos generales, la evacuación de energía de un parque eólico marino requiere la instalación de:

- **Subestación eléctrica offshore:** ubicada en el propio parque, es donde la energía generada por los aerogeneradores (generalmente a 33–66 kV) se transforma a alta tensión (normalmente 132–220 kV) para minimizar las pérdidas en el transporte a tierra. En parques de gran escala y largas distancias, puede emplearse tecnología de transmisión en corriente continua HVDC, como ocurre en algunos parques del Mar del Norte como por ejemplo Hornsea Project en Reino Unido [70].
- **Cables de exportación submarinos:** son los que transportan la energía desde la subestación offshore hasta la costa. Son los componentes más costosos y técnicamente más exigentes, ya que tienen que soportar condiciones marinas extremas y garantizar la fiabilidad a largo plazo [71].

- **Subestación terrestre y punto de conexión:** es donde la energía se adapta a las características de la red nacional y se inyecta al sistema de transmisión [72]. La localización de este punto de conexión y su capacidad determinan la viabilidad del proyecto.

En España, el procedimiento de acceso y conexión a la red está regulado principalmente por el Real Decreto 1183/2020 y el Real Decreto 1955/2000, así como por la normativa técnica específica de Red Eléctrica de España (REE) [73] [74], el operador del sistema. El promotor del parque debe solicitar y obtener un punto de conexión en los nudos de la red costera, lo que puede implicar estudios de refuerzo o ampliación de infraestructuras eléctricas [22]. La disponibilidad de nudos de evacuación es uno de los principales condicionantes del despliegue de eólica marina, como se destaca en los informes técnicos del MITERD y en la Hoja de Ruta para la Eólica Marina (2021) [22]. Un ejemplo representativo en España es la reserva de capacidad en nudos como Ferrol, Vigo o Cartagena, identificados en los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) y la planificación de REE [75].

En otros países europeos, la conexión a la red de la eólica marina ha seguido modelos distintos:

- **Reino Unido:** The Crown Estate y National Grid han desarrollado un sistema coordinado donde el operador de red se encarga de planificar y construir la infraestructura principal de evacuación (“offshore transmission owner”, OFTO), liberando al promotor de parte del riesgo y agilizando los procesos [76].
- **Dinamarca:** El sistema es aún más centralizado, con la empresa pública Energinet encargada de la planificación y construcción de la conexión a red para todos los parques se garantiza eficiencia, se evita duplicidades y se optimiza la ocupación del espacio marítimo [77].
- **Alemania:** prefiere un sistema mixto, en el que el operador de red es responsable de construir la infraestructura de conexión desde el parque hasta tierra, mientras que el promotor solo debe conectar hasta el punto de entrega offshore [78].

España, al tratarse de una península y estar limitada su interconexión con el resto de Europa continental se enfrenta a diferentes particularidades. Su capacidad de evacuación está condicionada por los límites físicos de la red y la escasa interconexión eléctrica con Francia y Portugal [79]. La red eléctrica insular presenta otro desafío que es la integración de energía en la red de manera estable y constante. Debido al menor tamaño y la débil interconexión entre islas se van a necesitar soluciones de almacenamiento o hibridación con otras fuentes. Sin embargo, España ya tiene experiencia en la integración de renovables en la red peninsular, lo que supone una ventaja. La proximidad de nudos de evacuación a zonas de alto recurso eólico como Galicia, Levante y Canarias es una ventaja para España, pero es necesario reforzar la red y garantizar la fiabilidad y estabilidad del sistema a medida que aumente la penetración de la eólica marina [79].

España debe reforzar su marco normativo y técnico, apostando por soluciones de flexibilidad y almacenamiento, y considerando la especificidad de los sistemas insulares y la limitada interconexión internacional [19]. Solo así podrá aprovechar plenamente el potencial de la eólica marina y contribuir a los objetivos de descarbonización y seguridad energética nacional y europea [18].

2.7 Proceso integral de desarrollo del parque

El proceso a través del cual se construye un parque eólico marino y comienza a generar electricidad abarca varias fases. Primero, el país debe haber identificado y delimitado zonas aptas para este tipo de instalaciones mediante una planificación oficial del espacio marítimo [80] [81]. Solo en estos espacios es posible la construcción del parque. Dichas zonas son rigurosamente estudiadas según la profundidad del mar, la distancia a la costa, el tráfico marino y aéreo y la accesibilidad a la red eléctrica [82] [69]. Una vez se han estudiado y elegido dichos espacios, son publicados por el gobierno mediante una planificación oficial del Estado. Para adjudicar los derechos de uso de las zonas aptas para la instalación se crea un proceso de subastas organizado por la administración pública [81]. En estas subastas, diferentes empresas o consorcios denominados promotores presentan sus propuestas técnicas y económicas para desarrollar un parque en una determinada zona. Estas subastas se celebran en fechas anunciadas previamente y bajo reglas públicas y transparentes [83]. El proceso incluye normalmente una fase de precalificación donde se revisa la capacidad técnica y financiera de los participantes, y una fase de ofertas en la que los promotores presentan sus proyectos y, en algunos casos, el precio al que se comprometen a vender la energía o el canon que están dispuestos a pagar por el uso del espacio marítimo [39] [83]. El comité evaluador, designado por la administración, analiza las propuestas presentadas en base a criterios preestablecidos como la oferta económica, la calidad técnica, la viabilidad ambiental y la experiencia del promotor. Finalmente, el proyecto ganador obtiene el derecho a desarrollar el parque en esa ubicación durante un periodo determinado.

El proceso siguiente varía según el país y las condiciones que establezca. Normalmente lo que ocurre es que, una vez el promotor ya tiene el derecho de instalación debe realizar un estudio de viabilidad técnica y ambiental, que incluye una evaluación de impacto ambiental en la que se analizan los efectos sobre los ecosistemas marinos, la pesca, el tráfico marítimo y otros usos del mar. Después se solicitan las autorizaciones necesarias para construir y operar el parque que incluyen permisos de ocupación del lecho marino y conexión a la red eléctrica nacional. Una vez obtenidas todas las aprobaciones, puede iniciarse la fase de construcción, siempre bajo condiciones de seguimiento ambiental y con la obligación de presentar un plan de desmantelamiento al final de la vida útil del parque [60].

Capítulo 3. Análisis Económico

3.1 Introducción al modelo de costes

La eólica marina se encuentra en plena expansión a nivel global, con una trayectoria liderada principalmente por países europeos como Reino Unido, Dinamarca, Alemania y Países Bajos, que han desarrollado cadenas de suministro maduras y han conseguido reducir significativamente los costes de inversión y operación [5] [18]. Sin embargo, el análisis de viabilidad económica en mercados emergentes o en regiones donde la experiencia y los datos históricos son limitados, requiere enfoques que cubran la incertidumbre de este tipo de proyectos [69]. Un ejemplo interesante es el caso de Japón, un país con características geográficas y regulatorias diferentes, que en los últimos años ha apostado por el desarrollo de la eólica offshore para liderar su transición energética. Según el Ministerio de Economía, Comercio e Industria de Japón (METI) Japón dispone de la sexta mayor superficie marítima del mundo y de un potencial estimado superior a los 1.600 GW en energía eólica marina [84]. Sin embargo, a finales de 2019 apenas había instalado 0,2 GW y por ello el gobierno japonés fijó en 2020 el objetivo de alcanzar 10 GW de capacidad eólica marina para el año 2030 y entre 30 y 45 GW para 2040 [84].

Por otro lado, el coste nivelado de la energía (*Levelized Cost of Energy*, LCOE) de la eólica offshore en Japón era bastante elevado en ese momento, alrededor de 20 yenes/kWh, muy por encima del precio objetivo de 8-9 yenes/kWh [84]. Aquí nace la necesidad de reducir los costes de capital (CAPEX, por sus siglas en inglés: *Capital Expenditure*), que constituyen uno de los componentes principales del LCOE en proyectos de este tipo [15]. Kikuchi e Ishihara, dos investigadores de la Universidad de Tokio, plantean una alternativa para estimar el CAPEX en parques eólicos offshore de cimentación fija: un modelo probabilístico de costes basado en ingeniería, que responde a las limitaciones observadas en métodos previos [26]. Históricamente, el análisis de costes en este sector se ha realizado mediante modelos paramétricos, que emplean técnicas estadísticas (principalmente regresiones) sobre grandes bases de datos para estimar los costes en función de variables como la distancia a la costa o la profundidad del agua [85]. Estos modelos han sido ampliamente utilizados en Europa, especialmente en Reino Unido pionero de la energía eólica marina [5]. Sin embargo, estos modelos paramétricos tienen limitaciones cuando se aplican a países con escasa experiencia o disponibilidad de datos, como Japón. Además, no son capaces de reflejar la variabilidad asociada a condiciones geográficas, técnicas o logísticas del emplazamiento, ni permiten realizar un análisis detallado de la incertidumbre de cada componente del CAPEX.

Por ello, Kikuchi e Ishihara proponen un modelo de ingeniería probabilístico bottom-up, es decir, basado en la descomposición del proyecto en componentes físicos concretos (como turbinas, cimentaciones o cables) y la aplicación de funciones de costes a cada uno. Este modelo introduce la incertidumbre de los parámetros técnicos y económicos utilizando distribuciones normales, integra submodelos específicos, como uno para

estimar la longitud del cable de exportación en función de la configuración del parque y otro para definir el tamaño del buque de instalación en función de la potencia de las turbinas y está diseñado para adaptarse a las condiciones locales de cada proyecto, como la distancia a costa, la profundidad del mar o el número y tipo de aerogeneradores [26]. Así se logra reproducir tanto el valor medio como la desviación estándar del CAPEX total, lo cual lo convierte en una herramienta más precisa y realista que los enfoques deterministas o basados en promedios [26]. Además, el modelo responde a una carencia que se observa en estudios anteriores como The Crown Estate (2010) y ORE Catapult que propusieron escenarios de reducción de costes sin modelado estadístico riguroso [85] [86], Beiter et al. (2020) que aborda la incertidumbre de forma cualitativa desde el National Renewable Energy Laboratory (NREL, EE. UU.) [87] y Ioannou et al. (2018) y DELPHOS (2020) quienes realizan análisis financieros y multicriterio sin partir de un modelo técnico detallado ni aplicar simulaciones tipo Monte Carlo [88] [89].

3.1.1 Breve descripción del modelo probabilístico de costes de ingeniería (Kikuchi & Ishihara)

En este proyecto se va a utilizar el modelo probabilístico de costes de ingeniería que incorpora un enfoque de ingeniería ascendente (bottom-up) que permite representar de forma más precisa los componentes físicos y económicos de un parque eólico offshore, incluyendo la incertidumbre de cada parámetro técnico mediante el uso de distribuciones normales [26]. A diferencia de los modelos estadísticos que se basan en correlaciones entre costes y parámetros generales (como profundidad o distancia a costa) [88], el modelo utilizado se construye a partir de una descomposición técnica del proyecto en módulos funcionales y aplica funciones de coste específicas para cada uno de ellos, lo que lo convierte en una herramienta más adecuada para estudiar nuevos mercados donde aún no existe una base de datos amplia de proyectos previos, como es el caso de España [88] [26].

Este modelo ha sido validado utilizando datos de 30 parques eólicos marinos del Reino Unido y ha demostrado ser capaz de reproducir no solo el valor medio del CAPEX observado, sino también su desviación estándar, lo que aporta una mayor fiabilidad en la estimación de costes bajo condiciones de incertidumbre [85] [26]. Además, incorpora dos submodelos; uno para la estimación de la longitud del cable de exportación, calculado a partir de la configuración del parque y su distancia a la costa y otro para el dimensionamiento de buques de instalación, cuya capacidad se relaciona con la potencia nominal de los aerogeneradores empleados [26].

Estas mejoras metodológicas permiten reflejar la evolución observada en mercados consolidados como el británico, donde el CAPEX disminuyó a partir de 2014 gracias a la introducción de turbinas de mayor potencia y la optimización logística del proceso constructivo [88] [86]. En este TFG se va a aplicar dicho modelo como marco metodológico principal, adaptando sus parámetros a las condiciones técnicas estimadas para un parque eólico marino de cimentación fija hipotéticamente ubicado en la costa española [26].

3.1.2 Estructura general del CAPEX

El modelo agrupa el CAPEX total en tres bloques principales [26];

$$CAPEX = C_{D \& P} + C_{P \& A} + C_{I \& P}$$

Ecuación 3 - CAPEX total

donde:

- $C_{D \& P}$ (Desarrollo y Permisos): costes de desarrollo del proyecto, licencias, estudios técnicos y contingencias.
- $C_{P \& A}$ (Producción y Adquisición): adquisición de aerogeneradores, cimentaciones y sistema de transmisión eléctrica.
- $C_{I \& P}$ (Instalación y Puesta en Marcha): costes de instalación en mar, uso de buques, operaciones portuarias, seguros y puesta en servicio.

Cada uno de estos bloques está compuesto por submodelos funcionales, definidos a partir de relaciones físicas, económicas y logísticas [26] [88]. A continuación, se describen los aspectos técnicos clave del modelo:

a) Modelado de aerogeneradores

El coste de las turbinas se calcula en función de su potencia nominal. Según el modelo, el coste unitario disminuye con el aumento de tamaño de turbina hasta unos 6 MW, estabilizándose a partir de ahí. Esto refleja la ganancia de eficiencia por unidad de potencia cuando se utilizan turbinas más grandes [26].

b) Modelado de cimentaciones

El tipo de cimentación considerado es el monopilote, adecuado para profundidades menores a 40-50 metros. El coste se modela como una función cuadrática de la profundidad media del emplazamiento. El modelo adopta la fórmula desarrollada por Tempel (2006), modificada para reflejar los precios actuales del acero y otros materiales [90].

c) Sistema de transmisión eléctrica

El coste de los cables y subestaciones depende de:

- La longitud del cable de exportación (desde el parque hasta tierra).
- El número de turbinas y su distribución, que determina la longitud del cable array.
- La necesidad de subestación offshore y onshore, según el tamaño del parque y la distancia al punto de conexión.

Para estimar la longitud del cable de exportación, se un submodelo geométrico que relaciona la disposición del parque con la distancia a costa. Este submodelo permite una estimación más realista que el uso de promedios históricos [26].

d) Costes de instalación

Los costes de instalación se calculan como el producto del número de unidades a instalar, los días de operación requeridos y el coste diario de los buques (que incluye movilización, operación y combustible). Además, se introduce un “vessel size factor”, que relaciona el tamaño del buque necesario con la potencia nominal de las turbinas; cuanto mayor sea la turbina, más grande y costoso será el buque requerido. El modelo también incorpora costes portuarios, seguros durante la fase de instalación y contingencias específicas [26].

e) Tratamiento probabilístico

Todos los parámetros clave del modelo (profundidad, distancia a costa, número de turbinas, longitud de cables, costes unitarios, etc.) se modelan como variables aleatorias de distribución normal. El modelo utiliza sus valores medios y coeficientes de variación (CoV) para construir un conjunto de simulaciones Monte Carlo, con el fin de obtener la media esperada, desviación estándar y rango de incertidumbre del CAPEX total [90] [26].

Este enfoque probabilístico permite representar de forma realista la variabilidad técnica y económica de los proyectos, esencial para la evaluación de riesgos [90] [26].

3.2 Parámetros del caso base (inputs y outputs)

Los valores de entrada se seleccionan en función de características técnicas típicas de los emplazamientos considerados viables para la energía eólica marina en España y para ello se han considerado datos geográficos, tecnológicos y económicos actualizados [34] [91]. Además, como este modelo incorpora una evaluación de incertidumbre mediante simulación Monte Carlo, cada parámetro se va a definir no solo por su valor medio, sino también por su coeficiente de variación (CoV), para caracterizar la dispersión estadística de cada variable [26]. Para ello, se define un caso base representativo de un parque eólico marino de cimentación fija situado en una zona de alto potencial (ZAPER) de la costa norte española, según los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) publicados por el MITERD (2023) [34].

En la siguiente tabla se resumen los parámetros utilizados en el caso base con sus unidades, fuentes de referencia y CoV estimados. Estos datos se han obtenido de informes publicados por el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación [91], y de estudios de empresas líder del sector energético como Iberdrola [92]. Dado que España todavía no cuenta con proyectos activos de eólica marina, muchos de los datos numéricos necesarios para realizar el análisis de viabilidad económica no están todavía

disponibles por lo que para este estudio se ha recogido información de proyectos existentes en Reino Unido, informes internacionales como IRENA [15] y WindEurope [5] y estimaciones de datos en el contexto español [92] [34].

