



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS  
INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE HIBRIDACIÓN DE UN PARQUE  
EÓLICO MARINO CON UN SISTEMA DE  
ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

Autor: Jacobo Martínez Soto

Director: Jaime Navarro Ocón

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título  
Proyecto de hibridación de un parque eólico marino con baterías  
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el  
curso académico 2024/2025 es de mi autoría, original e inédito y  
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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



Fdo.: Jacobo Martínez Soto

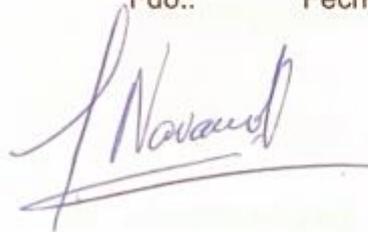
Fecha: 12/06/2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.:

Fecha: 13.1.06.1.2025



# **Agradecimientos**

A mi familia, por darme la oportunidad de estudiar lo que quería y por su apoyo incondicional a lo largo de estos cuatro años; a mis amigos, por estar siempre ahí; y a mí mismo, por no rendirme nunca.

# Proyecto de hibridación de un parque eólico marino con baterías

**Autor: Jacobo Martínez Soto.**

Director: Jaime Navarro Ocón.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

Este proyecto analiza la hibridación de un parque eólico marino con un sistema de almacenamiento de energía mediante hidrógeno verde. El objetivo principal es estudiar y dimensionar una instalación que permita aprovechar el potencial de la energía eólica flotante en aguas profundas, asegurando un suministro eléctrico estable y contribuyendo a la descarbonización del sistema energético.

**Palabras clave:** Energía eólica marina, Hidrógeno verde, Hibridación, Almacenamiento energético, Energías renovables, Offshore flotante, Transición energética

### 1. Introducción

La descarbonización del sistema energético mundial se ha consolidado como uno de los grandes desafíos del siglo XXI, impulsada por la urgencia de mitigar los efectos del cambio climático y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En este proceso, las energías renovables desempeñan un papel esencial, especialmente aquellas que, como la eólica marina, permiten aprovechar recursos naturales abundantes y consistentes en entornos poco explotados hasta ahora.

Este proyecto se centra en el análisis de hibridar un parque eólico marino flotante con un sistema de almacenamiento energético basado en hidrógeno verde. Esta combinación busca resolver una de las principales limitaciones de las energías renovables intermitentes, como es la falta de control sobre la generación. Para ello, se propone el acoplamiento con un vector energético limpio, flexible y con un alto potencial de desarrollo futuro, como el hidrógeno verde.

A lo largo del trabajo se analizan todos los aspectos necesarios para hacer viable esta propuesta, desde la elección del aerogenerador y la ubicación, hasta la simulación del parque y el diseño del sistema de electrólisis, con el objetivo de demostrar que esta hibridación puede ser una alternativa realista y eficiente para avanzar en la descarbonización del sistema eléctrico.

### 2. Definición del Proyecto

Este trabajo tiene como objetivo el diseño y análisis de una instalación híbrida que combina un parque eólico marino flotante con un sistema de almacenamiento energético mediante hidrógeno verde. A través de esta propuesta, se busca dar respuesta a la necesidad de integrar fuentes renovables intermitentes en la red eléctrica de forma más eficiente y estable, utilizando el hidrógeno como vector energético para gestionar excedentes de producción y mejorar la flexibilidad del sistema.

Para ello, el proyecto aborda en primer lugar la selección tecnológica, comparando distintos modelos de aerogeneradores marinos de última generación y distintas alternativas de almacenamiento energético. Esta selección se basa en criterios de

rendimiento, viabilidad técnica en entornos offshore, compatibilidad con grandes potencias y minimización del coste nivelado de la energía (LCOE).

A continuación, se lleva a cabo un análisis exhaustivo del recurso eólico y de la batimetría en varias zonas de la costa gallega, con el fin de determinar el emplazamiento óptimo para la instalación. Una vez definida la ubicación, se realiza una simulación energética del parque mediante el software FUROW, incluyendo el dimensionamiento y distribución de las turbinas, así como la evaluación del rendimiento anual.

El estudio se completa con el diseño del sistema de electrólisis, el análisis del transporte y almacenamiento del hidrógeno verde, y la identificación de sus principales aplicaciones finales. Todo ello se integra en un planteamiento técnico coherente, enfocado a demostrar la viabilidad de este tipo de soluciones híbridas como herramienta clave para avanzar en la transición energética.

### **3. Descripción de la instalación**

El emplazamiento elegido se sitúa frente a la costa de la Mariña Lucense (Galicia), en una zona con velocidades medias del viento superiores a 7,4 m/s y profundidades entre 110 y 130 m, lo que hace inviable el uso de cimentaciones fijas y justifica el empleo de tecnología flotante.

El parque está conformado por 50 aerogeneradores Siemens Gamesa SG 14-236 DD, de 14 MW de potencia unitaria, distribuidos con orientación predominante en el eje 162°–342° respecto al norte geográfico, siguiendo el análisis de la rosa de los vientos anual. Las turbinas se instalan sobre plataformas flotantes ancladas mediante líneas de amarre. La energía generada se transporta mediante cables submarinos hasta una subestación costera, donde se adapta mediante transformadores elevadores para su integración en la red o su derivación hacia el sistema de almacenamiento.

El sistema de almacenamiento se basa en la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, utilizando el excedente energético generado por el parque eólico. Para ello, parte de la energía eléctrica se desvía desde la subestación costera hacia una planta terrestre de electrólisis PEM, que requiere corriente continua. Esta se obtiene tras una conversión mediante transformadores y rectificadores IGBT, que adaptan la corriente alterna generada en alta mar. El hidrógeno producido se comprime y se almacena en depósitos a alta presión, permitiendo su posterior utilización como vector energético en aplicaciones industriales, inyección en la red gasista o reconversión en electricidad.

Con esta solución híbrida se busca reducir la intermitencia asociada a la generación renovable, mejorando la estabilidad del suministro y favoreciendo la integración masiva de energía limpia en el sistema eléctrico. La combinación de generación eólica offshore y almacenamiento mediante hidrógeno posiciona esta instalación como un ejemplo avanzado de transición energética sostenible y descarbonización del sector energético.

### **4. Resultados**

La simulación realizada con el software FUROW, tras definir la configuración del parque eólico flotante y caracterizar el recurso eólico en A Mariña Lucense, ha permitido estimar el rendimiento energético del sistema, además de otra serie de parámetros.

La producción energética bruta anual del parque asciende a 2274,86 GWh/año, considerando condiciones ideales de operación. No obstante, las pérdidas por efecto estela, estimadas mediante el modelo de Frandsen, suponen un 7,22 % del total, lo que reduce la energía neta vertida a la red a 2110,62 GWh/año.

Este rendimiento equivale a 2015,17 horas equivalentes de funcionamiento a plena carga, lo que implica que el parque opera a su potencia nominal durante casi un tercio del año. El factor de capacidad neto obtenido es del 34,42 %, superior al promedio nacional de parques eólicos terrestres (23,86 %), lo que confirma la excelente localización y diseño del proyecto.

Por otra parte, la curva de potencia tridimensional del parque muestra que, a partir de velocidades de viento cercanas a los 10 m/s, se alcanza de forma estable una producción superior a 580 MW en prácticamente todas las direcciones. Además, la frecuencia más común de viento se sitúa entre 6 y 7 m/s, lo que permite aprovechar de forma eficaz el recurso moderado predominante durante la mayor parte del año.

## **5. Conclusiones**

En conclusión, el proyecto demuestra la viabilidad de hibridar un parque eólico marino flotante con almacenamiento en forma de hidrógeno verde, aprovechando al máximo el recurso eólico disponible frente a la costa gallega. La integración de sistemas de electrólisis permite gestionar los excedentes energéticos, mejorar la estabilidad de la red y fomentar el desarrollo de vectores energéticos sostenibles. Los resultados de simulación validan el buen rendimiento del parque, posicionando esta instalación como una solución innovadora y replicable en el marco de la transición energética y la descarbonización del sistema eléctrico español.

# HYBRIDIZATION PROJECT FOR A MARINE WIND FARM WITH BATTERIES

**Author: Martínez Soto, Jacobo.**

Supervisor: Navarro Ocón, Jaime.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## ABSTRACT

This project analyzes the hybridization of an offshore wind farm with an energy storage system based on green hydrogen. The main goal is to study and design a facility that harnesses the potential of floating offshore wind energy in deep waters, ensuring a stable electricity supply and contributing to the decarbonization of the energy system.

**Keywords:** Offshore wind energy, Green hydrogen, Hybridization, Energy storage, Renewable energy, Floating offshore, Energy transition

## 1. Introduction

The decarbonization of the global energy system has become one of the major challenges of the 21st century, driven by the urgency of mitigating the effects of climate change and reducing dependence on fossil fuels. In this process, renewable energies play an essential role, especially those, such as offshore wind power, that allow us to harness abundant and consistent natural resources in previously underexploited environments.

This project focuses on the analysis of hybridizing a floating offshore wind farm with an energy storage system based on green hydrogen. This combination seeks to resolve one of the main limitations of intermittent renewable energies, namely the lack of control over generation. To this end, we propose coupling them with a clean, flexible energy carrier with high potential for future development, such as green hydrogen.

Throughout this paper, all aspects necessary to make this proposal viable are analyzed, from the selection of the wind turbine and its location to the simulation of the wind farm and the design of the electrolysis system. This aims to demonstrate that this hybridization can be a realistic and efficient alternative for advancing the decarbonization of the electrical system.

## 2. Project Definition

This project aims to design and analyze a hybrid facility that combines a floating offshore wind farm with a green hydrogen energy storage system. This proposal seeks to address the need to integrate intermittent renewable sources into the electricity grid in a more efficient and stable manner, using hydrogen as an energy vector to manage surplus production and improve system flexibility.

To this end, the project first addresses technology selection, comparing different state-of-the-art offshore wind turbine models and various energy storage alternatives. This selection is based on performance criteria, technical feasibility in offshore environments, compatibility with large capacities, and minimization of the levelized cost of energy (LCOE).

A comprehensive analysis of the wind resource and bathymetry is then carried out in various areas of the Galician coast to determine the optimal site for the facility. Once the location is defined, an energy simulation of the farm is performed using FUROW software, including the sizing and distribution of the turbines, as well as an assessment of annual performance.

The study is completed with the design of the electrolysis system, the analysis of green hydrogen transport and storage, and the identification of its main end-use applications. All of this is integrated into a coherent technical approach, focused on demonstrating the viability of this type of hybrid solution as a key tool for advancing the energy transition.

### **3. Installation Description**

The chosen site is located off the coast of A Mariña Lucense (Galicia), in an area with average wind speeds above 7.4m/s and sea depths ranging from 110 to 130m, making fixed foundations unfeasible and justifying the use of floating technology.

The wind farm consists of 50 Siemens Gamesa SG 14-236 DD turbines, each with a rated capacity of 14MW, arranged with a predominant orientation along the 162°–342° axis with respect to geographic north, based on annual wind rose analysis. The turbines are installed on floating platforms anchored with mooring lines. The energy generated is transmitted via submarine cables to an onshore substation, where it is stepped up through transformers for grid integration or diverted to the storage system.

The storage system is based on green hydrogen production via electrolysis, using the surplus energy generated by the wind farm. Part of the electricity is diverted from the onshore substation to a land-based PEM electrolysis plant, which requires direct current. This is obtained through conversion using transformers and IGBT rectifiers that adapt the alternating current generated offshore. The hydrogen produced is compressed and stored in high-pressure tanks, allowing its later use as an energy carrier for industrial applications, injection into the gas network, or reconversion into electricity.

This hybrid solution aims to reduce the intermittency associated with renewable generation, improve supply stability, and support large-scale integration of clean energy into the power system. The combination of offshore wind generation and hydrogen-based storage positions this installation as an advanced example of sustainable energy transition and decarbonization of the energy sector.

### **4. Results**

The simulation carried out with FUROW software, after defining the configuration of the floating wind farm and characterizing the wind resource in A Mariña Lucense, has allowed the system's energy efficiency to be estimated, in addition to a series of other parameters.

The farm's gross annual energy production amounts to 2,274.86 GWh/year, considering ideal operating conditions. However, slipstream losses, estimated using the Frandsen model, represent 7.22% of the total, reducing the net energy supplied to the grid to 2,110.62 GWh/year.

This efficiency is equivalent to 2,015.17 equivalent hours of full-load operation, meaning the farm operates at its rated power for almost a third of the year. The net capacity factor obtained is 34.42%, higher than the national average for onshore wind farms (23.86%), confirming the project's excellent location and design. Furthermore, the wind farm's

three-dimensional power curve shows that, starting at wind speeds close to 10 m/s, a stable output of over 580 MW is achieved in virtually all directions. Furthermore, the most common wind frequency is between 6 and 7 m/s, which allows for efficient use of the moderate wind resource that prevails for most of the year.

## **5. Conclusion**

In conclusion, the project demonstrates the feasibility of hybridizing a floating offshore wind farm with green hydrogen storage, maximizing the available wind resources off the Galician coast. The integration of electrolysis systems allows for the management of energy surpluses, improving grid stability, and promoting the development of sustainable energy carriers. The simulation results validate the farm's strong performance, positioning this facility as an innovative and replicable solution within the framework of the energy transition and decarbonization of the Spanish electricity system.