Parámetro	Símbolo	Valor base	Unidad	Coefficiente de variación (CoV)	Fuente de referencia
Profundidad media del emplazamiento	p_e	50	m	0,10	POEM (MITERD, 2023); Kikuchi & Ishihara (2023)
Distancia a la costa	d_costa	25	km	0,15	POEM (MITERD, 2023)
Potencia nominal por turbina	P_T	15	MW	0,05	BlueFloat, Iberdrola (proyectos piloto España, 2024)
Número de turbinas	N_T	33	unidades	0,10	Estimado: 500 MW / 15 MW
Longitud del cable de exportación	l_CE	35	km	0,08	Modelo geométrico Kikuchi & Ishihara
Coste turbina por MW	c_T	1.200.000	€/MW	0,10	NREL, IRENA, Crown Estate (ajuste precios europeos 2024)
Coste estructura soporte (monopilote)	c_CE	1.200	€/kW	0,12	Negro et al. (2021); Kikuchi & Ishihara
Coste cable de exportación	c_CE	700.000	€/km	0,10	REE, WindEurope, 4C Offshore
Coste subestación offshore	c_sub-off	50.000.000	€	0,15	IRENA (2022); Crown Estate
Coste cable array	c_CA	200.000	€/km	0,10	WindEurope, REE
Coste instalación por turbina	C_inst	1.000.000	€/unidad	0,10	Lacal-Arántegui et al. (2018); estimaciones MITECO

Costes portuarios/logísticos	C_port	250.000	€/unidad	0,10	Estimación basada en costes portuarios españoles
Costes permisos y desarrollo	C_P&D	3.000.000 + 80.000 × MW	€	0,20	Adaptación Crown Estate (2010); Kikuchi & Ishihara
Coste de financiación	C_fin	5 %	—	—	BCE (2023); condiciones típicas para renovables en Europa

Tabla 1 - Parámetros del caso base

Además, para garantizar mayor precisión y fiabilidad en el análisis se va a estudiar las incertidumbres asociadas a los parámetros técnicos y económicos. Para ello, en el apartado 3.6 se va a implementar una simulación de Monte Carlo donde cada uno de estos parámetros será modelado como una variable aleatoria normal, definida por su media y desviación estándar. Así se obtendrá no solo el valor medio del CAPEX total, sino también su rango de variabilidad y su sensibilidad a cada parámetro.

3.3 Costes de desarrollo y permisos

Para analizar la viabilidad económica de un parque eólico offshore, los costes de desarrollo y permisos se deben considerar ya que determinan la viabilidad legal, ambiental y administrativa del parque. Estos costes, que preceden a la construcción, son fundamentales para identificar los riesgos técnicos, ambientales y regulatorios del emplazamiento, y constituyen uno de los pilares del análisis económico temprano [15].

En este proyecto se propone estructurar el mencionado bloque de costes de la siguiente forma:

$$C_{D \& P} = C_{fijos} + C_{variables}$$

Ecuación 4 - Costes de desarrollo y permisos

Donde Cvariables se calcula a partir de la formula;

$$C_{variables} = c_{variable} \times Potencia\ Total\ (MW)$$

Ecuación 5 - Costes variables

Los costes fijos de desarrollo (Cfijos) incluyen:

- Coordinación general del proyecto
- Asistencia legal y técnica

- Gestión documental
- Consultorías y planificación

Los costes de estudios técnicos y ambientales (Cvariables) consideran:

- Estudios geofísicos, batimétricos, geotécnicos
- Estudios de impacto ambiental
- Evaluaciones de biodiversidad y migración marina
- Estudios meteorológicos y análisis de viento
- Prospecciones para caracterización del lecho marino [15]

Ya que no existen proyectos operativos en España con los datos exactos, para este proyecto se ha estimado el coste según proyectos existentes en Reino Unido. Según datos publicados por The Crown Estate y otras fuentes europeas como IRENA y WindEurope los costes fijos de administración para parques por encima de 300 MW son de **3.000.000 €** mientras que los costes de estudios técnicos y medioambientales ascienden a **80.000 €/MW** [85] [15] [5].

Para poder calcular los costes de estudios técnicos y ambientales es necesario primero estudiar las dimensiones y valores nominales del parque. Esta decisión se fundamenta en criterios técnicos, comerciales y metodológicos para garantizar la coherencia del modelo de análisis económico con la realidad del sector eólico marino actual en España y Europa [5].

Las turbinas de última generación disponibles comercialmente para aplicaciones offshore ya alcanzan y superan los 14 MW de potencia nominal, siendo el rango de 14–15 MW el más común en los nuevos desarrollos industriales [93]. Ejemplos representativos de turbinas son [93];

- Vestas V236-15.0 MW: turbina comercializada desde 2023, con rotor de 236 m y diseñada específicamente para parques offshore de gran escala.
- Siemens Gamesa SG 14-236 DD: turbina de 14–15 MW utilizada en los principales proyectos europeos.
- GE Haliade-X: con versiones comerciales de 14 y 15 MW, instalada en demostradores como Dogger Bank (UK).

Además, diversas iniciativas actuales en zonas identificadas como prioritarias por los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM) y la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina del MITERD (2021) proponen el uso de turbinas de entre 12 y 15 MW por unidad [19]. También se tiene en cuenta que las zonas ZAPER (Zonas de Alto Potencial para Energías Renovables) tienen profundidades y distancia a costa adecuadas para este rango de turbinas, optimizando el coste de soporte e instalación [19].

Otro factor a tener en cuenta es la compatibilidad con los límites de evacuación de potencia en España. Según las planificaciones de Red Eléctrica de España (REE), los nudos de evacuación disponibles para energía offshore de media escala (≥ 400 MW) ya están contemplados en zonas costeras como Galicia, Levante o Canarias, por lo que una capacidad de ≈ 500 MW resulta compatible con los escenarios técnicos de integración en la red [94].

Por lo que para una capacidad del parque de 500 MW con turbinas con una potencia nominal de 15 MW por aerogenerador se necesitarían 33 turbinas aproximadamente. El coste resultante para el número exacto de turbinas (implicaría 495 MW exactamente) y el coste total de desarrollo y permisos sería;

$$C_{variables} = 80.000 \times 495 = 39.600.000 \text{ €}$$

$$C_{D \& P} = 3.000.000 + 39.600.000 = 42.600.000 \text{ €}$$

El coste calculado representa aproximadamente entre el 4% y 6% del CAPEX total del proyecto [15]. Cabe destacar que, aunque no es el coste más alto, tiene una alta relevancia estratégica, ya que es necesario para desbloquear las fases de construcción y financiación. Además, en el contexto español, se prevé que estos costes puedan aumentar ligeramente en el corto plazo debido a la necesidad de estudios más exigentes en zonas poco caracterizadas como la plataforma continental cantábrica o demarcación canaria [19]. Por último, es recomendable considerar un margen adicional del 10% para contingencias asociadas a retrasos en trámites o requerimientos adicionales de la administración (MITERD, 2023) [19].

3.4 Costes de producción y adquisición

Este bloque constituye el núcleo del CAPEX de un parque eólico offshore. Aquí se agrupan los costes materiales de los principales componentes del sistema eléctrico y estructural del parque. En el modelo utilizado se divide en:

$$C_{P \& A} = C_{TW} + C_{CC} + C_{STA}$$

Ecuación 6 - Costes de producción y adquisición

donde:

- C_{TW} : coste de los aerogeneradores

El coste de los aerogeneradores incluye el coste de todos sus componentes como la torre, góndola, rotor (palas y buje), sistemas de control y conversión de energía. También tiene en cuenta equipos auxiliares como transformadores, sistemas de monitorización y control (SCADA) y el transporte hasta el puerto base. Este valor es de 1.200.000 €/MW basándose en estimaciones actuales del mercado europeo para turbinas offshore de gran capacidad (14–15 MW), considerando los aumentos recientes en los precios de materias primas y componentes [85] [15]. Según informes del sector, el coste de los

aerogeneradores representa aproximadamente el 35% del coste total de un parque eólico marino [15] [5]. Para este proyecto el coste a calcular sería;

$$C_{TW} = c_{TW} \times PT \times NT$$

Ecuación 7 - Coste de aerogeneradores

$$C_{TW} = 1.200.000 \times 15 \times 33 = 594.000.000 \text{ €}$$

- C_{CC} : coste de la cimentación o estructura soporte.

El coste de cimentación incluye la estructura de cimentación (monopilote de acero, transición torre-monopilote), las protecciones (revestimientos anticorrosión, sistemas de anclaje) y los servicios asociados (estudios geotécnicos, fabricación, transporte y ensamblaje). El valor que se considera en el proyecto es de 1.200.000 €/MW y se alinea con estimaciones del sector para cimentaciones fijas en parques eólicos marinos [85] [5]. Según datos del sector, la cimentación representa aproximadamente el 16% del coste total de un parque eólico marino [5]. El cálculo que realizar es el siguiente:

$$C_{CC} = c_{CC} \times PT \times NT$$

Ecuación 8 - Coste de cimentaciones

$$C_{CC} = 1.200.000 \times 15 \times 33 = 594.000.000 \text{ €}$$

- C_{STA} : coste del sistema de transmisión de potencia.

Los factores que se deben tener en cuenta son el cable de exportación que considera la conexión desde la subestación offshore hasta tierra firme, la transformación y control de la energía generada, y el cableado array interno que conecta los aerogeneradores y la subestación offshore. A continuación, se calculan los costes teniendo en cuenta la potencia nominal de los aerogeneradores considerada para el proyecto.

1. Cable de exportación: longitud estimada de 35 km y coste considerado 700.000 €/km [86].

$$C_{CE} = 700.000 \times 35 = 24.500.000 \text{ €}$$

2. Subestación offshore [86]:

$$C_{sub-off} = 50.000.000 \text{ €}$$

3. Cableado array interno: longitud estimada es de 0,5 km por turbina \times 33 turbinas = 16,5 km [86].

$$C_{CA} = 200.000 \times 16.5 = 3.300.000 \text{ €}$$

El coste total del sistema de transmisión sería

$$C_{STA} = 24.500.000 + 50.000.000 + 3.300.000 = 77.800.000 \text{ €}.$$

Por lo que el coste total a considerar sería;

$$C_{P\&A} = 594.000.000 + 594.000.00 + 77.800.000 = 1.265.800.000\text{€}$$

3.5 Coste de instalación y puesta en marcha

El último bloque agrupa todos los costes asociados a la instalación de los componentes principales del parque eólico offshore, así como la logística, seguros, y gastos asociados a la puesta en servicio. Resulta una parte fundamental dentro del análisis económico ya que representan una parte significativa del CAPEX y dependen en gran medida de las condiciones técnicas del emplazamiento, como la profundidad, el tamaño del parque y la distancia a la costa [15] [5].

Para calcular el coste de instalación y puesta en marcha se adopta la siguiente expresión;

$$C_{I\&P} = C_{inst} + C_{seguros} + C_{portuario}$$

Ecuación 9 - Coste de instalación y puesta en marcha

Donde:

- C_{inst} : costes de instalación de turbinas y cimentaciones en mar abierto.

El coste de instalación se estima como el producto del número de turbinas por el coste unitario de instalación por unidad.

Según Luis Lacal-Aránzategui, un investigador español especializado en energía eólica que ha trabajado para la Comisión Europea, especialmente en el Joint Research Centre (JRC), se estima un coste medio de instalación de 1.000.000 € por turbina offshore de gran tamaño [95]. Aplicándose a 33 turbinas sería un coste de 33.000.000 €.

- $C_{seguros}$: seguros contratados durante la fase de construcción.

Durante la fase de instalación, los parques eólicos offshore requieren la contratación de seguros específicos para cubrir riesgos asociados al transporte marítimo, climatología adversa, accidentes técnicos y responsabilidades legales. Según IRENA (2022) y WindEurope, estos costes pueden representar entre el 2 % y 3 % del valor de los componentes instalados [15] [5]. Para este estudio, se adopta un valor conservador del 2 % aplicado al coste combinado de turbinas, cimentaciones y sistema eléctrico:

$$C_{seguros} = 0,02 \times (C_{TW} + C_{CC} + C_{STA}) = 0,02 \times 1.265.800.000\text{€} = 25.316.000\text{€}.$$

- $C_{portuario}$: costes logísticos asociados a operaciones en puerto, manipulación y almacenamiento.

Incluyen el uso de infraestructura portuaria para la recepción de componentes, el ensamblaje previo en tierra y la carga a los buques de transporte e instalación. Se estima un coste logístico de 250.000 € por turbina, de acuerdo con datos del MITERD y costes operativos reales de puertos españoles como Ferrol o Bilbao [22] [96]. Por lo que para un parque de 33 turbinas sería un coste de 8.250.000 €.

Sumando todos los anteriores, el coste total de instalación y puesta en marcha sería;

$$C_{I \& C} = 33.000.000\text{€} + 8.250.000\text{€} + 25.316.000\text{€} = 66.566.000\text{€}.$$

3.6 Evaluación de la incertidumbre

En este apartado se analiza en profundidad la incertidumbre inherente al modelo de costes aplicado en este estudio, adaptada a las condiciones específicas de un proyecto ubicado en aguas españolas. La incertidumbre se aborda mediante una simulación Monte Carlo, una herramienta estadística que permite evaluar cómo la variabilidad de los parámetros técnicos y económicos afecta al coste total de inversión (CAPEX). A diferencia de un análisis determinista que entrega un único resultado, este enfoque permite estimar un rango de resultados posibles, incluyendo medidas como la media, la desviación estándar y los percentiles, lo que proporciona una visión mucho más realista y completa sobre la viabilidad económica del proyecto.

3.6.1 Modelado de parámetros de distribuciones normales

Cada parámetro técnico y económico del modelo (como la profundidad media, la distancia a costa, el número de turbinas o los costes unitarios de componentes clave) se ha considerado como una variable aleatoria que sigue una distribución normal. Con esta aproximación se ha podido capturar las fluctuaciones e incertidumbres inherentes al diseño y construcción de un parque eólico offshore. Matemáticamente, cada parámetro se modela como:

$$X_i \sim N(\mu_i, \sigma_i) \text{ donde } \sigma_i = CoV_i \times \mu_i$$

Donde μ_i representa el valor medio del parámetro y σ_i es la desviación estándar, calculada a partir del coeficiente de variación (CoV). Gracias a este enfoque estadístico se puede integrar la incertidumbre directamente en los cálculos del CAPEX, mejorando la capacidad del modelo para representar un escenario lo más realista posible.

3.6.2 Coeficientes de variación usados

Los coeficientes de variación utilizados para cada parámetro se han recopilado a partir de fuentes oficiales y documentos técnicos de referencia internacional como los elaborados por IRENA, WindEurope, REE, The Crown Estate o el propio estudio de Kikuchi e Ishihara (2023). En la tabla 3.1 se han recopilado todos los datos que se van a utilizar en la simulación.

3.6.3 Simulación Monte Carlo

Para cuantificar la incertidumbre, se ha realizado una simulación de Monte Carlo utilizando el software @RISK en Excel, con un total de 10.000 iteraciones. En cada iteración, los valores de entrada se generan aleatoriamente según sus distribuciones normales y se calcula el CAPEX total del proyecto. Este proceso genera una distribución de probabilidad del CAPEX, a partir de la cual se extraen estadísticas como la media, desviación típica, y percentiles clave.

Este enfoque permite observar no solo cuál sería el coste más probable del proyecto, sino también los escenarios más optimistas, lo que proporciona un marco de análisis más robusto para la toma de decisiones. El histograma resultante muestra la distribución de probabilidad del CAPEX total estimado.

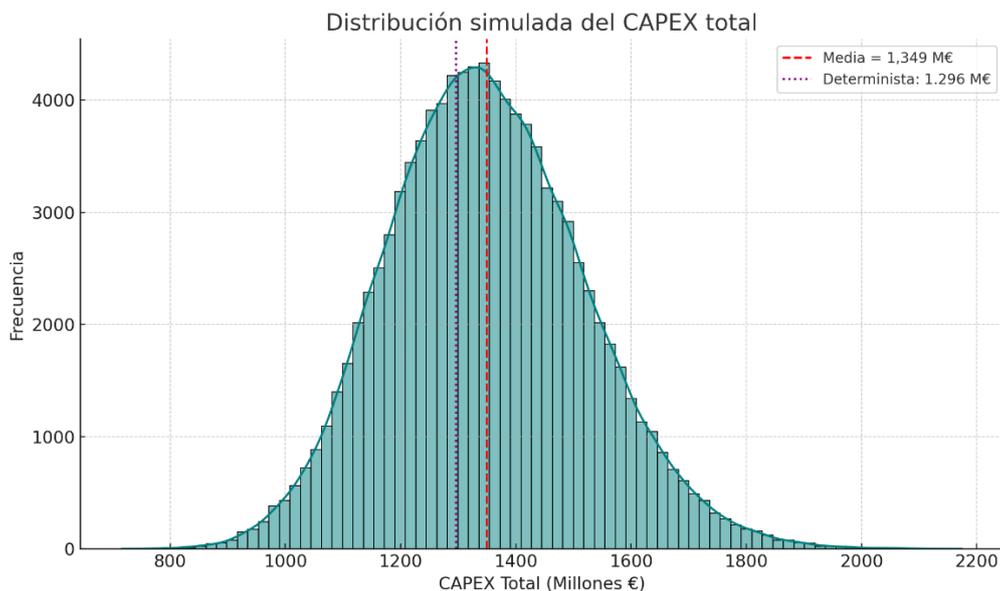


Ilustración 11 - Distribución CAPEX total simulado. Fuente: elaboración propia

La media del CAPEX se sitúa en aproximadamente 1.349.000.000 €, con una desviación estándar de 170.000.000 €. Los percentiles P10, P50 (mediana) y P90 son de 1.160.000.000 €, 1.342.000.000 € y 1.550.000.000 €, respectivamente. Esto significa que, en un 80 % de los escenarios, el CAPEX total del proyecto estaría entre aproximadamente 1.160 y 1.550 millones de euros, con un valor central estimado de 1.349 millones de euros.

Además, se ha realizado un análisis de sensibilidad para identificar los parámetros que más influyen en el valor del CAPEX total.

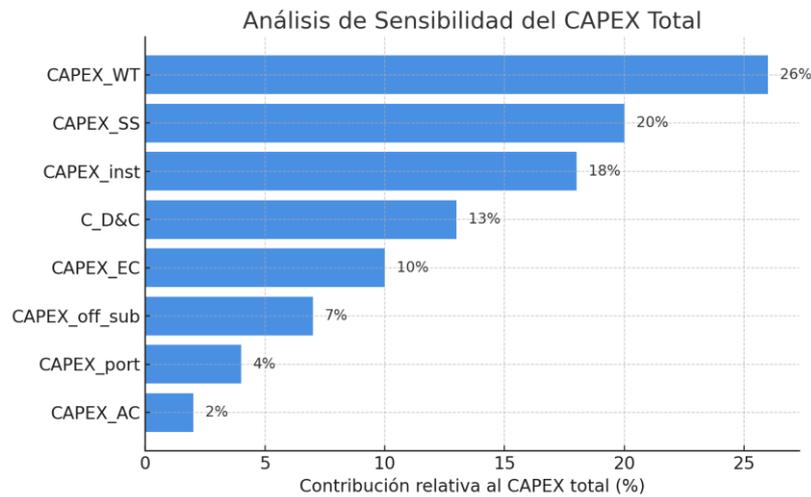


Ilustración 12 - Análisis de sensibilidad del CAPEX total. Fuente: Elaboración propia

El gráfico muestra la contribución relativa (%) de cada componente del CAPEX a la variabilidad total del coste de inversión. La interpretación de los resultados obtenidos es la siguiente:

- El coste de turbinas es el factor más influyente, ya que pequeñas variaciones en su precio impactan significativamente en el coste total del proyecto ($\approx 26\%$).
- Las estructuras de soporte (monopilotes) y la fase de instalación también tienen una repercusión considerable, con contribuciones del 20% y 18% respectivamente, ya que dependen de condiciones como la profundidad, la disponibilidad de buques y la logística.
- Los costes administrativos, a pesar de ser más previsibles, son relevantes debido a su componente variable por megavatio ($\approx 12\%$).
- El impacto de elementos secundarios, como los cables de exportación, el cableado array y la logística portuaria, es más bajo en términos relativos, pero no despreciable en escenarios con incertidumbre elevada.

Con este análisis se prioriza qué componentes son más críticos a la hora de negociar contratos, gestionar riesgos y aplicar estrategias de reducción de costes en proyectos reales para tener mayor rentabilidad económica.

3.7 Resumen del CAPEX total

Finalmente, tras el cálculo detallado de todos los componentes del CAPEX a lo largo de este capítulo, se ha elaborado una tabla que presenta el desglose de costes por bloques: desarrollo y permisos, producción y adquisición, e instalación y puesta en marcha. Esta tabla recoge el coste estimado de cada bloque, junto con su porcentaje relativo sobre el coste total del proyecto, permitiendo visualizar el peso específico de cada elemento en el conjunto de la inversión. Es importante destacar que esta estimación corresponde a un análisis determinista, es decir, no incorpora todavía la incertidumbre asociada a la variabilidad técnica y económica de los parámetros. Por tanto, el valor final mostrado en

esta tabla representa un escenario base de referencia, lo que es útil para interpretar los resultados obtenidos mediante la simulación probabilística.

Bloque	Elemento	Fórmula / Descripción	Coste (€)	% CAPEX	Coste y CAPEX total
<i>Desarrollo y Permisos</i>	Costes Fijos	Estimación internacional >300 MW	3.000.000	0,24 %	42.600.000 (3.39 %)
	Estudios técnicos y ambientales	80.000 €/MW × 495 MW	39.600.000	3,15 %	
<i>Producción y Adquisición</i>	Aerogeneradores (33 × 15 MW × 1.200.000 €/MW)	1.200.000 × 15 × 33	594.000.000	47,23 %	1.212.500.000 (96.38%)
	Cimentación (33 × 15 MW × 1.200.000 €/MW)	1.200.000 × 15 × 33	594.000.000	47,23 %	
	Cable exportación	700.000 €/km × 35 km		1,95 %	
	Subestación offshore	Valor estimado por proyecto tipo	50.000.000	3,98 %	
	Cableado interno array	200.000 €/km × 16,5 km	3.300.000	0,26 %	
<i>Instalación y Puesta en Marcha</i>	Instalación de turbinas (33 × 1.000.000 €)	1.000.000 × 33	33.000.000	2,62 %	41.250.000 (3.27 %)
	Costes portuarios/logísticos (33 × 250.000 €)	250.000 × 33	8.250.000	0,66 %	
					1.296.350.000 (100 %)

Tabla 2 - Resumen de costes totales modelo determinista

Una vez estimado el CAPEX total mediante valores medios deterministas, se ha procedido a incorporar la incertidumbre asociada a cada uno de los parámetros técnicos y económicos. Para ello, se ha utilizado una simulación de Monte Carlo con 10.000 iteraciones como se ha explicado en el apartado 3.6. Esta estimación probabilística ofrece una visión más realista y robusta para la toma de decisiones estratégicas como es la de viabilidad de un parque eólico offshore, ya que tiene en cuenta la variabilidad inherente a las condiciones técnicas y económicas del proyecto. La tabla correspondiente es la siguiente.

Bloque	Coste medio estimado con incertidumbre (€)	% CAPEX medio total
Desarrollo y Permisos	65.000.000	4,80 %
Producción y Adquisición	1.090.000.000 €	80,8 %
Instalación y Puesta en Marcha	194.000.000 €	14,4 %
CAPEX total estimado (μ)	1.349.000.000 €	100 %
Desviación estándar (σ)	170.000.000 €	
P10 - P90 (rango 80%)	[1.160.000.000 € - 1.550.000.000 €]	

Tabla 3 - Resumen de costes del modelo probabilístico

Como resultado de este enfoque, el valor medio del CAPEX obtenido ha sido de aproximadamente 1.349.000.000 €, con una desviación estándar de 170.000.000 €. Los percentiles P10 y P90 de la distribución son de 1.160.000.000 € y 1.550.000.000 €, respectivamente, lo que indica que en el 80 % de los escenarios simulados, el coste total de inversión del proyecto se sitúa dentro de ese rango.

Como se observa, el valor del CAPEX estimado sin considerar incertidumbre asciende a 1.296.350.000 €, resultado de la suma directa de todos los componentes de coste definidos previamente. Este valor proporciona una primera aproximación al esfuerzo económico necesario para desarrollar el proyecto bajo unas condiciones técnicas medias. Sin embargo, al aplicar la simulación Monte Carlo considerando la incertidumbre de los parámetros de entrada se obtiene un CAPEX medio ajustado de 1.349.000.000 €, con un intervalo de confianza que abarca desde aproximadamente 1.160 a 1.550 millones de euros.

Esta diferencia aparente se debe a que el análisis determinista parte de valores medios concretos, mientras que la simulación estadística modela la dispersión esperada y refleja el impacto acumulado de la variabilidad de los parámetros. El valor del CAPEX calculado con el modelo determinista es útil para estimar el coste bajo unas hipótesis fijas en el contexto actual en España, y por lo tanto proporciona una referencia directa. No obstante, este modelo no considera la variabilidad de los escenarios, por eso se ha estudiado también el CAPEX estimado con el modelo probabilístico. El segundo enfoque es esencial para entender el riesgo, la sensibilidad y el rango de inversión posible. Ambos modelos aportan una visión más completa para la planificación financiera, la toma de decisiones y la evaluación de los riesgos asociados al desarrollo de un parque eólico marino en España.

En cuanto al análisis de sensibilidad, se observa que el coste unitario de los aerogeneradores representa la variable con mayor peso relativo, dado que constituye el componente más elevado dentro del total del CAPEX y muestra una alta sensibilidad ante pequeñas fluctuaciones de precio. En segundo lugar, los elementos que más contribuyen a la incertidumbre global son el coste de cimentación y el coste de instalación de turbinas, ambos directamente condicionados por factores geotécnicos y logísticos, como la profundidad media del emplazamiento, la disponibilidad de buques especializados y la distancia a costa. También se identifican otros factores con

influencia moderada, como los costes de la subestación offshore y los costes administrativos y de desarrollo, que, aunque no son los más altos en términos absolutos, sí presentan una sensibilidad significativa debido a su dependencia directa de la potencia total instalada. Por el contrario, elementos como el cableado array y los costes portuarios o logísticos muestran un impacto más reducido sobre la variabilidad total del CAPEX, lo que permite clasificarlos como factores de riesgo bajo en la planificación económica del proyecto.

Este análisis permite priorizar en qué parámetros se deben enfocar los esfuerzos de reducción de incertidumbre, ya sea mediante estudios técnicos más detallados, acuerdos contractuales fijos o estrategias de mitigación de riesgos financieros. Además, facilita la toma de decisiones más informadas en fases tempranas del desarrollo del proyecto, contribuyendo a mejorar su viabilidad económica y financiera.

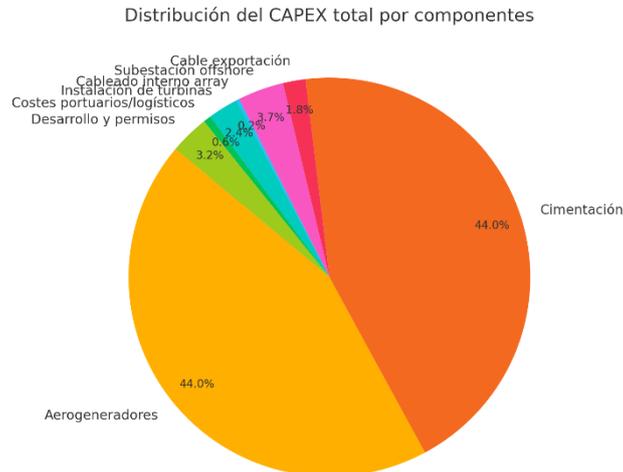


Ilustración 13 - Distribución del CAPEX. Fuente: Elaboración propia

En este análisis de viabilidad, para analizar diferentes escenarios con diferentes hipótesis y consolidar las hipótesis realizadas se van a considerar cuatro escenarios con hipótesis diferentes. El escenario *optimista* se va a considerar que tiene unas condiciones logísticas más favorables, así como unas mejores condiciones del terreno, por ello se va a considerar una reducción del 25% del valor del CAPEX obtenido. El otro escenario a considerar va a ser el escenario *pesimista* que va a tener mayores costes por retrasos, falta de capacidad por astilleros y encarecimiento de materias primas, por ello se va a considerar un aumento del 35% del valor del CAPEX para el escenario pesimista. Finalmente, los otros dos escenarios van a ser el *realista*, que es el que mantiene el mismo valor del CAPEX calculado, y el escenario *muy realista* que es igual que el *realista* pero considera gastos extraordinarios y ingresos extraordinarios por la venta del 50% del parque.

3.8 Desglose de costes

3.8.1 OPEX anual estimado: gastos de operación y mantenimiento aplicados al parque

En el mundo financiero el OPEX (Operating Expenditure) representa los gastos recurrentes necesarios para operar un activo o negocio durante su ciclo de vida [24]. A diferencia del CAPEX (Capital Expenditure), que se refiere a la inversión inicial en activos fijos o de largo plazo, el OPEX se contabiliza como gasto operativo que afecta directamente al flujo de caja anual de una empresa [24] [95]. Este tipo de coste se aplica en todos los sectores productivos: en la industria, incluye gastos como mantenimiento de maquinaria, energía y consumibles; en el sector servicios, abarca personal, infraestructura y licencias; y en el mundo energético, representa todos los costes vinculados al funcionamiento diario de las instalaciones [95]. Desde el punto de vista contable y estratégico, el OPEX es clave para evaluar la eficiencia operativa de un activo, influir en su rentabilidad neta y determinar el break-even de un proyecto, además de afectar a la EBITDA (beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones), uno de los indicadores más utilizados en valoración de empresas e infraestructuras [24].

En el sector eólico offshore, el OPEX tiene un papel especialmente relevante en la etapa de explotación comercial del parque. Tras finalizar la construcción y la puesta en marcha, las empresas promotoras comienzan a operar la planta y vender la electricidad generada en el mercado eléctrico. En este punto, el parque entra en competencia directa con otras tecnologías energéticas y su rentabilidad depende de que los ingresos (€/MWh) superen los costes operativos. La mayoría de los proyectos offshore acceden al mercado eléctrico mediante mecanismos como subastas de capacidad renovable o PPA (Power Purchase Agreements) a largo plazo [22]. En el caso español, la Hoja de Ruta para la Eólica Marina [22] contempla subastas específicas offshore a partir de 2025, donde empresas como Iberdrola, Ocean Winds o BlueFloat Energy competirán por la potencia instalada [22]. Por eso, estimar el OPEX permite ofrecer precios más competitivos en las subastas, garantizando márgenes económicos suficientes durante toda su vida útil [22]. Además, en otros mercados como Reino Unido, Dinamarca o Países Bajos, se ha conseguido reducir el OPEX gracias a economías de escala, digitalización y mayor experiencia operativa, situándolo por debajo de 70.000 €/MW/año en algunos casos, según WindEurope (2023) [5] [97].

Teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado europeo, la falta de experiencia operativa en el caso de España y el tamaño del parque estudiado, para este estudio se ha considerado por estimación propia un valor del OPEX de 80.000 €/MW/año [5].

El OPEX anual se calcularía con la siguiente fórmula;

$$OPEX \text{ anual} = 80.000 \frac{\text{€/MW}}{\text{año}} \times 500 \text{ MW} = 40.000.000 \text{ €/año}$$

El OPEX tiene en cuenta los siguientes factores:

- Mantenimiento correctivo y preventivo de aerogeneradores y subestaciones.
- Contratación de embarcaciones especializadas para inspecciones y reparación.
- Sistema SCADA y telemetría.
- Gestión y administración operativa.
- Seguros durante la operación.
- Costes logísticos y de acceso portuario periódico [5] [97].

En un escenario suponiendo que los costes se mantienen constantes durante toda la vida útil del parque, el coste acumulado se estima multiplicando el OPEX anual por los 25 años de operación:

$$OPEX = 40.000.000 \frac{\text{€}}{\text{año}} \times 25 \text{ años} = 1.000.000.000 \text{ €/año}$$

Este valor representa una parte muy significativa del coste total del parque, llegando a suponer hasta el 56 % del coste global acumulado si no se actualizan los flujos con el valor temporal del dinero [5].

Dado que los flujos futuros no tienen el mismo valor que los presentes, es más realista aplicar una tasa de descuento para obtener el valor presente del OPEX. Para el escenario realista se va a considerar una tasa de descuento del 5%, con la que se utiliza la fórmula del valor presente de una anualidad constante [98]:

$$OPEX \text{ realista} = OPEX \text{ anual} \times \frac{1 - (1 + r)^{-n}}{r}$$

Ecuación 10 - OPEX

Dónde $r = 0.05$ y $n = 25$ años. El valor obtenido sería;

$$OPEX \text{ realista} = 40.000.000 \times \frac{1 - (1 + 0.05)^{-25}}{0.05} = 564.000.000 \text{ €}$$

Este valor es más realista ya que representa cuánto habría que invertir hoy para cubrir todos los costes operativos durante 25 años.

También se ha calculado el valor del OPEX en otros dos escenarios; *optimista* y *pesimista*, ya explicados anteriormente. El OPEX anual también cambia según el escenario considerado ya que en un escenario *optimista* los costes se reducirían al ser más eficiente el parque, y para el escenario *pesimista* aumentarían ya que consideraría más fallos y reparaciones. Por otro lado, la tasa de descuento que refleja el coste de

oportunidad del capital y el riesgo percibido del proyecto también varía. Aunque no varía bruscamente de un año a otro, sí puede verse afectada por cambios en las condiciones de financiación, en la política monetaria o en la percepción del riesgo. Por ello, es importante contemplar diferentes escenarios que consideren diferentes variaciones a lo largo del horizonte de vida del proyecto.

Calculando el OPEX traído al valor presente con una variación del -10% para el caso *optimista* y un aumento del 20% de los costes para el escenario *pesimista*, y considerando tasas de descuento del 6 % y del 4 %;

$$OPEX_{\text{pesimista}} = 48.000.000 \times \frac{1 - (1 + 0.06)^{-25}}{0.06} = 613.601.096 \text{ €}$$

$$OPEX_{\text{optimista}} = 36.000.000 \times \frac{1 - (1 + 0.04)^{-25}}{0.04} = 562.3994.878 \text{ €}$$

Si se desglosa el OPEX en cuatro grandes bloques de costes típicos de operación y mantenimiento para parques eólicos offshore, considerando estimaciones de IRENA, WindEurope y otros estudios de ORE Catapult, el gráfico obtenido por estimación propia aproximada es el siguiente [5] [97] [99]:

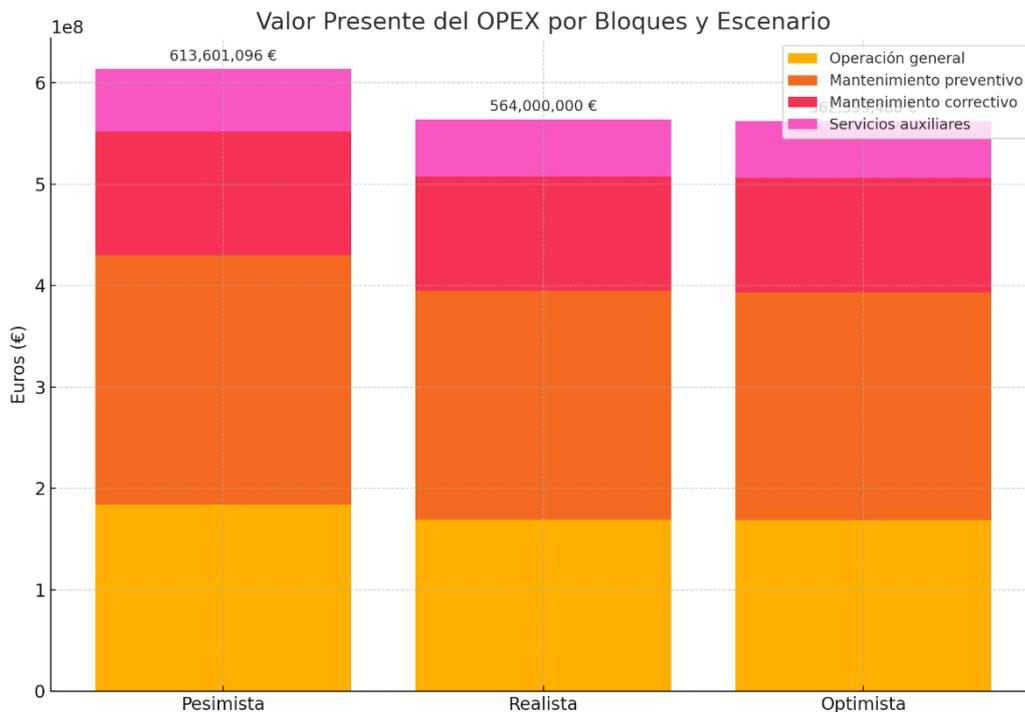


Ilustración 14 - Desglose del OPEX por bloques. Fuente: elaboración propia.