## *Índice de la memoria*

<b>Capítulo 1. Introducción .....</b>	<b>7</b>
1.1 EL VIENTO Y SU ORIGEN .....	7
1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL .....	8
1.3 EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA .....	11
1.4 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA.....	14
1.5 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA .....	18
1.5.1 HISTORIA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO.....	18
1.5.2 EL PAPEL DEL ALMACENAMIENTO EN LA ENERGÍA RENOVABLE.....	19
1.5.3 TENDENCIAS Y DESARROLLO ACTUAL DE LOS SISTEMAS .....	20
<b>Capítulo 2. Elección aerogeneradores y baterías a emplear.....</b>	<b>22</b>
2.1 AEROGENERADORES.....	22
2.1.1 PRINCIPIOS TEÓRICOS.....	22
2.1.2 CURVA DE POTENCIA.....	22
2.1.3 COEFICIENTE DE EMPUJE Y ESTELA .....	23
2.1.4 FACTORES EN LA EFICIENCIA DE LOS AEROGENERADORES.....	23
2.1.5 TIPOS DE AEROGENERADORES.....	24
2.1.6 ELECCIÓN DE AEROGENERADORES .....	26
2.2 ALMACENAMIENTO ENERGETICO.....	28
2.2.1 ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO.....	28
2.2.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA FÍSICA Y TÉRMICA .....	31
2.2.3 ELECCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	32
<b>Capítulo 3. Elección Ubicación.....</b>	<b>36</b>
3.1 FACTORES PARA EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO .....	36
3.2 ANÁLISIS RECURSO EÓLICO Y BATIMETRÍA EN CADA ZONA.....	41
3.2.1 COSTA DA MORTE (ZONA ENTRE MALPICA Y FISTERRA) .....	41
3.2.2 PLATAFORMA CONTINENTAL FRENTE A FERROL Y CEDEIRA.....	42
3.2.3 LITORAL DE RIBADEO Y A MARIÑA LUCENSE.....	43
3.2.4 ZONA DE AROUSA, MUROS-NOIA .....	44
3.3 ANÁLISIS COMPATIBILIDAD AMBIENTAL .....	45
3.4 ANÁLISIS DE PROXIMIDAD A LA RED ELÉCTRICA .....	50

3.5	ELECCIÓN FINAL DE LA UBICACIÓN.....	53
<b>Capítulo 4. Simulación del parque eólico.....</b>		<b>56</b>
4.1	ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO.....	56
4.1.1	ROSA DE LOS VIENTOS(DIRECCIONAL).....	56
4.1.2	PERFIL DE VELOCIDADES.....	58
4.1.3	DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	59
4.1.4	VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO.....	60
4.2	CONDICIONES DE SIMULACIÓN.....	61
4.2.1	NÚMERO DE AEROGENERADORES.....	61
4.2.2	DISPOSICIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	61
4.2.3	ASPECTOS TÉCNICOS FUROW.....	63
4.3	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.....	66
4.3.1	ENERGÍA BRUTA GENERADA.....	66
4.3.2	ENERGÍA NETA VERTIDA A LA RED.....	67
4.3.3	HORAS EQUIVALENTES Y FACTOR DE CAPACIDAD.....	68
4.3.4	DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS DE LA VELOCIDAD.....	69
4.3.5	CURVA DE POTENCIA.....	70
<b>Capítulo 5. Hibridación con hidrógeno verde.....</b>		<b>72</b>
5.1	HIDRÓGENO COMO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	72
5.2	TECNOLOGÍA DE ELÉCTROISIS.....	73
5.2.1	VISIÓN GENERAL.....	73
5.2.2	PRINCIPALES TECNOLOGÍAS.....	73
5.2.3	ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA.....	76
5.3	PRODUCCIÓN HIDRÓGENO VERDE.....	77
5.3.1	TRANSPORTE DE LA ELECTRICIDAD AL SISTEMA DE ELECTRÓLISIS.....	77
5.3.2	SISTEMA DE ELECTRÓLISIS.....	79
5.3.3	TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO A LA PLANTA DE MANIPULACIÓN.....	80
5.3.4	MANIPULACIÓN DEL HIDRÓGENO.....	82
5.3.5	ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO VERDE.....	83
5.4	POSIBLES APLICACIONES DEL HIDROGENO VERDE.....	84
5.4.1	INYECCIÓN EN LA RED DE GAS.....	85
5.4.2	MOVILIDAD Y TRANSPORTE MARÍTIMO.....	86

5.4.3 RECONVERSIÓN EN ELECTRICIDAD (POWER-TO-H2-TO-POWER).....	87
5.4.4 USO EN LA INDUSTRIA .....	88
<b>Capítulo 6. Objetivos de Desarrollo Sostenible .....</b>	<b>90</b>
<b>Capítulo 7. Conclusión.....</b>	<b>92</b>
<b>Capítulo 8. Bibliografía.....</b>	<b>94</b>

## Índice de figuras

Figura 1. Efecto Coriolis. Fuente: National Geographic .....	7
Figura 2: Mix energético de la UE en 2024. Fuente: Ember .....	9
Figura 3. Evolución anual de la generación eléctrica en EE.UU. (2019-2026). Fuente: IEA, Electricity 2024. ....	10
Figura 4.Evolución del costo de las baterías de ion-litio .Fuente: BloombergNEF .....	11
Figura 5:Primeros molinos de viento en Persia. Fuente: Ecoinventos .....	12
Figura 6: Primera turbina eólica generadora de electricidad: Fuente: American Physical Society .....	12
Figura 7: Energía eólica generada por comunidades autónomas: Fuente: Statista .....	13
Figura 8: Parque eólico offshore. Fuente:Orsted.....	15
Figura 9: Imagen satélite London Array. Fuente: NASA Earth Observatory .....	16
Figura 10: Evolución de los aerogeneradores. Fuente: DiarioRenovables.....	16
Figura 11: Energía eólica offshore flotante. Fuente: Iberdrola .....	17
Figura 12:Crecimiento de la capacidad de almacenamiento en baterías en EE.UU.Fuente:EIA.....	20
Figura 13: Curva de potencia aerogenerador. Fuente:Wind power Plus.....	23
Figura 14: Aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Iberdrola .....	25
Figura 15: Aerogenerador de eje vertical. Fuente: HQ Magnet .....	25
Figura 16: Aerogenerador sin palas. Fuente: Repsol.....	26
Figura 17:Esquema de funcionamiento de una batería ión litio. Fuente:Material Eléctrico	29
Figura 18:Esquema de funcionamiento de una batería flujo redox. Fuente:espana.edp .....	30
Figura 19. Esquema de funcionamiento de una batería de sodio-azufre. Fuente: Huntkey & GreVault .....	30
Figura 20: Esquema de funcionamiento de una batería de plomo-ácido. Fuente:JYC battery .....	31
Figura 21:PosHYdon: La Primera Plataforma Offshore de Hidrógeno Verde. Fuente: Poshydron .....	33
Figura 22. Velocidades del viento a 100 metros de altura. Fuente: Idae.....	37