Nos muestra que costes son los más influyentes y como varían conforme pasa el tiempo [15].

Otro factor clave a considerar en el OPEX son los gastos extraordinarios que pueden surgir en cada año. Normalmente surgen a partir de los diez años y suelen ser gastos de fallos de aerogeneradores, reemplazo de palas, generadores o actualizaciones tecnológicas [97] [99]. En el análisis realizado se ha considerado un valor constante anual que incluye mantenimiento preventivo, correctivo ordinario, operación y gestión, seguros y monitorización [97]. Sin embargo, a lo largo de la vida útil del parque, pueden producirse gastos debidos a averías, reemplazo de palas o generadores, generadores, o actualizaciones tecnológicas que alteran el valor del OPEX. Para ello se ha supuesto el escenario *muy realista* que va a considerar posibles gastos extraordinarios [97] [98] y la venta del 50% del parque al valor del VAN. Los flujos de caja serían los siguiente solo para este escenario *muy realista*.

Año	Ingreso (€)	OPEX Ordinario (€)	OPEX Extra (€)	Desmantelamiento (€)	Ingreso Venta (€)	Flujo Neto (€)
0	0	0	0	0	0	-1.296.350.000 (CAPEX)
1	118.260.000	40.000.000	0	0	0	+78.260.000
2	118.260.000	40.000.000	0	0	0	+78.260.000
3	118.260.000	40.000.000	0	0	0	+78.260.000
4	118.260.000	40.000.000	0	0	0	+78.260.000
5	118.260.000	40.000.000	0	0	240.000.000	+318.260.000
6	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
7	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
8	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
9	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
10	59.130.000	20.000.000	3.000.000	0	0	+36.130.000
11	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
12	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
13	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
14	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
15	59.130.000	20.000.000	1.500.000	0	0	+37.630.000
16	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
17	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
18	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000

Año	Ingreso (€)	OPEX Ordinario (€)	OPEX Extra (€)	Desmantelamiento (€)	Ingreso Venta (€)	Flujo Neto (€)
19	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
20	59.130.000	20.000.000	750.000	0	0	+38.380.000
21	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
22	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
23	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
24	59.130.000	20.000.000	0	0	0	+39.130.000
25	59.130.000	20.000.000	0	-45.372.250	0	-6.242.250

Tabla 4 – Flujos de caja del escenario muy realista

En la tabla el ingreso extraordinario se debe a la venta de la electricidad al precio de 60 €/MWh para el parque de 500 MW considerando las 8.760 horas del año y el factor de capacidad de 0,45. Por todo ello hay un ingreso anual de 118.260.000€/año que se reduce al 50% a partir del año 6 por vender el 50% del parque. Es importante también destacar que en el año 5 hay un ingreso por la venta del parque que se vende el 50% del parque al valor presente neto del 100% de los flujos futuros desde año 6 al 25, descontados al 5% (tasa de descuento), que resultan ser 480 millones de euros. Con la venta del 50% del parque en el año 5 se espera que el VAN aumente, porque al recibir un ingreso extraordinario anticipado se reduce mucho el efecto del descuento sobre los flujos futuros. Al percibir parte del dinero antes, también sube la TIR y se acorta el periodo de recuperación de la inversión. Sin embargo, la liquidez del parque en los años siguientes disminuye, ya que los ingresos anuales pasan a ser la mitad y se renuncia a una parte de los beneficios futuros. Esta estrategia es frecuente para reducir riesgos financieros y asegurar capital de forma temprana, pero también implica menor capacidad de generar rentabilidad a largo plazo si los precios de la electricidad suben.

3.8.2 DECEX estimado: costes de desmantelamiento

El DECEX (Decommissioning Expenditure) representa el conjunto de costes asociados al desmantelamiento de un activo al final de su vida útil [24]. En el ámbito financiero este concepto se engloba dentro de las futuras obligaciones, y se considera esencial en sectores de la energía, petróleo, minería o infraestructuras, donde los activos tienen una huella ambiental significativa [100]. El DECEX se incluye dentro de los modelos de flujo de caja para calcular indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR), ya que afecta al desembolso final del proyecto. Además, según la normativa contable internacional (IFRS 16) y los criterios de sostenibilidad ESG, muchas empresas están obligadas a prever y calcular estos costes al iniciar el proyecto [101]. Para garantizar que al final del ciclo de vida del activo se dispondrá de recursos suficientes para restaurar el entorno y desmantelar los equipos conforme a la regulación vigente, es muy importante considerarlo correctamente [102].

En el caso de los parques eólicos offshore, el DECEX incluye costes como el desmontaje de aerogeneradores, cimentaciones, subestaciones, cables marinos, la gestión de residuos, reciclaje de materiales y restauración ambiental del fondo marino [80]. Aunque su peso económico es menor en comparación con el CAPEX u OPEX, es muy importante en el ámbito técnico y regulatorio [101]. En Europa, la legislación obliga a los promotores a garantizar un plan de desmantelamiento antes de comenzar la construcción, incluyendo garantías económicas como avales y fondos bloqueados para cubrir futuros costes [80] [5]. Las autoridades exigen un plan para conceder los permisos de explotación marítima, lo cual convierte el DECEX en un requisito desde el principio del proyecto [80]. Además, el diseño técnico del parque (tipo de cimentación, acceso a puerto, materiales reciclables) influye directamente en el coste de desmantelamiento, por lo que también es un parámetro que condiciona las decisiones de ingeniería.

En países que ya cuentan con esta tecnología desde hace años, como Reino Unido, Dinamarca o Países Bajos, los valores medios del DECEX se han estimado entre un 2 % y 5 % del CAPEX inicial [103]. Según The Crown Estate (2020), el coste medio de desmantelamiento de un parque offshore británico oscila entre 70.000 y 120.000 €/MW, dependiendo de la profundidad, tipo de estructura y tamaño del parque [103]. Estas cifras sirven como referencia para nuevos mercados como España, donde todavía no se han desmantelado parques, pero donde ya se están definiendo las condiciones técnicas de los proyectos offshore. En consecuencia, organismos clave como WindEurope y IRENA recomiendan que el DECEX se incluya explícitamente en los análisis de viabilidad desde el inicio, para evitar que se subestimen sus efectos en la rentabilidad futura del proyecto [24].

En este trabajo, se ha adoptado un valor del 3,5 % sobre el CAPEX medio probabilístico como estimación del coste de desmantelamiento del parque eólico offshore. Este valor se ha estimado según recomendaciones internacionales y proyectos similares en Europa. Aplicando este porcentaje al CAPEX medio probabilístico obtenido previamente, el valor estimado del DECEX sin inflación es:

$$DECEX_{realista} = 0.035 \times CAPEX = 0.035 \times 1.296.350.000 = 45.372.250 \text{ €}$$

Ecuación 11 - DECEX en función del CAPEX

Considerando una tasa de descuento del 5%, podríamos actualizarlo a valor presente descontando el coste que ocurrirá en el año 25 del proyecto siguiendo la siguiente fórmula.

$$DECEX_{VP} = \frac{DECEX}{(1+r)^{25}} \text{ con } r = 0.05$$

Ecuación 12 - DECEX

Calculándolo para nuestro caso;

$$DECEX_{realista} = \frac{45.372.250}{(1+0.05)^{25}} \approx 13.395.000 \text{ €}$$

Este es el valor del DECEX para el escenario *realista* y también para el *muy realista* ya que El DECEX no depende de si vendes parte del activo, sino de cuánto cuesta desmontar todo el parque por lo que es idéntico para ambos escenarios. Los flujos de caja se expresan en euros constantes pero si se aplican tasas de descuento diferentes en cada escenario para reflejar los distintos niveles de riesgo. Se han considerado diferentes escenarios de inversión (*optimista, realista y pesimista*) en los que el CAPEX varía en función del riesgo de sobrecostes y retrasos durante la fase de construcción. En el escenario *optimista* se asumen mejores condiciones de contratación, logística y precios de materiales, mientras que en el escenario *pesimista* se contempla un aumento de costes derivado de potenciales incidencias técnicas, retrasos y encarecimiento de suministros. Por ello se ha considerado una reducción del 25% del valor del CAPEX obtenido por el modelo determinista para el escenario *optimista* y un aumento del 35% para el *pesimista*, el valor del DECEX sería;

$$DECEX_{pesimista} = 0.035 \times (1.296.350.000 \times (1 + 0,35)) = 61.217.537,5€$$

$$DECEX_{optimista} = 0.035 \times (1.296.350.000 \times (1 - 0,25)) = 34.029.187,5€$$

$$DECEX_{pesimista VP} = \frac{61.217.537,5}{(1 + 0.06)^{25}} \approx 14.262.000€$$

$$DECEX_{optimista VP} = \frac{34.029.187,5}{(1 + 0.04)^{25}} \approx 12.773.000€$$

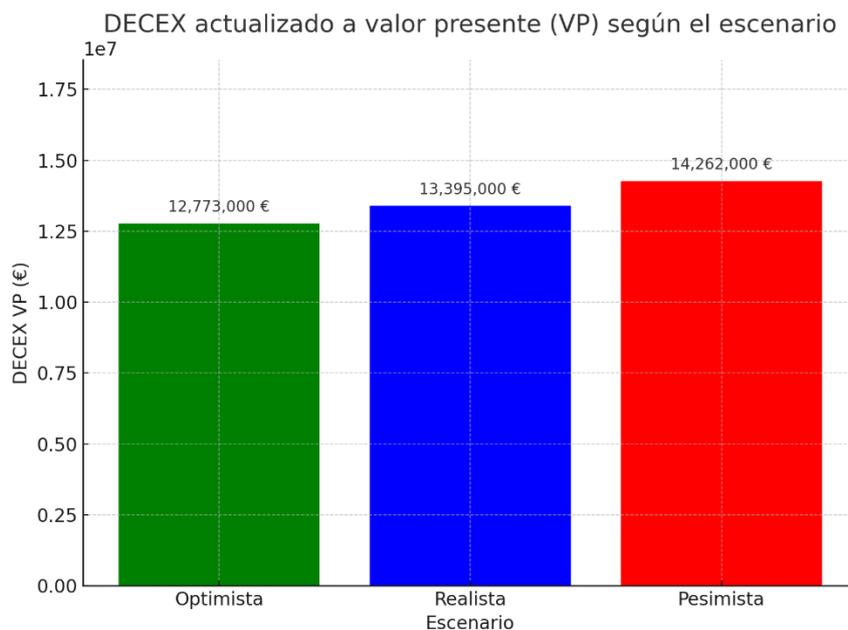


Ilustración 15 - Comparativa del DECEX. Fuente: elaboración propia.

Este valor incluye el desmontaje de los 33 aerogeneradores, la retirada de cimentaciones monopilote, la extracción de cables array y de exportación, el desmontaje de

subestación offshore, el transporte de los residuos a puerto y su tratamiento final [103]. Aunque es posible que una parte de los materiales sea reciclada o reutilizada como se suele hacer con las torres de acero y los transformadores, no se han descontado estos ingresos para mantener una estimación más realista [24].

La incorporación del DECEX permite cerrar el ciclo económico del proyecto, asegurando que su viabilidad financiera considera no solo la etapa de construcción y operación, sino también su fase final [101]. Además, es necesario para atraer financiación y poder cumplir con la normativa medioambiental [100] [80]. El valor del DECEX afecta al cálculo del VAN, ya que representa una salida de caja significativa en el último año del proyecto (año 25), y por tanto tiene un impacto directo en su rentabilidad a largo plazo [101] [5].

Finalmente, si se compara el valor del DECEX con el resto de los bloques de costes, se observa que los mayores costes son el desmantelamiento de turbinas que supone aproximadamente el 40 % del DECEX total, y el coste de desmantelamiento (retirada de cimentaciones) que representa el 35 % [102]. Este desglose permite identificar las partes más influyentes y aporta información para poder priorizar la optimización y reducción de costes en la fase final del ciclo de vida del parque [104].

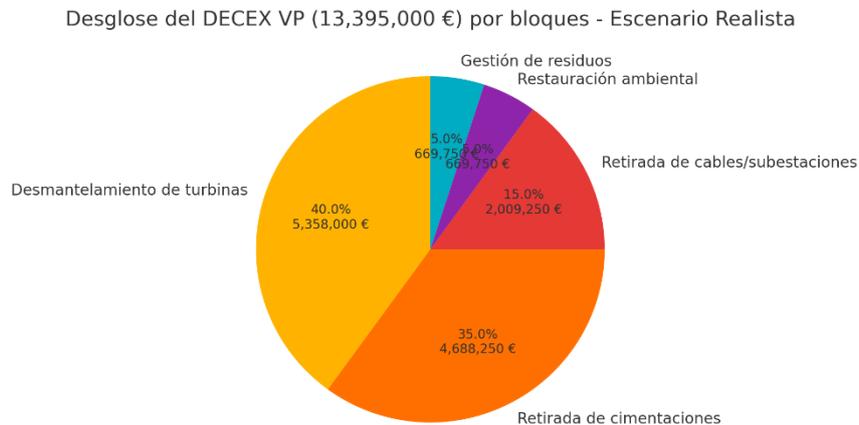


Ilustración 16 - Distribución del DECEX por bloques de costes. Fuente: elaboración propia.

3.8.3 Resumen de costes totales en 25 o 30 años de vida útil

Una vez estimados los tres grandes bloques de costes (CAPEX, OPEX y DECEX), es esencial realizar un resumen económico para valorar la viabilidad del proyecto y estudiar el impacto de cada componente en la rentabilidad final del parque [103] [24].

En primer lugar, el CAPEX, que representa la inversión inicial para el desarrollo, adquisición de equipos e instalación del parque, se ha estimado mediante el modelo probabilístico y su valor medio asciende a 1.296.350.000 € en el escenario *realista* [26].

Este bloque es el que mayor peso tiene sobre el coste total, ya que concentra aproximadamente el 92 % del valor total del proyecto y agrupa la compra de turbinas, cimentaciones, cableado, permisos y costes de instalación [103]. Su influencia en la viabilidad es crítica, ya que determina las necesidades de financiación inicial y afecta directamente al periodo de retorno de la inversión.

En segundo lugar, el OPEX, que representa los gastos operativos anuales durante los 25 años de vida útil, incluye el mantenimiento técnico, la gestión operativa, inspecciones periódicas, seguros y gestión logística. A valores constantes este coste tiene un valor de 1.000.000.000 €. Sin embargo, si se tiene en cuenta una tasa de descuento del 5 % anual (escenario *realista*), el OPEX actualizado a valor presente se reduce a 564.000.000 €, lo que supone una reducción del 43,5 %. Este resultado refleja que, en términos reales, los costes futuros tienen menor peso actual cuando se actualizan con una tasa de descuento positiva, y por tanto, es fundamental considerar este efecto en la toma de decisiones de inversión del parque [98] [101]. En el escenario *optimista* (4 % de tasa de descuento), el OPEX valor presente ascendería a 562.399.488 €, mientras que en el escenario *pesimista* (6 % de tasa de descuento), se reduciría a 613.601.096 €.

El tercer bloque, el DECEX o coste de desmantelamiento al final de la vida útil, es el que menor impacto tiene en términos absolutos, con un valor estimado de 13.395.000 € actualizado a valor presente en el escenario *realista*. Esto representa un 1,0 % respecto al CAPEX inicial [104] [5]. Si se consideran otros escenarios, el DECEX actualizado sería de 12.773.000 € en el escenario *optimista* y de 14.262.000 € en el *pesimista*. Aunque representa solo una pequeña fracción del coste total, estimarlo es imprescindible para cumplir el marco regulatorio, ambiental y financiero, especialmente en el contexto europeo donde el cumplimiento normativo exige restaurar el entorno marino tras la explotación.

A continuación, se muestran los escenarios considerados con las hipótesis realizadas y los resultados obtenidos.

Escenario	Hipótesis Principales	CAPEX (€)	OPEX anual (€)	OPEX valor presente (€)	DECEX (€)	DECEX valor presente (€)	Ingreso anual (€)	Ingreso extraordinario (€)
Optimista	Reducción de costes (-25% CAPEX), mayor eficiencia operativa (-10% OPEX), menor riesgo (4% descuento)	972.262.500	36.000.000	562.399.488	34.029.188	12.773.000	118.260.000	Ninguno

Escenario	Hipótesis Principales	CAPEX (€)	OPEX anual (€)	OPEX valor presente (€)	DECEX (€)	DECEX valor presente (€)	Ingreso anual (€)	Ingreso extraordinario (€)
Realista	Condiciones intermedias (CAPEX base), OPEX estimado sin variación, riesgo medio (5% descuento)	1.296.350.000	40.000.000	564.000.000	45.372.250	13.395.000	118.260.000	Ninguno
Pesimista	Aumento de costes (+35% CAPEX), mayor OPEX (+20%), mayor riesgo (6% descuento)	1.749.072.500	48.000.000	613.601.096	61.217.538	14.262.000	118.260.000	Ninguno
Muy Realista	CAPEX base, venta del 50% del parque en año 5, ingresos al 50% desde año 6, OPEX al 50% y gastos extraordinarios, riesgo medio (5% descuento)	1.296.350.000	40.000.000*	≈569.500.000 (incluye gastos extraordinarios)	45.372.250	13.395.000	Años 1–5: 118.260.000; Años 6–25: 59.130.000	+240.000.000 (venta 50% del parque en año 5)

Tabla 5 - Resumen de costes por escenarios

Si sumamos estos tres bloques con la actualización a valor presente para el OPEX y el DECEX, el coste total estimado del parque offshore sería de aproximadamente 1.874 millones de euros en 25 años para el escenario realista. Este valor sitúa el proyecto en una posición competitiva a nivel europeo, ya que en países como Reino Unido, Alemania o Países Bajos el CAPEX medio de parques similares se sitúa entre 1.200 y 1.500 millones de euros para potencias del mismo orden (≈ 500 MW) [103] [24] [5]. Además, en estos mercados la reducción de costes ha sido progresiva gracias a economías de escala, desarrollo de cadena de suministro local, mejora de procesos logísticos y mayor experiencia operativa [5] [24]. Por lo que, para el caso de España, donde aún no existen parques operativos, los resultados obtenidos muestran que la estructura de costes no difiere drásticamente de los países líderes [24] [15]. Esto se debe a varios factores clave: en primer lugar, el uso de turbinas de última generación (15 MW) reduce el número total de unidades, disminuyendo costes de cimentación, instalación y mantenimiento [26] [102]. En segundo lugar, la existencia de infraestructuras portuarias adecuadas en zonas identificadas como de alto potencial (ZAPER) y la proximidad de los puntos de evacuación eléctrica permiten reducir costes logísticos y de conexión a red [22] [94]. Todo ello indica que, con un entorno regulatorio favorable, licitaciones bien diseñadas y una planificación estratégica adecuada, España puede posicionarse como un país competitivo en eólica offshore en términos de inversión inicial y costes totales, atrayendo tanto a desarrolladores nacionales como internacionales y cumpliendo sus objetivos de transición energética y descarbonización [103] [104].

Este análisis permite concluir que, aunque el CAPEX es determinante en el inicio del proyecto y requiere mayor financiación inicial, es el OPEX el que más influye a lo largo de la vida útil por su recurrencia temporal [101]. Finalmente, aunque el DECEX sea menor, debe incluirse desde las fases iniciales ya que representa un compromiso ambiental y burocrático. El conjunto de los tres costes permite mejorar la planificación, reducir incertidumbres y optimizar la rentabilidad del proyecto eólico marino en el contexto español [104] [103].

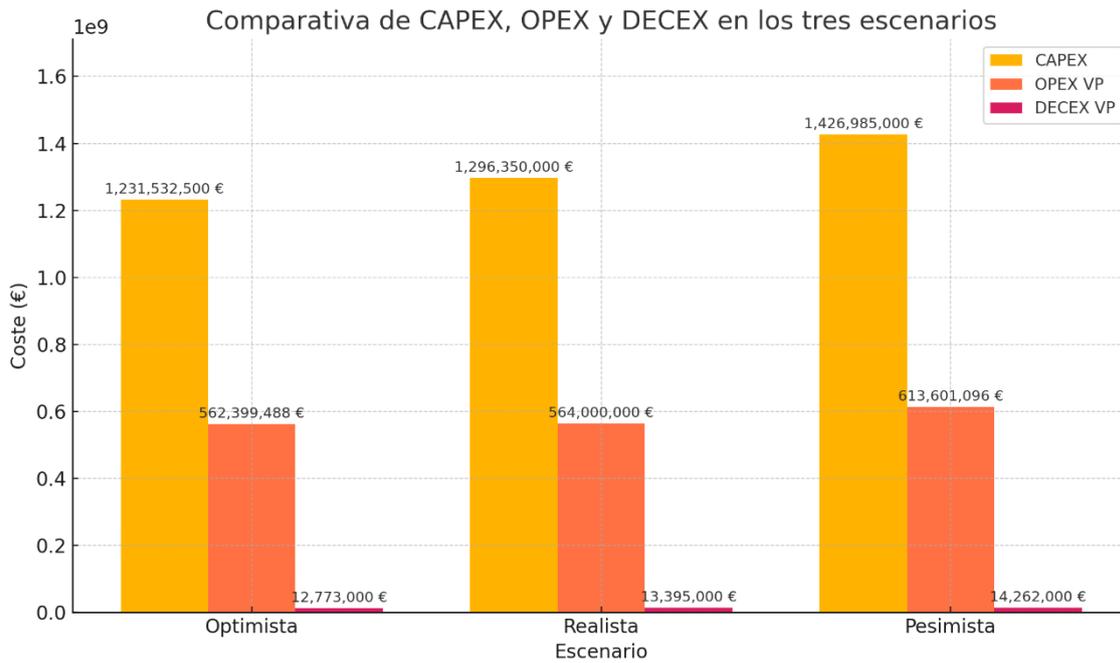


Ilustración 17 - Resumen de costes por escenarios. Fuente: elaboración propia.

Capítulo 4. Resultados e interpretación económica

Concluido el estudio detallado de los costes de capital (CAPEX) en este capítulo se van a sintetizar los resultados económicos fundamentales del proyecto, extendiendo el análisis hacia los costes operativos, de desmantelamiento y los indicadores económicos clave. Estos resultados permiten evaluar la rentabilidad y viabilidad económica del parque eólico offshore propuesto, considerando un escenario de 25 años de vida útil [24] [5].

Dado que hay costes que tienen mayor variabilidad según el país, la situación política y económica, y otros factores influyentes, en este proyecto se van a diferenciar cuatro escenarios, un escenario realista deuda pública cercanos al valor actual conforme a las proyecciones macroeconómicas del Banco Central Europeo (BCE) [98], un escenario *pesimista*, con unos costes superiores a los actuales teniendo en cuenta un coste de financiación del 6% y un escenario *optimista* que tenga unos costes más bajos en el hipotético caso de que el coste de financiación sea menor al habitual con un valor del 4%. El ultimo escenario es el *muy realista* que tiene el mismo valor de coste de financiación que el escenario *realista* pero que vende parte del parque en el año 5 [26] [102]. Los cuatro escenarios serían los siguientes:

	Coste de financiación
Escenario <i>pesimista</i>	6 %
Escenario <i>optimista</i>	4 %
Escenario <i>realista</i> y <i>muy realista</i>	5 %

Tabla 6 - Diferencias por escenarios

4.1 Cálculo de indicadores económicos clave

Una vez obtenidos todos los costes económicos asociados al ciclo de vida del parque eólico offshore, es necesario para evaluar la viabilidad económica, interpretar estos costes con indicadores económicos clave para evaluar la rentabilidad económica y eficiencia energética del parque. Con estos indicadores se identifican los factores críticos que afectan a la viabilidad del parque y también guían a los inversores, promotores y administraciones públicas a tomar decisiones. Los indicadores más relevantes para analizar proyectos energéticos son; el coste nivelado de la energía (LCOE), el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación de la inversión (payback). En este capítulo se va a desarrollar cada uno de

ellos con el fin de evaluar la competitividad económica de un parque eólico offshore en España.

4.1.1 LCOE (*Levelized Cost of Energy*)

El Coste Nivelado de la Energía representa el coste medio por megavatio hora (€/MWh) de electricidad generada a lo largo de toda la vida útil de un proyecto. Es un indicador que resume el coste unitario de la energía producida, incorporando tanto los costes iniciales de inversión (CAPEX), como los gastos operativos anuales (OPEX), los costes de desmantelamiento (DECEX) y el volumen de energía total esperada [24] [105]. Lo utilizan organismos internacionales como IRENA, NREL o el Banco Mundial con el objetivo de evaluar la rentabilidad de tecnologías energéticas, ya sean renovables o convencionales [24].

La fórmula para calcular el LCOE es la siguiente:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Ecuación 13 - LCOE

Donde:

- C_t : coste en el año t (CAPEX inicial, OPEX anual, DECEX final)
- E_t : energía generada en el año t
- r : tasa de descuento
- n : vida útil del proyecto en años [105]

Teniendo en cuenta que el proyecto va a generar electricidad de manera constante con unos costes ya calculados, esta fórmula se simplifica de la siguiente manera:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum OPEX_t + DECEX}{\sum E_t} = \frac{CAPEX + OPEX_{VP} + DECEX}{E_{VP}}$$

Ecuación 14 - Simplificación del LCOE

Para nuestro proyecto se han considerado los siguientes datos por estimación propia según datos publicados por IRENA y WindEurope [5] [24].

- Potencia instalada: 500 MW
- Factor de capacidad: 0,45
- Vida útil: 25 años
- Producción total en 25 años

$$500 \text{ MW} \times 8.760 \frac{\text{h}}{\text{año}} \times 0,45 \times 25 = 49.275.000 \text{ MWh}$$

- Costes:

ESCENARIO	CAPEX (€)	OPEX (€)	DECEX (€)
<i>Optimista</i>	972.262.500	562.399.488	12.773.000
<i>Realista</i>	1.296.350.000	564.000.000	13.395.000
<i>Pesimista</i>	1.749.072.500	613.601.096	14.262.000
<i>Muy realista</i>	1.296.350.000	≈569.500.000 (incluye gastos extraordinarios)	13.395.000

Tabla 7 - Costes por escenarios

Sustituyendo en la fórmula obtendremos para los cuatro escenarios:

$$LCOE_{realista} = \frac{1.296.350.000 + 564.000.000 + 13.395.000}{49.275.000} = 0,038 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \approx 38 \text{ €/MWh}$$

$$LCOE_{muy realista} = \frac{1.296.350.000 + 569.500.000 + 13.395.000}{49.275.000} = 0,0381 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \approx 38,1 \text{ €/MWh}$$

$$LCOE_{optimista} = \frac{972.262.500 + 562.399.488 + 12.773.000}{49.275.000} = 0,0314 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \approx 31,4 \text{ €/MWh}$$

$$LCOE_{pesimista} = \frac{1.749.072.500 + 613.601.096 + 14.262.000}{49.275.000} = 0,04823 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \approx 48,23 \text{ €/MWh}$$

Los resultados obtenidos son de esperar, ya que el escenario optimista presenta el LCOE más bajo (31,4 €/MWh) porque parte de un CAPEX reducido y un OPEX menor por la mayor eficiencia del parque, mientras que el escenario pesimista alcanza casi 48 €/MWh por el incremento de la inversión inicial y los altos costes operativos, que influyen directamente en el coste nivelado de la energía. El escenario realista, con un LCOE de 38 €/MWh, se sitúa en un rango intermedio y razonable para parques de este tamaño. Sin embargo, el escenario muy realista muestra un LCOE muy similar al realista a pesar de incorporar la venta del 50% del parque como ingreso extraordinario, ya que al calcularse el LCOE considerando la producción total, el ingreso de la venta se va a ver más reflejado en los indicadores financieros (VAN y TIR) que en el coste unitario por MWh generado.

El resultado obtenido sitúa a España en una posición competitiva con respecto a los demás países europeos, ya que según datos de IRENA, el LCOE medio de parques offshore puestos en operación en 2022 se sitúa entre 55 y 70 €/MWh [24], dependiendo de la zona geográfica, el tamaño del parque y el año de conexión. Los resultados obtenidos son de esperar ya que el coste nivelado de la energía aumenta para aquellos escenarios que tienen unos costes superiores, siendo el coste más favorable el escenario *optimista* que como se veía en el capítulo anterior tiene un CAPEX, DECEX Y OPEX menor. Para este proyecto, un LCOE estimado de entre 38 y 48,23 €/MWh en los diferentes escenarios demuestra que un parque eólico marino en España sería técnica y económicamente eficiente. Este resultado indica que el coste de generación es incluso

similar o inferior al precio medio del mercado eléctrico español de los últimos años ($\approx 45\text{--}55 \text{ €/MWh}$) [4], lo que permitiría obtener beneficios incluso en escenarios de mercado sin necesidad de subsidios.

En el contexto de las subastas renovables, este LCOE refuerza la viabilidad económica del proyecto y ofrece una ventaja competitiva potencial para promotores como Iberdrola, Ocean Winds o BlueFloat, interesados en participar en las futuras licitaciones offshore que el MITERD prevé para 2025–2026 [22].

Además, un LCOE bajo favorece la reducción del precio final de la electricidad para los consumidores y mejora la competitividad industrial en España. Todo ello demuestra que, con una estrategia y planificación adecuada, la energía eólica marina puede convertirse en una solución clave para cumplir los objetivos del PNIEC y avanzar hacia la neutralidad climática en 2050 [22].

4.1.2 VAN (*Valor Actual Neto*)

El VAN es otro indicador clave para analizar proyectos de inversión. Representa la diferencia entre el valor presente de los ingresos futuros esperados y el valor presente de los costes asociados a un proyecto de inversión. Es decir, mide cuánto valor económico genera un proyecto en términos netos, una vez descontados todos los flujos de caja futuros con respecto al coste inicial [24]. Para este estudio se va a considerar que en el año 5 de vida del parque se vende el 50% al valor del VAN del parque para liberar capital y reducir riesgo. Es algo muy habitual en grandes proyectos offshore donde se vende entre el 40 % y el 60 % del parque tras 3-5 años de operación cuando ya se ha demostrado su funcionamiento y estabilizado los flujos de caja [106]. Esta desinversión se va a considerar en el escenario ya mencionado anteriormente *muy realista*.

Matemáticamente, el VAN refleja cuánto ganará o perderá el promotor del proyecto en valor monetario actual, teniendo en cuenta la evolución temporal del dinero (descuento de flujos) [24]. Un VAN positivo significa que el proyecto genera beneficios y que por lo tanto es rentable, mientras que un VAN negativo indica que no se recuperaría la inversión. En el ámbito energético el VAN es fundamental para la toma de decisiones ya que compara diferentes escenarios de ingresos y costes, evalúa el riesgo y justifica la inversión ante posibles financiadores o administraciones públicas [107].

La fórmula del VAN es:

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1+r)^t}$$

Ecuación 15 -VAN

Donde:

- F_t : flujo neto de caja en el año t (ingresos – costes)
- r : tasa de descuento (normalmente entre el 4% y 7 % en proyectos de renovables) [108]
- n : vida útil del proyecto (en años)

En este estudio se ha considerado lo siguiente:

- Vida útil de 25 años para el proyecto estudiado.
- Tasa de descuento del 4%, 5 % y 6% según el escenario por estimación propia según datos publicados del coste medio ponderado de capital (WACC) de proyectos renovables en Europa [108].
- Precio de venta de la energía de 60 €/MWh, asumido como precio medio de mercado a largo plazo en España [109].
- Producción anual de 1.971.000 MWh.
- Ingresos anuales:

$$I_t = 1.971.000 \text{ MWh} \times 60 \frac{\text{€ /MWh}}{\text{año}} = 118.260.000 \text{ €/año}$$

- Venta del 50 % del parque en el año 5 para el escenario *muy realista*: valor de venta del 50% del VAN de los flujos netos de caja esperados desde el año 6 en adelante descontados el año 5.

Teniendo en cuenta todos estos datos se calcula el VAN sumando los flujos netos anuales descontados menos la inversión inicial (CAPEX):

$$VAN = -CAPEX + \sum_{t=1}^{24} \frac{I_t - OPEX}{(1+r)^t} + \frac{I_{25} - OPEX - DECEX}{(1+r)^{25}}$$

Ecuación 16 - Simplificación del VAN

Y para el escenario *muy realista* se suma al VAN el valor de la venta que es

$$Venta_{50\%} = 0,5 \times \sum_{t=6}^{25} \frac{I_t - OPEX}{(1+0.05)^t}$$

Ecuación 17 - Venta del parque al 50 % del valor del VAN

Los flujos de caja anuales se recogen en la siguiente tabla que presenta la evolución anual de los flujos netos de caja generados por el parque eólico offshore en el escenario realista, teniendo en cuenta los ingresos derivados de la venta de energía eléctrica (considerando una producción anual neta de 1.971.000 MWh y un precio de 60 €/MWh), así como los costes de operación y mantenimiento (OPEX) actualizados a valor presente y el coste de desmantelamiento (DECEX) al final de la vida útil del proyecto. El año 0 recoge la inversión inicial (CAPEX) necesaria para la construcción y puesta en marcha del parque. Del año 1 al 24, el flujo neto de caja se mantiene constante, ya que tanto los ingresos como los costes anuales son fijos según las hipótesis del escenario. En el año 25, se deduce además el coste de desmantelamiento, lo que reduce el flujo neto final. Estos flujos de caja son los que se emplean para el cálculo de

los indicadores económicos clave como el VAN, la TIR y el payback para el escenario del muy realista.