Figura 23. Mapa del sistema eléctrico gallego. Fuente: Xunta de Galicia, Conselleria de economía e industria.....	37
Figura 24. Potencial eólico estimado en España (en GW), según la velocidad de viento mínima, a 80 m de altura. Fuente:Idae .....	39
Figura 25. Velocidad media del viento en 3 localizaciones da Costa da Morte. Fuente:Global Wind Atlas.....	41
Figura 26. Batimetría de 2 localizaciones da Costa da Morte. Fuente: Global Wind Atlas	41
Figura 27.Velocidad media del viento en 2 localizaciones de la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira. Fuente:Global Wind Atlas .....	42
Figura 28. Batimetría en dos localizaciones en la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira .Fuente: Global Wind Atlas.....	42
Figura 29. Velocidad media del viento en 2 puntos de a Mariña Lucense. Fuente:Global Wind Atlas.....	43
Figura 30. Figura 28. Batimetría en dos localizaciones en la Mariña Lucense. Fuente: Global Wind Atlas.....	44
Figura 31. Velocidad media del viento en 3 puntos de la cona de Arousa y Muros. Fuente:Global Wind Atlas.....	44
Figura 32. Figura 30. Batimetría en dos localizaciones en la zona de Arousa-Muros. Fuente: Global Wind Atlas.....	45
Figura 33.Red de Áreas Marinas Protegidas en Galicia previas a Enero de 2025 (RAMPE).Fuente:MITECO .....	46
Figura 34. Nueva ZEPA ES0000554, Enero 2025. Fuente: MITECO.....	47
Figura 35. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos en la zona de Muros-Arousa. Fuente: Google Earth. ....	47
Figura 36. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos en la Costa da Morte. Fuente: Google Earth.....	48
Figura 37. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos de la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira. Fuente: Google Earth.....	48
Figura 38. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos en la Mariña Lucense. Fuente: Google Earth .....	48

Figura 39. Mapa red eléctrica Mariña Lucense. Fuente:REE.....	50
Figura 40. Mapa red eléctrica Costa da Morte. Fuente:REE.....	51
Figura 41. Mapa red eléctrica zona Ferrol-Cedeira. Fuente:REE .....	52
Figura 42. Mapa red eléctrica zona Arousa-Muros. Fuente:REE.....	52
Figura 43. Estudio estratégico ambiental.Fuente:Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España .....	54
Figura 44: Rosa de los vientos direccional anual. Fuente: Furow.....	56
Figura 45:Rosa de los vientos direccional bimensual. Fuente: Furow .....	57
Figura 46: Histograma de velocidades. Fuente:Furow .....	58
Figura 47: Distribución de Weibull. Fuente:Furrow .....	59
Figura 48:Resumen anual de velocidad del viento. Fuente: Furow .....	60
Figura 49:Resumen bimestral de velocidad del viento. Fuente: Furow .....	60
Figura 50: Disposición aerogeneradores en la región de estudio. Fuente:Furow.....	64
Figura 51:Datos calculados a partir del Wind Resource. Fuente:Furow.....	65
Figura 52: Rosa de la energética bruta anual. Fuente: Furow .....	67
Figura 53: Rosa de perdidas por efecto estela. Fuente: Furow.....	68
Figura 54: Horas equivalentes de operación. Fuente: Furow .....	69
Figura 55: Factor de capacidad. Fuente: Furow .....	69
Figura 56: distribución de frecuencias de la velocidad del viento. Fuente: Furow .....	70
Figura 57: Curva de potencia. Fuente Furow .....	70
Figura 58. Esquema ectrólisis alcalina (AEL). Fuente: ideagreen .....	74
Figura 59: Esquema electrólisis PEM. Fuente: pemteco .....	75
Figura 60: Rectificador IGBT. Fuente: Guasch.....	79
Figura 61: Compresor de hidrogeno verde hiperbaric. Fuente: Hiperbaric.....	82
Figura 62: Bus de pila de combustible de hidrógeno. Fuente:The daily Illini .....	86
Figura 63: Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: EPALE.....	90

## Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1 EL VIENTO Y SU ORIGEN

Para dar inicio a este proyecto de manera orgánica, es crucial comenzar hablando del motor de la energía eólica, el viento. Antes de profundizar en el estudio y análisis del funcionamiento de esta tecnología, se tratará de comprender qué es el viento y cómo se origina.

El viento es el resultado del movimiento de las masas de aire en la atmósfera terrestre, un fenómeno impulsado principalmente por la radiación solar. La Tierra no se calienta de manera uniforme debido a su inclinación y a la diferencia en la capacidad de absorción del calor entre las superficies terrestres y oceánicas. Esta desigualdad térmica genera diferencias de presión atmosférica, donde el aire caliente, menos denso, tiende a ascender, mientras que el aire frío, más denso, desciende, creando flujos de aire que buscan equilibrar estas diferencias. Este desplazamiento del aire de zonas de alta presión a zonas de baja presión es lo que se conoce como viento.

Sin embargo, el movimiento del viento no sigue trayectorias rectas debido a la rotación de la Tierra. Aquí entra en juego el efecto Coriolis, que provoca una desviación en la dirección de los vientos. Esta aceleración hace que el viento se mueva hacia la derecha en el hemisferio norte y hacia la izquierda en el hemisferio sur. Este fenómeno es responsable de la formación de los patrones globales del viento, que a su vez determinan las condiciones climáticas y los mejores emplazamientos para la generación de energía eólica.

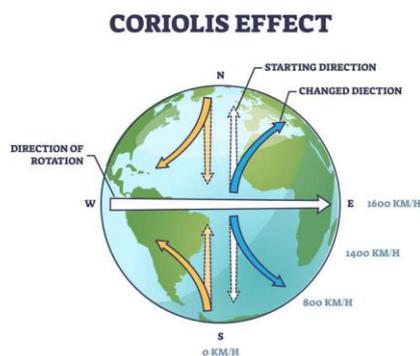


Figura 1. Efecto Coriolis. Fuente: National Geographic

Por otra parte, existen distintos tipos de vientos en el mundo, cada uno con características específicas según su origen y ubicación geográfica. Los vientos alisios soplan de manera

constante desde las zonas subtropicales hacia el ecuador y han sido utilizados históricamente para la navegación marítima. En las latitudes medias, predominan los vientos del oeste, influyendo en el clima de regiones templadas y generando sistemas de tormentas. En los polos, los vientos polares se desplazan hacia latitudes más bajas, generando frentes fríos. Además de estos vientos globales, existen vientos locales como las brisas marinas y terrestres, que se generan por la diferencia de temperatura entre el mar y la tierra, y los vientos de montaña y valle, que dependen del enfriamiento y calentamiento del aire en terrenos elevados.

El conocimiento de estos patrones de viento es fundamental para la instalación eficiente de parques eólicos, ya que permite identificar las regiones con vientos constantes y de alta velocidad, como las zonas costeras, altiplanos y áreas cercanas a desiertos. No obstante, a pesar de su gran potencial, la energía eólica enfrenta un desafío crucial, la incapacidad de generar electricidad de manera instantánea y bajo demanda, a diferencia de los combustibles fósiles. La intermitencia del viento dificulta garantizar un suministro continuo de energía, lo que limita su integración en la red sin sistemas de respaldo. Aunque la solución ideal sería encontrar ubicaciones con vientos extremadamente constantes, esto resulta inviable a gran escala debido a la variabilidad natural de las corrientes atmosféricas. Por ello, la alternativa más efectiva para optimizar la energía eólica radica en el desarrollo y perfeccionamiento de sistemas de almacenamiento con baterías, que permitan gestionar el excedente energético y asegurar un suministro estable en la red, facilitando así su adopción masiva y su papel en la transición energética global.