Escenario	Año 0	Años 1-4 = Ingreso Anual – OPEX anual	Año 5 = Ingreso Anual – OPEX anual	Años 6-25 = Ingreso Anual – OPEX anual	Año 25 = Ingreso Anual – OPEX - DECEX
Optimista	-972.262.500 (CAPEX)	+82.260.000 neto por año	+82.260.000	+82.260.000 neto por año	-34.000.000 (DECEX)
Realista	-1.296.350.000	+78.260.000 neto por año	+78.260.000	+78.260.000 neto por año	-45.000.000 (DECEX)
Pesimista	-1.749.072.500	+70.260.000 neto por año	+70.260.000	+70.260.000 neto por año	-61.000.000 (DECEX)
Muy Realista	-1.296.350.000	+78.260.000 neto por año	+318.260.000 (incluye venta 50%)	+39.130.000 neto por año (- gastos extraordinarios en años 10,15,20)	-45.000.000 (DECEX)

Tabla 8 - Flujos de caja por escenarios

Los resultados de los flujos de caja muestran diferencias significativas entre escenarios debido a las distintas hipótesis aplicadas sobre costes, eficiencia y estrategia de explotación. En el escenario *optimista*, los flujos netos anuales son más elevados porque se considera una reducción de costes operativos del 10% y una inversión inicial (CAPEX) más baja, lo que mejora la rentabilidad anual y reduce el impacto del desembolso inicial. En el escenario *realista* se utilizan valores intermedios de CAPEX y OPEX, reflejando condiciones estándar de mercado. El escenario *pesimista* presenta los flujos netos más reducidos porque incluye un incremento del CAPEX (+10%) y un aumento del OPEX (+20%) por potenciales incidencias técnicas y mayores gastos de operación. Finalmente, el escenario *muy realista* combina un CAPEX intermedio con una estrategia de venta del 50% del parque en el año 5, lo que genera un ingreso extraordinario ese año, pero reduce los ingresos anuales posteriores a la mitad. Además, en este escenario se consideran gastos extraordinarios de mantenimiento en años concretos, lo que disminuye aún más los flujos netos en esos ejercicios. Estas diferencias van a reflejar cómo los supuestos iniciales sobre costes, riesgos y decisiones estratégicas afectan directamente la capacidad del proyecto para generar beneficio y, por tanto, su viabilidad económica.

Finalmente, se calcula el valor del VAN con los flujos de caja de la tabla:

Escenario	VAN (€)
Optimista	269.198.717
Realista	-229.756.918
Muy realista	-383.039.661
Pesimista	-881.497.297

Tabla 9 - VAN por escenarios

Los resultados obtenidos muestran que, bajo las hipótesis planteadas en este análisis; CAPEX de 1.296 millones de euros, OPEX y DECEX conforme a los valores calculados y un precio de venta de electricidad de 60 €/MWh, el proyecto presenta un Valor Actual Neto negativo en casi todos los escenarios considerados, menos en el optimista. Específicamente, el VAN es de 269,19 millones de euros en el escenario *optimista*, -229,75 millones de euros en el *realista*, -881,49 millones de euros en el *pesimista* y -383,04 millones de euros en el escenario muy *realista*, en el que se contempla la venta del 50% del parque en el año 5. Es escenario *optimista* es el único con VAN positivo porque combina una inversión inicial reducida, gastos de operación más bajos y un menor coste de capital, lo que provoca que los flujos de caja descontados sean suficientes para cubrir la inversión y generar un excedente. En el escenario *realista* el VAN empeora respecto al *optimista* porque asume costes intermedios y no contempla ninguna medida adicional de optimización. El escenario *muy realista* reduce todavía más el VAN ya que, aunque anticipa liquidez por la venta del 50% del parque, esa venta implica renunciar a la mitad de los ingresos futuros, algo que penaliza el valor total a largo plazo. Finalmente, el escenario *pesimista* es el que presenta el peor resultado debido a un CAPEX un 35% mayor y un OPEX más alto, algo esperable por el mayor riesgo y los sobrecostes contemplados. Estos resultados reflejan que la rentabilidad depende sobre todo de controlar los costes iniciales y asegurar ingresos suficientes a largo plazo. Para mejorar la viabilidad económica del proyecto, sería necesario aumentar los ingresos, por ejemplo, elevando el precio de venta de la energía a valores superiores a 70–75 €/MWh, buscando contratos de compra a largo plazo –PPA–, o beneficiándose de mecanismos de apoyo público [22], reducir el CAPEX mediante optimización tecnológica o logística, o conseguir mejores condiciones de financiación (menor tasa de descuento). Además, la consolidación de la cadena de suministro y una mayor experiencia operativa en España podrían reducir costes a medio plazo, alineando los resultados con los obtenidos en países con más experiencia como Reino Unido o Alemania [5].

4.1.3 TIR (Tasa Interna de Retorno): para evaluar la rentabilidad

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador utilizado para medir la rentabilidad esperada de un proyecto. Matemáticamente, se define como aquella tasa de descuento

que iguala el valor actual neto (VAN) de los flujos de caja esperados con la inversión inicial, es decir, cuando el VAN es igual a cero [24]. En otras palabras, representa el rendimiento porcentual que un inversor obtendría si el proyecto se comporta según lo previsto [106].

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Ecuación 18 - TIR en función del VAN

Donde:

- FC_t es el flujo de caja neto en el año t
- I_0 es la inversión inicial (CAPEX)
- n es la vida útil del proyecto (años)
- TIR es la tasa interna de retorno

En proyectos como los parques eólicos offshore, el índice TIR permite evaluar si los ingresos por venta de energía justifican los costes de inversión y operación [108]. Si el TIR es superior al coste de capital (coste de oportunidad o tasa de descuento) significa que el proyecto es viable económicamente. Si no lo es indicaría una rentabilidad insuficiente o que el proyecto está muy expuesto al riesgo [108].

Para este proyecto, se ha estimado el TIR considerando los siguientes flujos de caja anuales constantes durante 25 años:

- Ingreso anual por venta de energía (suponiendo un precio constante de 60 €/MWh y una producción estimada de 1.971.000 MWh/año) [24]:

$$60 \times 1.971.000 = 118.260.000\text{€}$$

- Flujos de caja representados en la tabla 9.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Escenario	TIR (%)
<i>Optimista</i>	7 %
<i>Realista</i>	3 %
<i>Pesimista</i>	-1 %
<i>Muy realista</i>	1 %

Tabla 10 - TIR por escenarios

En el escenario *optimista*, la TIR alcanza un 7%, situándose por encima de la tasa de descuento considerada en este caso (4%). Esto significa que, bajo unas condiciones de

inversión y operación favorables habiendo considerado un CAPEX reducido y un OPEX menor, el proyecto no solo recuperaría la inversión inicial, sino que generaría un retorno adicional superior al coste de oportunidad del capital. Este resultado es coherente con el VAN obtenido y confirma que, en condiciones óptimas, el parque podría ser financieramente viable. En cambio, en el escenario *realista*, la TIR desciende hasta un 3%, por debajo de la tasa de descuento aplicada (5%). Esto implica que el proyecto no sería rentable, ya que el retorno no cubre el coste de capital. Este valor negativo respecto al umbral mínimo de rentabilidad es coherente con el VAN negativo obtenido y refleja que, con unos costes intermedios y sin apoyos adicionales, la inversión no generaría beneficios suficientes. El escenario *muy realista* muestra una TIR aún más baja, en torno al 1%, también por debajo de la tasa de descuento (5%). Este resultado está directamente relacionado con la venta del 50% del parque en el año 5: aunque aporta liquidez inmediata reduce de manera permanente los ingresos futuros del promotor, lo que penaliza la rentabilidad acumulada del proyecto a largo plazo. Esta caída de la TIR confirma que la desinversión parcial solo compensa en términos de liquidez, pero no implica la viabilidad del proyecto. Por último, el escenario *pesimista* presenta una TIR negativa del -1%, que significa que ni siquiera descontando los flujos futuros a una tasa cero se recuperaría la inversión inicial. La TIR negativa se explica porque los flujos netos de caja generados a lo largo de la vida útil del proyecto no son suficientes ni siquiera para recuperar la inversión inicial, incluso sin aplicar descuento. Matemáticamente, este indicador se define como la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto sea igual a cero cuando todos los flujos futuros descontados siguen sumando menos que el CAPEX desembolsado en el año 0, la única forma de igualar esta ecuación es utilizar un índice negativo. Una TIR negativa implica que el proyecto destruye valor de forma estructural, ya que ni siquiera renunciando a cualquier rentabilidad (descontando al 0%) se lograría recuperar la inversión realizada. Este resultado es coherente con el VAN muy negativo obtenido en este escenario (-881 millones de euros), consecuencia de un CAPEX un 35% superior y un OPEX incrementado un 20%, que aumenta considerablemente los costes totales. En términos financieros, la TIR negativa refleja que el proyecto no es viable bajo estas hipótesis, ya que los ingresos no cubren los desembolsos iniciales, y cualquier inversor asumiría pérdidas aseguradas a lo largo de la vida útil del parque.

Por lo que solo el caso *optimista* es rentable mientras que, en los demás casos, la rentabilidad es insuficiente o directamente negativa, lo que es coherente con los VAN obtenidos y confirma que la viabilidad económica está muy condicionada por los costes de inversión y operación. Solo una mejora sustancial de los ingresos como, por ejemplo, con precios de mercado superiores a 70–75 €/MWh o con subvenciones adicionales, una reducción del CAPEX u optimización de la estructura financiera permitirían alcanzar una TIR competitiva que haga viable la inversión [108] [5].

4.1.4 Período de recuperación de la inversión (payback)

El período de recuperación de la inversión, o *payback*, es un indicador para medir el tiempo necesario de recuperación del capital invertido en un proyecto, a partir de los flujos de caja netos generados anualmente. Aunque a diferencia de VAN y el TIR no considera el valor temporal del dinero, el *payback* es un indicador muy utilizado en decisiones de inversión para evaluar riesgos de liquidez o retorno a corto y medio plazo [24] [106]. Permite valorar en qué momento los ingresos acumulados por la venta de electricidad igualan los costes totales de inversión, lo que es muy relevante para promotores, inversores y entidades financiadoras al ofrecerles una referencia sobre el horizonte temporal a partir del cual el proyecto comienza a generar beneficios netos [108].

Para calcular el *payback* en este estudio, se ha considerado el flujo neto anual generado tras descontar el OPEX (costes operativos anuales) y el DECEX (coste de desmantelamiento al final de la vida útil). Los valores utilizados corresponden a los cuatro escenarios analizados, donde la hipótesis principal es una producción anual de 1.971.000 MWh y un precio de venta de la energía generada de 60 €/MWh. Los flujos netos anuales y el *payback* varían ligeramente en cada caso debido a las diferencias en OPEX y DECEX, y en el escenario *muy realista* se incluye la venta del 50% del parque en el año 5.

A continuación, se resumen los resultados obtenidos siguiendo la siguiente fórmula

$$\text{Payback} = \frac{\text{CAPEX}}{\text{Flujo Neto Anual}}$$

Ecuación 19 - Payback

Donde el flujo neto anual es

$$\text{Flujo Neto Anual} = \text{Ingresos Anuales} - \text{OPEX anual}$$

Ecuación 20 - Flujo neto actual

- Escenario *optimista*: El flujo neto anual aproximado es de 82.260.500 € (ingresos menos OPEX).

$$\text{Payback} = \frac{972.260.500}{82.260.500} \approx 12 \text{ años}$$

- Escenario *realista*: El flujo neto anual es de 78.260.000 €.

$$\text{Payback} = \frac{1.296.350.000}{78.260.000} \approx 17 \text{ años}$$

- Escenario *pesimista*: El flujo neto anual es de 70.260.000 €.

$$\text{Payback} = \frac{1.749.072.500}{70.260.000} \approx 25 \text{ años}$$

- Escenario *muy realista*: En este caso, el cálculo es más complejo, ya que en el año 5 se realiza la venta del 50 % del parque a un inversor, lo que genera un ingreso extraordinario. El cálculo detallado es el siguiente:

1. Calculamos los flujos netos del año actual y del año 25:

$$\text{Flujo acumulado años 1 – 4} = 78.260.000 \times 4 = 313.040.000 \text{ €}$$

$$\text{Flujo año 5} = 318.260.000 \text{ €}$$

2. *Flujo acumulado años 1 – 5* = 313.040.000 + 318.260.000 = 631.000.000 €

3. *Flujo anual año 6 – 25* = 39,130,000 €

4. *Faltante por recuperar año 5* = 1.296.350.000 – 631.000.000 ≈ 665 M €

5. *Años para recuperar lo faltante* = $\frac{665.000.000}{39.130.000} = 17 \text{ años}$

6. *Payback total aproximado* = 5 años + 17 = 22 años

El resultado indica que, en los escenarios analizados, el proyecto tardaría entre 12 y 25 años en recuperar la inversión inicial, dependiendo del nivel de OPEX y de los flujos netos anuales considerados. Así, en el escenario *pesimista*, el periodo de payback se sitúa en torno a 25 años, mientras que en el escenario *optimista* desciende a los casi 12 años. En el escenario *muy realista*, el payback se alcanza a los 22 años ya que, aunque la venta del 50 % del parque en el año 5 permite recuperar anticipadamente una gran parte de la inversión inicial, posteriormente los ingresos anuales se reducen proporcionalmente al porcentaje de propiedad restante y el payback aumenta con respecto al escenario realista que no consideraba gastos extraordinarios ni la venta del parque (reduce los ingresos anuales). En conjunto, los resultados son coherentes con el comportamiento esperado: cuanto mayor es el CAPEX y menores los flujos netos anuales, más se alarga el periodo necesario para recuperar la inversión inicial, y solo en condiciones muy favorables (escenario optimista) el proyecto tiene plazos de retorno rentables. Es importante recordar que este indicador no descuenta los flujos futuros, por lo que no sustituye al análisis de VAN y TIR, pero ofrece una referencia útil sobre la rapidez de recuperación del capital [24] [106]. En consecuencia, los nuevos resultados muestran una mejora significativa en términos de recuperación simple de la inversión, aunque el margen sigue siendo relativamente ajustado, especialmente si se compara con otros sectores de inversión o con escenarios de mayor rentabilidad.

No obstante, es importante subrayar que, al no descontar los flujos futuros, el payback puede sobrestimar la rentabilidad real del proyecto, especialmente en contextos de inflación e incertidumbre económica [108] [106]. Otra conclusión a considerar es que aunque el parque puede alcanzar un payback aceptable bajo ciertos supuestos, sigue siendo fundamental mejorar las condiciones económicas, ya sea mediante un incremento en el precio de venta de la energía, la reducción del OPEX, o el acceso a mecanismos de apoyo como subastas, contratos PPA a largo plazo o incentivos públicos [110]. Por tanto, es imprescindible revisar las políticas de remuneración, optimizar la estructura financiera y reducir los riesgos regulatorios para asegurar la viabilidad económica completa del parque eólico offshore en un horizonte de 25-30 años de operación [110].

A continuación, se han presentado dos gráficas para reforzar el análisis del payback. Para ello se ha utilizado el escenario más realista.

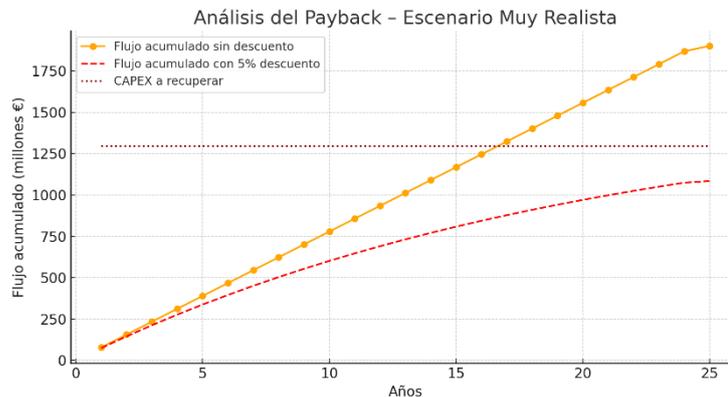


Ilustración 18 - Análisis del payback del escenario realista. Fuente: elaboración propia

El gráfico muestra la evolución del flujo de caja acumulado en el escenario *muy realista*, comparando los resultados sin actualizar (línea naranja) y con una tasa de descuento del 5 % anual (línea discontinua). Se observa cómo el punto de cruce con el CAPEX inicial (1.296,35 millones de euros) se alcanza aproximadamente entre el año 22 y el 23 lo que coincide con el cálculo del payback simple. Sin embargo, cuando se actualizan los flujos con una tasa de descuento representativa del coste de capital, el capital invertido no llega a recuperarse en los 25 años de vida útil del proyecto [24]. Esta diferencia evidencia una de las principales limitaciones del payback como indicador de rentabilidad: no refleja la pérdida de valor del dinero en el tiempo, y por tanto puede sobrestimar la capacidad del proyecto para generar beneficios netos reales [106]. En contextos de incertidumbre financiera, esta distorsión puede ser especialmente relevante para inversores y financiadores [108] [111].

En el gráfico representado se muestra el flujo de caja acumulado para el escenario *muy realista*, que incorpora una venta del 50 % del parque eólico offshore en el año 5, lo que genera un ingreso extraordinario de aproximadamente 491 millones de euros [106]. Esta estrategia modifica significativamente el perfil de recuperación de la inversión: el

payback sin descuento se alcanza antes del año 7, y con actualización de los flujos al 2 % anual, el retorno total del capital se sitúa en torno al año 12 [24]. Este resultado demuestra cómo decisiones estratégicas de financiación o monetización anticipada de activos pueden mejorar los indicadores de liquidez y recuperación del capital, incluso en proyectos con VAN negativo [108]. Sin embargo, también implica renunciar a una parte de los ingresos futuros, lo que disminuye la rentabilidad acumulada del proyecto. Por tanto, aunque esta opción resulta atractiva para reducir el riesgo financiero cuando comienza el proyecto, no garantiza una mejora en términos de valor actual neto, y se debe estudiar en profundidad en función del perfil inversor y la estrategia de salida [112].