## ***1.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL***

La dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía ha sido una de las principales causas del cambio climático y la degradación ambiental a nivel global. Durante décadas, el carbón, el petróleo y el gas natural, combustibles fósiles, han sido la base del sistema energético mundial debido a su disponibilidad, facilidad de almacenamiento y capacidad para generar electricidad de manera continua. Sin embargo, su combustión libera grandes cantidades de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros gases de efecto invernadero, contribuyendo al calentamiento global y al deterioro de los ecosistemas. La necesidad de reducir estas emisiones ha impulsado una transición hacia fuentes de energía renovables, como la solar y la eólica, que ofrecen una alternativa más limpia y sostenible.

En los últimos años, esta transición ha tomado mayor relevancia, especialmente en los países desarrollados. Europa ha liderado el avance en energías renovables gracias a políticas energéticas ambiciosas y a un fuerte compromiso con la reducción de emisiones. Según un informe de Ember (2024), la Unión Europea alcanzó un hito histórico al generar el 47.4% de su electricidad a partir de fuentes renovables, superando a los combustibles fósiles, que representaron el 28.9% de la generación eléctrica. El porcentaje restante de la generación eléctrica proviene de la energía nuclear, que continúa representando una parte significativa del mix energético europeo, con un 23.7% del total. Su inclusión en el mix energético ha

generado un debate considerable, dado su bajo impacto en emisiones de carbono, pero también sus desafíos en cuanto a residuos y seguridad.

The EU's power sector became cleaner in 2024

	2023	Share of generation (%)	2024	Share of generation (%)	Change 2023-2024	Percentage change (%)
	Electricity generation (TWh)		Electricity generation (TWh)		Generation (TWh)	
Total renewables	1208 TWh	44.8%	1300 TWh	47.4%	92 TWh	7.6% ▲
- Solar	250 TWh	9.3%	304 TWh	11.1%	54 TWh	21.7% ▲
- Wind	470 TWh	17.4%	477 TWh	17.4%	7 TWh	1.5% ▲
- Hydro	330 TWh	12.2%	362 TWh	13.2%	32 TWh	9.8% ▲
- Bioenergy	152 TWh	5.6%	150 TWh	5.5%	-2 TWh	-1.3% ▼
- Other renewables*	7 TWh	0.3%	7 TWh	0.3%	0 TWh	4% ▲
Nuclear	620 TWh	23%	649 TWh	23.7%	29 TWh	4.7% ▲
Total fossil	868 TWh	32.2%	793 TWh	28.9%	-75 TWh	-8.7% ▼
- Coal	319 TWh	11.8%	269 TWh	9.8%	-50 TWh	-15.7% ▼
- Gas	456 TWh	16.9%	430 TWh	15.7%	-26 TWh	-5.6% ▼
- Other fossil**	93 TWh	3.5%	94 TWh	3.4%	0 TWh	0.3% ▲
Net imports	-2 TWh		-17 TWh		-15 TWh	
Electricity demand	2694 TWh		2725 TWh		31 TWh	1.2% ▲

Figura 2: Mix energético de la UE en 2024. Fuente: Ember

Este cambio ha sido impulsado principalmente por la expansión de la energía eólica y solar, así como por el aumento en la capacidad de almacenamiento energético, un factor clave para garantizar el suministro en el futuro. Para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y disponer de energía en el momento que la necesitemos, es fundamental seguir desarrollando y optimizando las tecnologías de almacenamiento. De este modo, podremos asegurar el abastecimiento energético sin depender directamente del sol o del viento.

A nivel global, China y Estados Unidos continúan siendo los dos mayores consumidores y productores de electricidad, pero ambos aún dependen en gran medida de los combustibles fósiles, a pesar del crecimiento de las energías renovables. Según el informe *Electricity 2024* de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), China sigue liderando la expansión de las energías renovables, con un crecimiento proyectado del 21% en 2024 y una previsión de incremento del 13% anual hasta 2026, impulsado principalmente por la energía solar y eólica. Este avance ha permitido reducir gradualmente la dependencia del carbón, aunque este sigue siendo la principal fuente de generación en el país.

Por otro lado, en Estados Unidos, las renovables continúan ganando presencia en el mix energético, pero su crecimiento enfrenta desafíos significativos. A pesar de los avances en la instalación de parques solares y eólicos, la incertidumbre regulatoria, los problemas de financiamiento y la cancelación de varios proyectos de energía eólica offshore han limitado una transición más acelerada. Además, la reducción de la generación a partir de carbón, que se espera que caiga un 10% anual entre 2024 y 2026, no ha sido suficiente para reemplazar completamente la demanda energética con fuentes limpias.

Year-on-year change in electricity generation in the United States, 2019-2026

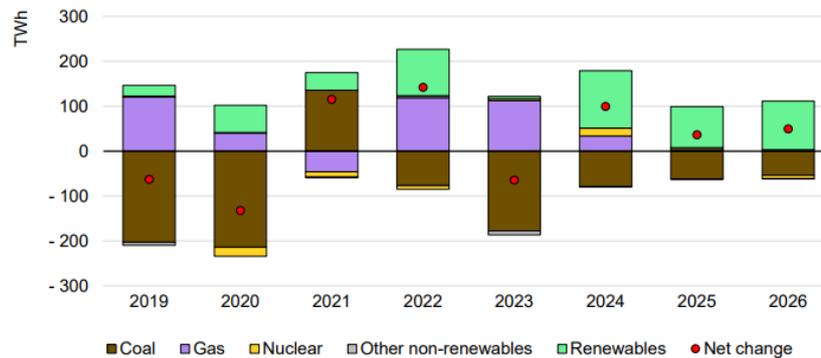


Figura 3. Evolución anual de la generación eléctrica en EE.UU. (2019-2026). Fuente: IEA, Electricity 2024.

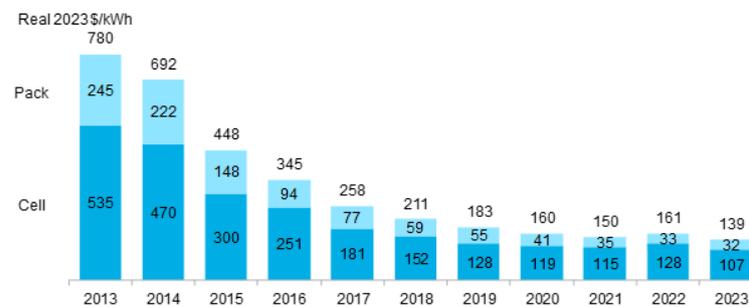
Ambos países han realizado importantes inversiones en infraestructura renovable y almacenamiento energético, pero la necesidad de garantizar un suministro eléctrico estable y competitivo sigue siendo un reto clave. Mientras que China apuesta por una rápida expansión de la capacidad renovable con el apoyo estatal, Estados Unidos enfrenta barreras económicas y políticas que ralentizan su transición. No obstante, ambos desempeñarán un papel crucial en la descarbonización del sector eléctrico global en los próximos años.

Ante esta limitación, el almacenamiento energético se ha convertido en la solución clave para mitigar los efectos de la intermitencia y garantizar un suministro estable de electricidad. A diferencia de los combustibles fósiles, que pueden generar electricidad bajo demanda, fuentes como la solar y la eólica dependen de condiciones meteorológicas variables. La energía solar solo puede producirse durante el día y su rendimiento se reduce en días nublados, mientras que la eólica depende de la intensidad y estabilidad del viento. Esta variabilidad dificulta su integración en la red eléctrica y plantea la necesidad de desarrollar soluciones que permitan almacenar la energía generada en momentos de alta producción para su uso cuando la generación disminuye.

El almacenamiento energético se ha consolidado como una solución fundamental para mitigar los efectos de la intermitencia en la generación renovable. Las baterías de ion-litio, por ejemplo, han experimentado una reducción significativa de costos en la última década. Según datos de *BloombergNEF*, el precio promedio ponderado de los paquetes de baterías era de 780 \$/kWh en 2013, mientras que en 2023 se redujo a 139 \$/kWh, lo que representa una caída del 82,2% en términos ajustados a dólares de 2023. Esta drástica reducción ha impulsado su implementación en sistemas de almacenamiento a gran escala, haciendo que la energía renovable sea más competitiva y flexible. Empresas como Tesla, LG Chem y CATL han desarrollado baterías con capacidades cada vez mayores, permitiendo almacenar excedentes de energía renovable y liberarla cuando sea necesario. En el caso de la energía eólica marina, cuyo potencial radica en la alta velocidad y constancia del viento en alta mar,

la integración con sistemas de almacenamiento resulta clave para su expansión a nivel mundial.

Figure 1: Volume-weighted average lithium-ion battery pack and cell price split, 2013-2023



Source: BloombergNEF. Historical prices have been updated to reflect real 2023 dollars. Weighted average survey value includes 303 data points from passenger cars, buses, commercial vehicles, and stationary storage.

Figura 4. Evolución del costo de las baterías de ion-litio. Fuente: BloombergNEF

En este contexto, la capacidad de almacenamiento energético no solo resulta esencial para la integración de renovables en general, sino que se vuelve aún más crítica en el desarrollo de la energía eólica marina, donde la estabilidad del suministro es mayor pero sigue requiriendo soluciones eficientes para maximizar su aprovechamiento. Así, aunque la transición energética ha avanzado significativamente en algunos países, la dependencia de los combustibles fósiles sigue siendo un reto global. La intermitencia de las energías renovables plantea desafíos técnicos que deben ser resueltos para lograr una descarbonización efectiva del sistema eléctrico. El desarrollo de sistemas de almacenamiento, en particular mediante baterías, se presenta como la alternativa más viable para maximizar el aprovechamiento de la energía eólica y otras fuentes renovables. En este sentido, el estudio de soluciones de almacenamiento aplicadas a la energía eólica marina cobra especial importancia, ya que podría representar un avance crucial en la lucha contra el cambio climático y la construcción de un futuro energético sostenible.

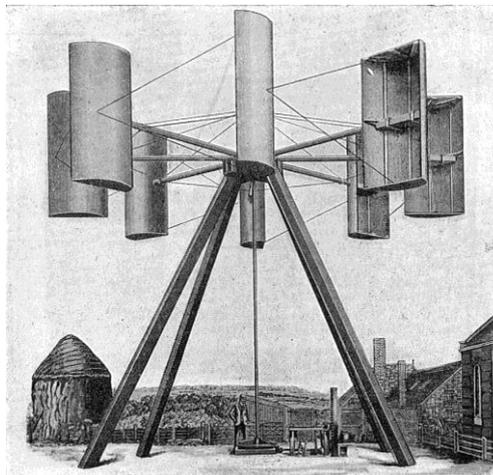
### 1.3 EVOLUCIÓN Y SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA

Pasando ahora al eje principal de este proyecto, se analizará de forma general la energía eólica. La energía eólica es una de las fuentes de energía renovable más antiguas utilizadas por la humanidad. Su historia se remonta a la antigüedad, cuando las civilizaciones aprovecharon la fuerza del viento para realizar diversas tareas, como la navegación y el bombeo de agua. Los primeros molinos de viento documentados datan del siglo VII en Persia, utilizados principalmente para moler grano. Posteriormente, en la Europa medieval, los molinos de viento se extendieron ampliamente y se utilizaron en la agricultura y otras industrias.



*Figura 5: Primeros molinos de viento en Persia. Fuente: Ecoinventos*

Durante los siglos XVIII y XIX, los molinos de viento evolucionaron y se emplearon en mayor medida para el bombeo de agua, especialmente en lugares como los Países Bajos y el medio oeste de Estados Unidos. Sin embargo, la verdadera transformación llegó con el desarrollo de la electricidad a finales del siglo XIX. En 1887, el ingeniero escocés James Blyth diseñó la primera turbina eólica para generar electricidad. Poco después, en 1891, Poul la Cour en Dinamarca desarrolló turbinas más eficientes, sentando las bases para la producción de energía eólica moderna.



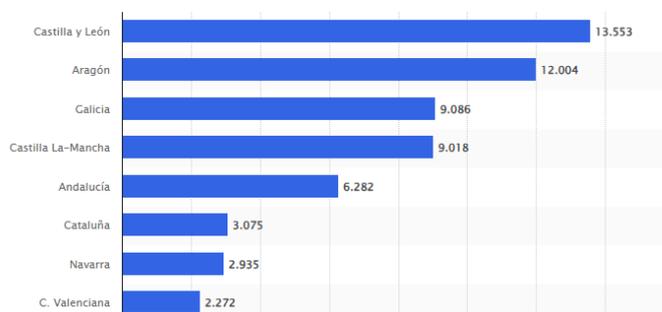
*Figura 6: Primera turbina eólica generadora de electricidad. Fuente: American Physical Society*

Sin embargo, el siglo XX marcó el avance de la energía eólica a gran escala. Durante la crisis del petróleo de la década de 1970, varios países comenzaron a invertir en energías renovables como alternativa a los combustibles fósiles. Dinamarca se convirtió en un líder mundial en la tecnología eólica, gracias a su compromiso con el desarrollo de turbinas eficientes y su apoyo gubernamental a la investigación y desarrollo del sector. En la década de 1980, comenzaron a surgir los primeros parques eólicos comerciales en países como Estados

Unidos, Alemania y España. En particular, Dinamarca implementó la primera granja eólica conectada a la red eléctrica en 1980, con aerogeneradores diseñados para operar con una mayor estabilidad y rendimiento. Alemania, por su parte, impulsó programas de subsidios y políticas de incentivo que permitieron la instalación de miles de aerogeneradores a lo largo de su territorio, sentando las bases para su liderazgo en la industria actual. España no se quedó atrás y, en los años 90, su apuesta por la energía eólica la convirtió en uno de los referentes europeos, con la instalación de parques eólicos a gran escala y la consolidación de empresas especializadas en el sector.