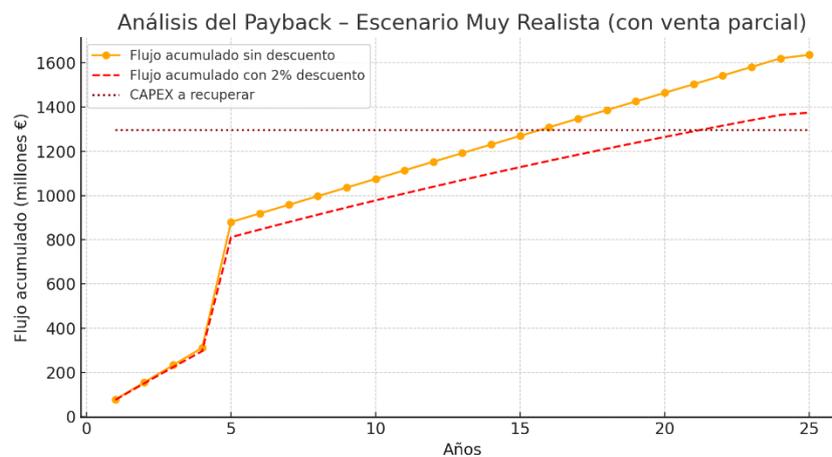


Ilustración 19 - Análisis del payback del escenario muy realista. Fuente: elaboración propia

En el gráfico representado se muestra el flujo de caja acumulado para el escenario *muy realista*, que incorpora una venta del 50 % del parque eólico offshore en el año 5, lo que genera un ingreso extraordinario de aproximadamente 318 millones de euros [106]. Esta estrategia modifica significativamente el perfil de recuperación de la inversión: el payback sin descuento se alcanza en torno al año 22, y con actualización de los flujos al 2 % anual, el retorno total del capital se sitúa casi en la vida útil del parque [24]. Este resultado demuestra cómo decisiones estratégicas de financiación o monetización anticipada de activos pueden mejorar los indicadores de liquidez y recuperación del capital, incluso en proyectos con VAN negativo [108]. Sin embargo, también implica renunciar a una parte de los ingresos futuros, lo que disminuye la rentabilidad acumulada del proyecto. Por tanto, aunque esta opción resulta atractiva para reducir el riesgo financiero cuando comienza el proyecto, no garantiza una mejora en términos de valor actual neto, y se debe estudiar en profundidad en función del perfil inversor y la estrategia de salida [112].

Capítulo 5. Conclusiones y decisión final

5.1 Análisis de sensibilidad o escenarios

Concluido el estudio detallado de los costes de capital en este capítulo se va a sintetizar los resultados económicos extendiendo el análisis hacia los costes operativos, de desmantelamiento y los indicadores económicos clave. Estos resultados permiten evaluar la rentabilidad y viabilidad económica del parque eólico offshore propuesto, considerando un escenario de 25 años de vida útil. El análisis se ha realizado considerando una vida útil de 25 años y la comparación entre cuatro escenarios: *optimista*, *realista*, *muy realista* (incluyendo venta parcial del parque) y *pesimista*. Para todos ellos, se han evaluado con diferentes costes financieros. [98] [24] [102].

En primer lugar, el CAPEX representa la inversión inicial necesaria para desarrollar, adquirir los equipos e instalar el parque eólico offshore. En todos los escenarios considerados, el CAPEX se ha estimado en 1.296.350.000 €, empleando el modelo probabilístico de Kikuchi e Ishihara (2023) [26] adaptado a parámetros del caso español y validado frente a los costes reales en países líderes de Europa [102]. Este valor incluye la compra de turbinas de última generación, cimentaciones, sistemas de transmisión, permisos y costes de instalación. Las diferencias en los resultados de VAN, TIR y payback entre escenarios provienen principalmente de la variación en los gastos operativos y las condiciones de financiación.

En segundo lugar, el OPEX recoge los gastos operativos durante los 25 años de vida útil. Se han tomado como referencias informes de IRENA [24], WindEurope [5] y experiencias de proyectos europeos, situando el OPEX entre 613 y 562 millones de euros según cada escenario considerado (ver tabla). El OPEX anual incluye tanto el mantenimiento preventivo y correctivo, operación, inspecciones periódicas, gestión administrativa y seguros, como posibles gastos extraordinarios por incidencias, especialmente considerados en el escenario *muy realista*. Además, se ha actualizado el OPEX a valor presente neto aplicando diferentes tasas de descuento, permitiendo reflejar la variabilidad e incertidumbre del contexto económico [98].

En tercer lugar, el DECEX (coste de desmantelamiento) se ha calculado como un porcentaje del CAPEX, en línea con los valores reportados por The Crown Estate (2020) [102] y las mejores prácticas del sector. Para España, se ha asumido un valor conservador entre un 2% y un 5% del CAPEX, resultando en un rango entre 12 y 14 millones de euros, según otros proyectos europeos en operación.

Finalmente, se han obtenido los indicadores económicos clave (LCOE, VAN, TIR y payback) para cada escenario, permitiendo evaluar la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto ante variaciones en los costes y las condiciones del mercado. La siguiente tabla resume los resultados principales:

Escenario	CAPEX (€)	OPEX (€)	DECEX (€)	Flujo neto anual (€)	LCOE (€/MWh)	VAN (€)	TIR (%)	Payback (años)
Optimista	972.262.500	562.399.488	12.773.000	82.260.000	31,4	269.198.717	7 %	12
Realista	1.296.350.000	564.000.000	13.395.000	78.260.000	38	-229.756.918	3 %	17
Muy Realista*	1.296.350.000	569.500.000	13.395.000	78.260.000	38,1	-383.039.661	-1 %	22
Pesimista	1.749.072.500	613.601.096	14.262.000	70.260.000	48,23	-881.497.297	1 %	25

Tabla 11 - Resumen de los resultados económicos

La evolución de los indicadores económicos en los distintos escenarios responde principalmente a la variación prevista en los niveles de inversión inicial, los costes de operación y el importe estimado del desmantelamiento. Así, el CAPEX se incrementa en el escenario *pesimista* hasta 1.749 millones de euros debido a un supuesto incremento de precios de materiales, mayor incertidumbre logística y un nivel de contingencia superior, mientras que en el *optimista* se reduce por la hipótesis de condiciones de mercado más favorables y economías de escala. El resultado es coherente con la sensibilidad habitual en proyectos offshore, donde los sobrecostes son una de las principales fuentes de riesgo. Por otra parte, el OPEX presenta un rango que va aproximadamente de 562 a 614 millones de euro, en función de la combinación entre el coste anual de explotación y la tasa de descuento empleada. El DECEX se mantiene constante para los casos *realista* y *muy realista* ya que abarca costes de desmantelamiento al final de la vida útil del parque sin verse influenciado por gastos extraordinarios. Estas diferencias explican que los flujos netos anuales sean significativamente superiores en el escenario *optimista* (cerca de 82 millones de euros) y se reduzcan progresivamente hasta situarse por debajo de 71 millones en el caso *pesimista*, lo que repercute directamente en la capacidad de recuperación de la inversión y en la rentabilidad global del proyecto. Como consecuencia, el LCOE varía de manera directamente proporcional a los costes totales, situándose en un rango aproximado de 31 a 48 €/MWh, lo que refleja que el precio de venta de la energía resulta determinante para alcanzar la viabilidad económica. El VAN se mantiene negativo en todos los supuestos menos en el *optimista*, lo que indica que, con un precio de referencia de 60 €/MWh, los ingresos actualizados no consiguen cubrir todos los desembolsos iniciales, incluso aplicando tasas de descuento muy bajas, lo cual es coherente con la experiencia de proyectos eólicos offshore que suelen requerir mecanismos de apoyo complementarios. Además, la TIR experimenta una reducción progresiva desde un valor cercano al 7 % en el escenario *optimista* hasta un 1 % en el *pesimista*, resultado lógico dado que a mayor coste total y menor flujo neto anual, la rentabilidad marginal disminuye. El comportamiento del payback en el escenario *muy realista* también es de esperar ya que aunque mejora con respecto al *pesimista* gracias al ingreso extraordinario derivado de la venta del 50 % del parque en el año 5, los gastos extraordinarios provocan que los ingresos disminuyan y el payback se alarga con respecto al caso

realista que no consideraba ni gastos extraordinarios ni la venta del parque. Es por ello que la TIR de este escenario llega a tener un valor negativo, evidenciando que los costes son demasiados altos y la venta del parque no es suficiente para cubrirlos. Habría que considerar un precio más alto de venta. En conjunto, los resultados muestran coherencia, donde el aumento de los costes o la reducción de los flujos netos conduce a mayores periodos de recuperación, TIR más reducidas y un LCOE menos competitivo, lo que evidencia la importancia de optimizar tanto los costes de inversión como los ingresos contractuales para alcanzar una rentabilidad aceptable y justificar la inversión frente a los financiadores.

Además del análisis de escenarios globales, se ha realizado un estudio de sensibilidad del LCOE ante variaciones del CAPEX y el OPEX. En la siguiente figura se presenta un gráfico de contorno que muestra cómo se modifica el LCOE (en €/MWh) al variar ambos parámetros en un rango de $\pm 25\%$ respecto a sus valores base.

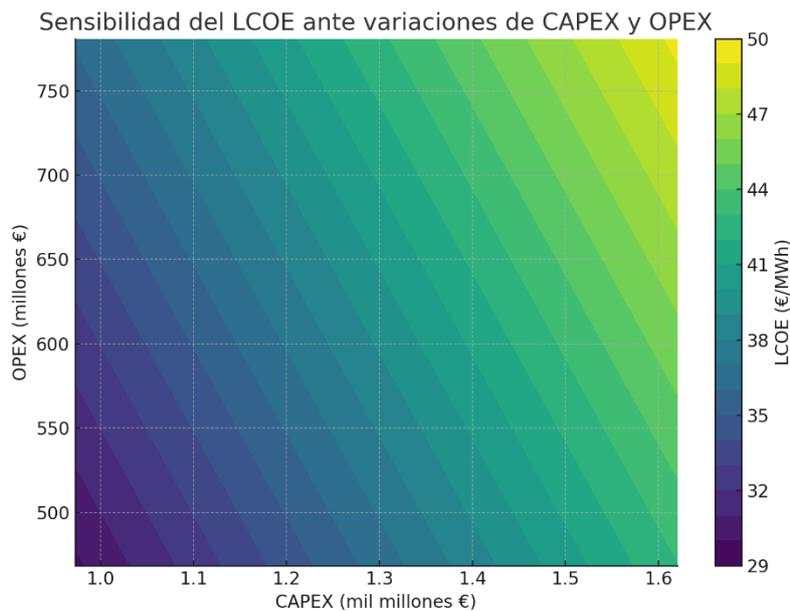


Ilustración 20 - Sensibilidad del LCOE. Fuente: elaboración propia

Los resultados obtenidos reflejan una relación directamente proporcional entre el LCOE y los dos costes evaluados, tal y como se deduce de su formulación. Sin embargo, se observa una mayor sensibilidad del LCOE al CAPEX que al OPEX: una reducción del CAPEX del 25 % genera una mejora más significativa del coste nivelado que una reducción equivalente del OPEX. Esto se aprecia en la inclinación de las curvas de nivel, que son más verticales, indicando que pequeñas variaciones en el CAPEX provocan cambios más pronunciados en el LCOE [26]. El análisis también muestra que solo en los escenarios más favorables, cuando el CAPEX y OPEX se reducen a la vez, es posible alcanzar un LCOE inferior a 35 €/MWh, mientras para valores más elevados superiores a 45 €/MWh se asocian a condiciones menos favorables con ambos costes incrementados [102]. Este resultado muestra la importancia estratégica de optimizar la

inversión inicial en infraestructura y equipos, dado el gran peso que tiene en la rentabilidad energética del proyecto.

Este análisis de sensibilidad evidencia que la viabilidad económica del parque es muy dependiente de la evolución de los costes operativos y del precio de venta de la energía [26] [5]. Aunque el CAPEX es el bloque de mayor peso, los resultados muestran que un aumento en el OPEX o en el DECEX puede comprometer la rentabilidad, especialmente en escenarios de precios bajos o elevados costes de mantenimiento [102]. Por otro lado, estrategias como la venta parcial del parque pueden mejorar significativamente la liquidez y adelantar el payback, aunque suelen suponer una reducción de los ingresos recurrentes.

En conclusión, el análisis realizado permite identificar los factores críticos para la toma de decisiones de inversión y destaca la importancia de optimizar tanto la estructura de costes como los mecanismos de financiación y comercialización de la energía para garantizar la viabilidad del proyecto eólico offshore [26] [102].

5.2 Comparación con otros países

La evolución de la energía eólica offshore en Europa ha estado liderada por países que han sabido desarrollar una estrategia sólida, sostenida por marcos regulatorios estables, políticas para fomentar esta energía proactivas y una experiencia técnica acumulada durante décadas [24] [5]. Países como Reino Unido y Dinamarca han logrado situarse líderes mundiales en esta tecnología, mientras que España se encuentra aún en una fase incipiente, enfrentándose a desafíos técnicos, financieros y normativos que condicionan su desarrollo [22].

Reino Unido es actualmente el país con mayor capacidad eólica offshore instalada del mundo, superando los 14 GW en operación en 2024, y con el objetivo de alcanzar 50 GW para 2030 [102]. Este crecimiento ha sido posible gracias a una estrategia nacional bien definida desde principios de los 2000, combinando subastas específicas (CfD), licitaciones competitivas organizadas por The Crown Estate, y una cadena de suministro industrial especializada [102] [76]. Destacan varios proyectos como Hornsea One de 1.2 GW, Hornsea Two de 1.4 GW o Dogger Bank que está en construcción con una potencia de hasta 3.6 GW. Todos ellos han conseguido que Reino Unido haya mejorado economías de escala que han reducido el LCOE a valores cercanos a 40 €/MWh [8]. Además, la situación geográfica del Mar del Norte que cuenta con profundidades medias de 20 a 40 metros, ha facilitado el uso de cimentaciones fijas tipo monopile o jacket, mucho más económicas que las soluciones flotantes. El caso de España es más complicado, ya la plataforma continental se hunde rápidamente, y complica el uso de cimentación fija en la mayoría de zonas con buen recurso eólico, como Galicia, Canarias o la costa norte [22].

Dinamarca, pionera en eólica terrestre, también ha sido uno de los primeros países en apostar por la eólica marina, con proyectos como Horns Rev y Kriegers Flak [113], en

operación desde 2002 y 2021 respectivamente. Con cerca de 2.3 GW instalados, Dinamarca ha construido un modelo basado en la cooperación entre el Estado y el sector privado, con licitaciones transparentes, integración eficiente en la red y una fuerte inversión en I+D. La experiencia danesa demuestra que incluso países con un mercado eléctrico pequeño pueden atraer inversión offshore si ofrecen certidumbre jurídica, procesos administrativos ágiles y visión de largo plazo [5]. Esto sirve de ejemplo al sector español, donde el marco normativo actual presenta barreras administrativas, exigentes plazos para obtener permisos, y un vacío en la definición de las condiciones de acceso a red, evacuación y compatibilidad con otros usos del espacio marino [94].

Japón es un caso singular dentro del desarrollo global de la eólica offshore, al enfrentarse a una geografía particularmente compleja, con fondos marinos muy profundos cerca de la costa y alta actividad sísmica. Estas condiciones han llevado al país a centrarse casi exclusivamente en la tecnología flotante, desarrollando proyectos como Fukushima Forward con plataformas semisumergibles y spar buoys, que han servido de ejemplo a otros países en ingeniería offshore avanzada [84] [114]. Aunque los costes son elevados y la expansión comercial ha sido lenta, el gobierno japonés ha impulsado subastas específicas para eólica flotante desde 2020, de la mano de incentivos fiscales y alianzas con empresas tecnológicas nacionales. Japón está apostando por esta tecnología para reforzar su seguridad energética y cumplir con sus compromisos de descarbonización, lo que sirve de inspiración para países con condiciones marinas más difíciles como España.

A pesar de contar con una línea costera de más de 8.000 km, excelentes condiciones de viento con velocidades superiores a 9 m/s y una necesidad urgente de descarbonización del mix energético, España se encuentra rezagada en el desarrollo de la eólica offshore [22] [94]. Actualmente, no existe ningún parque eólico marino en operación comercial, y solo hay algunos prototipos flotantes, como Elisa/Elawan en Canarias o plataformas piloto como las desarrolladas por X1 Wind o Saitec [115].

Las principales barreras son:

- Elevadas profundidades marinas, que hacen inviable la cimentación fija y obligan a adoptar tecnologías flotantes más costosas [115] [22].
- Falta de experiencia industrial nacional en grandes instalaciones offshore [94].
- Ausencia de subastas específicas y mecanismos financieros adecuados para mitigar riesgos [69].
- Complejidad administrativa y normativa, con competencias repartidas entre varios organismos y sin una ventanilla única eficiente [22].