En la actualidad, la energía eólica se ha consolidado como una de las principales fuentes de generación de electricidad renovable en todo el mundo, desempeñando un papel clave en la descarbonización del sistema energético global. Su crecimiento ha sido exponencial en las últimas dos décadas, impulsado por una combinación de factores, entre los que destacan los avances tecnológicos en el diseño y eficiencia de los aerogeneradores, la significativa reducción de costos en su instalación y mantenimiento, y la implementación de políticas gubernamentales orientadas a fomentar la transición hacia un modelo energético más sostenible. Además, el incremento de la inversión en investigación y desarrollo ha permitido optimizar el rendimiento de los parques eólicos, tanto en tierra como en el mar, consolidando esta fuente de energía como una alternativa viable y competitiva frente a los combustibles fósiles.

España es uno de los países líderes en energía eólica en Europa, con una capacidad instalada que supera los 30 GW, lo que la convierte en una pieza clave dentro del mix energético nacional. En 2023, la energía eólica representó aproximadamente el 24% de la generación eléctrica total del país, consolidándose como la segunda fuente de electricidad después de la energía nuclear. Comunidades autónomas como Castilla y León, Aragón y Galicia han sido las principales productoras, contribuyendo significativamente a la generación eólica nacional.



*Figura 7: Energía eólica generada por comunidades autónomas: Fuente: Statista*

A nivel europeo, Alemania, Dinamarca y el Reino Unido han sido pioneros en el desarrollo de la energía eólica, impulsando inversiones significativas en el sector. La capacidad instalada de energía eólica en Europa superó los 260 GW a finales de 2023, reflejando cómo las energías renovables se han catapultado en Europa, gracias a estrategias energéticas

ambiciosas. Este impulso se ha visto respaldado por políticas energéticas como la Directiva de Energías Renovables de la Unión Europea (RED II), que establece un objetivo vinculante de que al menos el 32% de la energía consumida en la UE provenga de fuentes renovables para 2030. Además, el European Green Deal busca alcanzar la neutralidad climática en 2050. Estas tipo de políticas han sido fundamentales para el crecimiento del sector y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles en el continente.

A nivel global, según *Statista*, China lidera la capacidad instalada de energía eólica con alrededor de 475 GW, seguido por Estados Unidos con aproximadamente 150 GW. India también ha emergido como un actor importante en el sector, mientras que Brasil encabeza el desarrollo de la energía eólica en América Latina. Aunque la energía eólica es una de las principales fuentes renovables en la transición energética, también se complementa con otras tecnologías como la solar fotovoltaica, la hidroeléctrica y la biomasa. La tendencia mundial apunta a un crecimiento continuo, impulsado por la reducción de costos de las turbinas eólicas, la necesidad de reducir emisiones de carbono y el avance en tecnologías de almacenamiento que permiten gestionar mejor la intermitencia de la generación renovable.

En este contexto de expansión y evolución tecnológica, la capacidad instalada de energía eólica continúa en aumento. Según el *Global Wind Report 2023* del Global Wind Energy Council (GWEC), se prevé que entre 2023 y 2030 se añadan 1,221 GW de nueva capacidad eólica, lo que elevaría la capacidad total instalada a más de 2,000 GW para finales de 2030. Este crecimiento podría permitir que la energía eólica suministre hasta un 17-19% de la electricidad mundial para esa fecha, contribuyendo a una reducción significativa de emisiones de CO<sub>2</sub>. Esto requerirá una inversión anual aproximada de 200,000 millones de euros, lo que refleja la magnitud del compromiso financiero necesario para consolidar la energía eólica como una de las principales fuentes de generación eléctrica en el futuro.

En conclusión, la energía eólica se consolida como un pilar clave en la transición energética global, con un crecimiento sostenido impulsado por avances tecnológicos, políticas de apoyo y una creciente competitividad en costos. A medida que más países apuestan por fuentes renovables para reducir su dependencia de los combustibles fósiles y mitigar el cambio climático, la energía eólica continuará desempeñando un papel central en la matriz energética mundial. No obstante, su desarrollo futuro dependerá de la capacidad para superar desafíos como la integración en la red eléctrica, la optimización del almacenamiento energético y el mantenimiento de un marco regulador estable que fomente la inversión a largo plazo.

## ***1.4 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA***

La energía eólica marina, o *offshore*, es una evolución de la energía eólica terrestre que permite el aprovechamiento del viento en mares y océanos. Al ubicarse en el agua, estas instalaciones pueden beneficiarse de vientos más fuertes y constantes, lo que se traduce en una mayor eficiencia en la generación de electricidad. Su historia comienza en la década de 1990, cuando Dinamarca instaló el primer parque eólico marino del mundo en Vindeby en

1991. Este pequeño parque eólico, con 11 aerogeneradores y una capacidad total de 5 MW, marcó el inicio de una industria que ha crecido exponencialmente en las últimas décadas, impulsada por avances tecnológicos y un creciente compromiso global con la reducción de emisiones de carbono.



*Figura 8: Parque eólico offshore. Fuente: Orsted*

Durante los años 2000, la energía eólica marina experimentó un crecimiento notable, principalmente en Europa, donde varios países implementaron políticas de apoyo para fomentar su desarrollo. Entre las medidas más relevantes se encuentran las tarifas de alimentación, *feed-in tariffs*, que garantizaron precios competitivos para la electricidad generada por parques eólicos, así como subastas gubernamentales específicas para proyectos offshore, promoviendo la inversión privada en esta tecnología. Además, se establecieron marcos regulatorios favorables, como el Plan Energético de Alemania (*Energiewende*), que priorizó la transición hacia energías renovables, y la Estrategia de Energía Limpia del Reino Unido, que incentivó el despliegue masivo de parques eólicos en el Mar del Norte.

Gracias a estos impulsos, Reino Unido, Alemania y los Países Bajos se convirtieron en los pioneros de la energía eólica marina, desarrollando parques de mayor capacidad en aguas más profundas. Un ejemplo significativo es el parque eólico London Array, inaugurado en 2013 frente a las costas del Reino Unido, con una capacidad de 630 MW, que en su momento fue el más grande del mundo. Alemania, por su parte, apostó por parques como Alpha Ventus, que sirvió como un proyecto piloto para probar nuevas tecnologías en aguas más profundas. En los Países Bajos, el parque eólico Borssele, ubicado en el Mar del Norte, ha sido clave para consolidar la posición del país como líder en energía renovable.



*Figura 9: Imagen satélite London Array. Fuente: NASA Earth Observatory*

A medida que las turbinas eólicas se hicieron más grandes y eficientes, se logró una mayor producción de electricidad con menos unidades instaladas, reduciendo así los costos operativos y ambientales. Desde los primeros aerogeneradores marinos, que apenas alcanzaban alturas de 50 metros y generaban unos pocos megavatios, la industria ha avanzado hacia modelos significativamente más grandes y potentes. Actualmente, aerogeneradores como el Haliade-X de General Electric alcanzan alturas superiores a los 260 metros, con palas de más de 100 metros de longitud y capacidades de generación que superan los 12 MW por unidad. Esta evolución ha permitido la construcción de parques eólicos de gran escala, como Hornsea 2 en el Reino Unido, con una capacidad de 1,386 MW, suficiente para abastecer a más de 1,4 millones de hogares.