Como resultado, los costes iniciales en España son superiores a los de otros países del norte de Europa, lo que eleva el LCOE por encima de los niveles de mercado actuales. Además, la falta de visibilidad a largo plazo y de mecanismos de rentabilidad garantizada, como CfD o PPA estatales, dificulta enormemente la atracción de capital

privado para financiar proyectos de más de 1.000 millones de euros, como el analizado en este trabajo. Para ser viable, cualquier proyecto español necesitaría la participación de múltiples inversores institucionales y probablemente algún tipo de apoyo público o incentivos a través de programas como el PERTE de Energías Renovables [22] [94].

No obstante, España si tiene un potencial indudable a medio y largo plazo [115]. Las condiciones ambientales de alta disponibilidad de recurso eólico, espacios costeros amplios y dispersos y baja densidad poblacional marina son ventajas en comparación a otros países. Además, España posee una industria naval y portuaria con potencial de reconversión para fabricar estructuras flotantes, lo que podría posicionarla como referente si logra activar su mercado nacional. Por tanto, aunque hoy la rentabilidad de un parque offshore con cimentación fija en aguas españolas es limitada o nula, la tecnología flotante podría ser una solución viable en el futuro [84], cuando se reduzcan sus costes mediante innovación y se establezca un marco regulatorio ágil, transparente y estable que favorezca las inversiones a gran escala. Este horizonte puede alcanzarse si se promueve una planificación sectorial realista, con subastas periódicas, colaboración público-privada e integración con las estrategias europeas de independencia energética y transición ecológica [69].

En definitiva, aunque España parte de una posición más desafiante que otros países europeos, las condiciones naturales, la disponibilidad de espacio y la necesidad de diversificar su mix energético prometen una oportunidad clara para el futuro desarrollo de la energía eólica marina [22]. Para ello, será imprescindible contar con voluntad política, inversión pública inicial, y la atracción de inversores privados mediante un entorno regulatorio predecible y competitivo.

5.3 Conclusión: ¿Es viable el parque eólico offshore en España?

El trabajo presentado ha llevado a cabo de forma integral el análisis económico, técnico y estratégico de un parque eólico offshore de cimentación fija en aguas españolas, en un contexto donde la transición energética exige soluciones innovadoras y sostenibles [24] [5]. A lo largo del proyecto se ha evaluado tanto la viabilidad del diseño como su rentabilidad económica y su posible papel dentro del futuro mix energético nacional, aportando una visión realista y basada en evidencia [22].

Desde el punto de vista técnico, se ha constatado que la geografía marina española presenta importantes desafíos. La mayoría de las zonas con buen recurso eólico, como la costa del Cantábrico, Galicia o las Islas Canarias, poseen profundidades elevadas a escasa distancia de la costa, lo que hace inviable el uso de cimentación fija tradicional en muchos casos [22]. La búsqueda de ubicaciones compatibles ha estado limitada por múltiples factores: presencia de zonas de protección ambiental, tráfico marítimo y aéreo denso, restricciones derivadas de la actividad pesquera y la proximidad a la placa tectónica africana, especialmente en el caso de Canarias, lo que introduce condicionantes sísmicos y geotécnicos adicionales. Además, el entramado legal y

regulatorio aún pendiente de desarrollar, con trámites largos y solapamientos de competencias, representa una barrera importante para el despliegue de proyectos offshore en el corto plazo [69].

En el análisis económico, se ha aplicado un modelo probabilístico basado en fuentes como Kikuchi & Ishihara (2023) [26], adaptado al contexto español. Se han estimado los costes de capital (CAPEX), operación (OPEX) y desmantelamiento (DECEX) considerando cuatro escenarios: *optimista*, *realista*, *muy realista* y *pesimista*. Las variaciones del CAPEX, OPEX, DECEX y flujos netos anuales han permitido observar cómo cambia la rentabilidad según las condiciones del mercado y los supuestos del proyecto [102]. Los resultados económicos han revelado que, en condiciones actuales, no sería rentable desde una perspectiva financiera estándar.

El análisis de sensibilidad ha puesto de manifiesto que los factores con mayor impacto en la viabilidad del proyecto son el precio de venta de la energía, el OPEX y el coste de los aerogeneradores [22]. También se observa una fuerte dependencia de las condiciones regulatorias y de mercado, así como de la capacidad del parque para operar a pleno rendimiento. La necesidad de contemplar varios escenarios posibles ha sido clave, ya que permite visualizar cómo pequeñas variaciones en los costes o ingresos pueden afectar drásticamente a los resultados económicos [102]. Por otro lado, el estudio ha identificado que una parte importante del gasto se concentra en la compra e instalación de aerogeneradores, cimentaciones, sistemas de evacuación eléctrica y permisos, mientras que el OPEX incluye mantenimiento técnico especializado, seguros marítimos, y gestión administrativa a largo plazo. El coste de desmantelamiento (DECEX), aunque sea menor, se debe tener en cuenta en valor presente, ya que supone un compromiso legal y económico al final de la vida útil [24].

La comparación con otros países líderes ha servido de gran ejemplo. Mientras que Reino Unido y Dinamarca han desarrollado grandes parques offshore gracias a marcos regulatorios estables, subastas específicas y condiciones marinas más favorables [8], en Japón se han enfrentado a retos similares a los de España con profundidades elevadas, riesgo sísmico y falta de experiencia industrial [84]. Sin embargo, han conseguido avanzar gracias a políticas públicas activas, inversión en tecnologías flotantes y alianzas con actores internacionales. Este caso demuestra que España también podría superar sus limitaciones si se promueve un entorno regulatorio favorable y se atrae inversión privada y pública en I+D y desarrollo industrial [84].

A día de hoy, y bajo las condiciones actuales de mercado, costes tecnológicos, marco normativo y ausencia de apoyo institucional directo, la implantación de un parque eólico offshore de cimentación fija en España no es económicamente viable [22]. Las dificultades técnicas, regulatorias y financieras lo sitúan fuera de la rentabilidad esperada por inversores. Sin embargo, el análisis realizado no pretende cerrar la puerta a esta tecnología, sino mostrar que su viabilidad depende de una mejora significativa del entorno institucional y financiero [69]. A medio y largo plazo, la eólica offshore puede convertirse en una pieza esencial del mix energético español, especialmente mediante el uso de tecnología flotante, más adecuada para nuestras costas [5]. Para ello será

imprescindible desarrollar un marco regulatorio claro, ágil y predecible, facilitar el acceso a la red eléctrica, simplificar los trámites administrativos y lanzar subastas específicas o mecanismos de apoyo (CfD, PPA o PERTE) [76]. La colaboración público-privada, la atracción de inversores internacionales y la integración de la industria naval española serán factores decisivos para que esta fuente de energía deje de ser una posibilidad y se convierta en una realidad operativa [22].

En conclusión, aunque el proyecto estudiado no sea viable en el presente, representa un paso necesario para entender los retos reales que enfrenta la eólica marina en España, y ofrece una hoja de ruta sobre cómo construir una estrategia efectiva que permita, en el futuro, integrar esta tecnología clave en el sistema eléctrico nacional.

Capítulo 6. Bibliografía

- [1] International Energy Agency, «World Energy Outlook 2023,» IEA, 2023.
- [2] European Commission, «European Green Deal,» 2023.
- [3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) , «“Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030,» 2023.
- [4] Red Eléctrica de España (REE), «El sistema eléctrico español 2022,» 2023.
- [5] WindEurope, «Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2023,» 2024.
- [6] European Commission, «Offshore Renewable Energy Strategy,» 2023.
- [7] The Crown State, «Offshore wind operational report,» 2024.
- [8] International Renewable Energy Agency [IRENA], «Renewable Power Generation Costs in 2022,» 2023.
- [9] European Commission, «Fit for 55 package,» 2021.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), «Energiewende in Deutschland – Fortschritt und Herausforderungen,» 2023.
- [11] European Commission, «Nuclear energy in the EU,» 2023.
- [12] European Commission, «REPowerEU,» 2022.
- [13] IEA, «Energy Security in Times of Geopolitical Crisis,» 2023.
- [14] The White House, Inflation Reduction Act Guidebook, 2023.
- [15] IRENA, «Future of Wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. International Renewable Energy Agency,» 2019.
- [16] Global Wind Energy Council (GWEC), «Global Offshore Wind Report 2023,» 2023.
- [17] National Energy Administration of China, «China’s Offshore Wind Development Report 2023,» 2024.
- [18] International Energy Agency, IEA, «Offshore Wind Outlook 2019,» 2019.
- [19] MITERD, «Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM),» 2023.

- [20] Eurostat, «Renewable Energy Statistics,» 2024.
- [21] IEA, «Renewables 2023,» 2023.
- [22] MITERD, «Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y las Energías del Mar en España,» 2021.
- [23] Siemens GAMES, «Annual Report 2023,» 2023.
- [24] International Renewable Energy Agency (IRENA), «Future of Wind, Abu Dhabi,» 2019.
- [25] Puertos del Estado Español, «Informe sobre infraestructuras portuarias para la eólica offshore,» 2022.
- [26] Y. I. T. Kikuchi, «Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms,» 2022.
- [27] WindEurope, «Our Energy, Our Future,» 2021.
- [28] The Crown State, «UK Offshore Wind Leasing Round 4,» 2021.
- [29] Danish Energy Agency, «Offshore Wind Tenders and Planning,» 2022.
- [30] Naciones Unidas, «Transforming our World: The 2030 Agenda for Sustainable Development,» 2015.
- [31] IRENA, «Renewables and the Sustainable Development Goals,» 2017.
- [32] European Union, «Directive 2014/89/EU of the European Parliament and of the Council establishing a framework for maritime spatial planning,» 2014.
- [33] Gobierno de España, «Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo,» BOE nº 87,, 12 abril 2017.
- [34] Gobierno de España, «Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas,» BOE nº 54, 4 marzo 2023.
- [35] Gobierno de España, «Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se regula el procedimiento administrativo de autorización de instalaciones de generación de energía eléctrica en el mar territorial,» BOE nº 180, 28 Julio 2007.
- [36] «Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental,» BOE nº 296, 11 de diciembre de 2013.

- [37] Gobierno de España, «Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas,» 29 de julio de 1988, BOE nº 181.
- [38] Gobierno de España, «Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico,» BOE nº 310, 27 de diciembre de 2013.
- [39] Gobierno de España, «Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo,» BOE nº 54, 4 de marzo de 2023.
- [40] Danish Parliament, «Renewable Energy Act, Consolidated Act No. 1218,» 2020.
- [41] UK Parliament, «Marine and Coastal Access Act 2009,» 2009.
- [42] UK Parliament, «Energy Act 2004,» 2004.
- [43] UK Government, «Contracts for Difference Policy Paper, Department for Business, Energy & Industrial Strategy,» 2019.
- [44] International Electrotechnical Commission (IEC), «IEC 61400-1: Wind turbines - Part 1: Design requirements,» 2019.
- [45] European Wind Energy Association (EWEA), «Wind Energy - The Facts: A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power,» 2009.
- [46] WindEurope, «Offshore Wind Technical Specifications,» 2021.
- [47] Centro Nacional de Energías Renovables, «Atlas eólico de España,» 2020.
- [48] WindEurope, «Wind Energy in Europe – Statistics and Outlook 2022,» 2023.
- [49] DNV, «Offshore Standards DNVGL-ST-0126,» 2021.
- [50] Instituto Geográfico Nacional, «Mapas Batimétricos de España,» 2020.
- [51] European Commission, «Directive 92/43/EEC,» 1992.
- [52] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), «Proyecto LIFE INTEMARES: Gestión integrada, innovadora y participativa de la Red Natura 2000 marina,» 2022.
- [53] European Commission, «Directive 92/43/EEC on the Conservation of Natural Habitats and of Wild Fauna and Flora (Habitats Directive),» 1992.
- [54] European Commission, «Natura 2000: Marine Sites,» 2020.

- [55] SEO/BirdLife, «Áreas Importantes para la Conservación de las Aves Marinas en España,» 2018.
- [56] IUCN Marine Mammal Protected Areas Task Force, « Important Marine Mammal Areas (IMMA),» 2022.
- [57] ACCOBAMS, «Conservation Plan for Cetaceans in the ACCOBAMS Area,» 2019.
- [58] European Comission, «Directive 2009/147/EC,» 2009.
- [59] Gobierno de España, «Ley 42/2007,» BOE nº 299, 2007.
- [60] Gobierno de España, «Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental,» BOE nº 296, 11 de diciembre de 2013.
- [61] European Maritime Safety Agency (EMSA), «European Maritime Transport Environmental Report,» 2021.
- [62] International Maritime Organization (IMO), «Guidelines for Offshore Renewable Energy Installations,» 2019.
- [63] Puertos del Estado, «Anuario Estadístico de Tráfico Portuario,» 2022.
- [64] International Chamber of Shipping, «Shipping and World Trade,» 2021.
- [65] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA), « Informe Anual de Pesca en España,» 2022.
- [66] ENAIRE, «Plan de Navegación Aérea 2021–2025,» 2021.
- [67] EuroControl, «Wind Turbines and Radar Interference Guidelines,» 2019.
- [68] Ministro de Defensa, «Zonas de Uso Restringido del Espacio Aéreo,» 2020.
- [69] European Comission, «EU Strategy on Offshore Renewable Energy,» 2020.
- [70] Orsted, «Hornsea Projects Overview,» 2022.
- [71] DNV, «Offshore Substations Technical Reference,» 2021.
- [72] REE, «Normas Técnicas de Conexión y Operación de la Red,» 2021.
- [73] Gobierno de España, «Real Decreto 1183/2020,» BOE nº 316, 2020.
- [74] Gobierno de España, «Real Decreto 1955/2000,» BOE nº 310, 2000.

- [75] Red Eléctrica Española REE, «Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026».
- [76] National Grid ESO, «Future Energy Scenarios».
- [77] Danish Energy Agency , «Offshore Wind Connection Models,» 2023.
- [78] Bundesnetzagentur, «Offshore Grid Development Plan Germany,» 2021.
- [79] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), «Ten-Year Network Development Plan,» 2022.
- [80] European Comission, «Directive 2014/89/EU establishing a framework for maritime spatial planning,» 2014.
- [81] Gobierno de España, «Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo,» 2023.
- [82] WindEurope, «Offshore Wind Investment and Policy Review,» 2021.
- [83] Danish Energy Agency, «Offshore Wind Tendering Procedures and Policy Framework,» 2021.
- [84] Ministry of Economy, Trade and Industry of Japan (METI), «Offshore Wind Power Roadmap,» 2020.
- [85] The Crown State, «Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study,» 2012.
- [86] ORE Catapult, «Offshore Wind Cost Reduction Potential,» 2015.
- [87] U.S. Department of Energy, National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Offshore Wind Market Report: 2020 Edition,» 2020.
- [88] A. Ioannou, P. Angus, and A. Brennan, «Parametric CAPEX estimation for offshore wind energy projects,» Renewable Energy, vol. 125, 2018.
- [89] DELPHOS, «Análisis multicriterio de inversiones en energía eólica offshore,» 2020.
- [90] J.Tempel, «Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines,» Energy Research Centre of the Netherlands (ECN), ECN-C--06-045, 2006.
- [91] Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, «Informe sobre Ordenación del Espacio Marítimo y Pesca,» 2021.
- [92] Iberdrola, «Estudio técnico-económico de la energía eólica marina en España,» 2020.

- [93] Vestas, Siemens Gamesa, «Datasheets and Technical Specifications of Offshore Wind Turbines,» 2022.
- [94] Red Eléctrica de España (REE), «Planificación de la Red de Transporte Eléctrico 2021–2026,» 2022.
- [95] L. Lacal-Aránegui, «Contribution of the European Commission to the development of wind energy: A review of research projects, publications, and patents,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 77, pp. 1090–1100, 2017.
- [96] Autoridad Portuaria de Ferrol-San Cibrao, «Autoridad Anual de Actividades,» 2021.
- [97] ORE Catapult, «Cost Reduction Monitoring Framework 2020,» 2020.
- [98] Banco Central Europeo (BCE), «Proyecciones Macroeconómicas del Eurosistema,» 2023.
- [99] The Crown State, «Offshore Wind Operational Report 2022,» 2022.
- [100] International Accounting Standards Board (IASB), «IFRS 16 Leases,» 2016.
- [101] Ioannou, A., Angus, A., and Brennan, F., «Parametric CAPEX, OPEX, and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters,» *Energy Policy*, vol. 129, 2019.
- [102] The Crown State, «Offshore Wind Operational Report 2020».
- [103] The Crown State, «Decommissioning of Offshore Renewable Energy Installations,» 2020.
- [104] ORE Catapult, «Decommissioning of Offshore Wind Farms,» 2019.
- [105] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Life Cycle Costing for Wind Projects,» 2020.
- [106] M. Kaiser, B. Snyder, «Offshore Wind Energy Cost Modeling,» 2012.
- [107] J. Ioannou, A. Angus, D. Brennan, «Risk-based methods for sustainable energy system planning: A review,» 2019.
- [108] European Investment Bank (EIB), «The EIB Investment Report 2022,» 2022.
- [109] Red Eléctrica Española (REE), «Informe del Mercado Eléctrico,» 2023.

- [110] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento,» 2022.
- [111] J.P. Morgan Asset Management, «Guide to the Markets – Europe,» 2023.
- [112] International Finance Corporation (IFC), «Wind Power: Project Structuring and Financing,» 2020.
- [113] Danish Energy Agency, «Offshore Wind Tenders and Strategy,» 2020.
- [114] Carbon Trust, «Floating Wind Joint Industry Project Phase III Summary Report,» 2022.
- [115] WindEurope, « Floating Offshore Wind Vision Statement,» 2022.