*Figura 10: Evolución de los aerogeneradores. Fuente: DiarioRenovables*

En la última década, la industria ha avanzado aún más con la llegada de aerogeneradores flotantes, capaces de operar en aguas más profundas, donde los vientos son aún más fuertes y constantes. Esta innovación ha permitido expandir el alcance de la energía eólica marina más allá de las plataformas continentales poco profundas, lo que abre nuevas oportunidades

para su implementación en regiones como la costa oeste de Estados Unidos y Japón, donde las aguas más profundas habían sido una barrera para el desarrollo de proyectos eólicos marinos tradicionales. Un ejemplo de esta tecnología es el proyecto *Hywind Scotland*, el primer parque eólico flotante del mundo, que ha demostrado el potencial de esta solución en aguas profundas.

Hoy en día, los parques eólicos marinos más grandes del mundo se encuentran en Europa y Asia, regiones que han liderado la inversión y el desarrollo de esta tecnología. El Reino Unido alberga algunos de los proyectos más emblemáticos, como *Dogger Bank*, que cuando se complete en 2026, se convertirá en el parque eólico más grande del mundo con una capacidad prevista de 3,6 GW. En los Países Bajos, el parque *Borssele* continúa expandiéndose con una capacidad superior a los 1,500 MW, consolidando la posición del país en la industria eólica marina. En Asia, Taiwán ha emergido como un actor clave con el desarrollo de *Greater Changhua*, un ambicioso proyecto con más de 2 GW de capacidad instalada, que marca un hito en la expansión de esta tecnología fuera de Europa.

Otros parques notables son *Gwynn* y *Môr* en Gales, con una capacidad de 576 MW, que ha contribuido significativamente a la generación de energía limpia en el Reino Unido. En el ámbito de la energía eólica flotante, *Hywind Scotland* se destaca como el primer parque de este tipo, abriendo la puerta a la instalación de aerogeneradores en regiones con aguas más profundas y vientos más constantes.



*Figura 11: Energía eólica offshore flotante. Fuente: Iberdrola*

En este sentido, el futuro de la energía eólica marina es prometedor, con varios países apostando por esta tecnología para diversificar su matriz energética y reducir su dependencia de los combustibles fósiles. Según la Comisión Europea, a través de su Estrategia sobre Energía Renovable Marina, se ha fijado el objetivo de alcanzar 60 GW de capacidad instalada de energía eólica marina para 2030 y 300 GW para 2050. Asimismo, en 2024, los gobiernos de Bélgica, Dinamarca, Alemania, los Países Bajos, Francia, Noruega, Luxemburgo y el Reino Unido reforzaron su compromiso con la energía eólica marina en el

Mar del Norte, aumentando sus objetivos de capacidad de 30 GW a 120 GW para 2030, con la meta final de alcanzar 300 GW en 2050.

A nivel global, China, Estados Unidos y Japón han incrementado significativamente sus inversiones en energía eólica marina, desarrollando proyectos estratégicos en sus costas para aprovechar los fuertes vientos oceánicos. Según el Foro Mundial de la Energía Eólica Marina (WFO), China ha sido el líder indiscutible en este sector, añadiendo 6,3 GW de nueva capacidad eólica marina en 2023 y alcanzando un total de 38 GW desde su primer proyecto en 2010. Además, el país tiene en construcción 159 GW de energía eólica, consolidando su dominio en esta industria. En Estados Unidos, la administración Biden reconoció el enorme potencial de la energía eólica marina e impulsó el desarrollo de proyectos estratégicos, incluyendo la subasta de áreas de arrendamiento en la costa del Pacífico y el Golfo de México, con especial atención a la energía eólica flotante. Además, se implementaron iniciativas para integrar esta energía en la planificación de la red eléctrica en estados clave como Nueva York, Nueva Jersey y California. Sin embargo, con la llegada de la administración Trump en enero de 2025, estas iniciativas enfrentan desafíos significativos. El presidente Trump firmó una orden ejecutiva que suspende temporalmente los arrendamientos y permisos para proyectos de energía eólica marina, citando preocupaciones ambientales y económicas. Esta medida ha generado incertidumbre en la industria y ha llevado a la cancelación o pausa de varios proyectos, incluyendo el primer parque eólico marino de Nueva Jersey.

En conclusión, la energía eólica marina ha pasado de ser un experimento a convertirse en una de las principales fuentes de energía renovable en el mundo. Con avances tecnológicos continuos, una creciente inversión y un compromiso global con la reducción de emisiones, esta industria jugará un papel fundamental en la transición energética global en las próximas décadas. A medida que los aerogeneradores se vuelven más eficientes y se desarrollan nuevas infraestructuras para su almacenamiento e integración en la red eléctrica, la energía eólica marina se perfila como una de las soluciones clave para un futuro energético sostenible y libre de carbono.

## ***1.5 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA***

### ***1.5.1 HISTORIA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO***

La historia del almacenamiento energético se remonta a siglos atrás, cuando se utilizaban métodos naturales como la energía potencial del agua en embalses o la acumulación de calor en materiales específicos. Sin embargo, el desarrollo de sistemas de almacenamiento modernos comenzó en el siglo XIX con la invención de las primeras baterías electroquímicas.

Uno de los hitos más importantes en la historia del almacenamiento energético fue la invención de la batería de plomo-ácido por Gaston Planté en 1859. Este tipo de batería, que

sigue en uso hoy en día, fue la primera recargable y permitió avances en aplicaciones como la iluminación y el transporte eléctrico temprano. Con el crecimiento de la demanda de electricidad a finales del siglo XIX y principios del XX, surgió la necesidad de soluciones de almacenamiento a mayor escala. En este contexto, comenzaron a desarrollarse estaciones hidroeléctricas con almacenamiento por bombeo, un sistema que sigue siendo una de las soluciones más eficientes para el almacenamiento de energía a gran escala.

Durante el siglo XX, la necesidad de almacenamiento energético aumentó con el crecimiento del consumo eléctrico y la diversificación de fuentes de energía. En las décadas de 1950 y 1960, se exploraron tecnologías como las baterías de níquel-cadmio, utilizadas en aplicaciones industriales y aeroespaciales. En los años 70 y 80, con el auge de la energía nuclear y la preocupación por la seguridad energética, se promovieron sistemas de almacenamiento más eficientes, como el aire comprimido y los primeros diseños de baterías de sodio-azufre para almacenamiento a gran escala.

Ante la creciente demanda de soluciones de almacenamiento más eficientes y compactas, el gran cambio en el almacenamiento energético llegó con la invención y comercialización de la batería de iones de litio en la década de 1990. Desarrollada por científicos como John Goodenough, Akira Yoshino y Stanley Whittingham, esta tecnología revolucionó la electrónica portátil y sentó las bases para la actual transición energética. Su alta densidad energética y eficiencia la convirtieron en la opción preferida para aplicaciones renovables y vehículos eléctricos. En paralelo, se exploraron nuevas soluciones como las baterías de flujo redox, que comenzaron a desarrollarse en los años 80 y 90 con el objetivo de proporcionar almacenamiento escalable para redes eléctricas.

### *1.5.2 EL PAPEL DEL ALMACENAMIENTO EN LA ENERGÍA RENOVABLE*

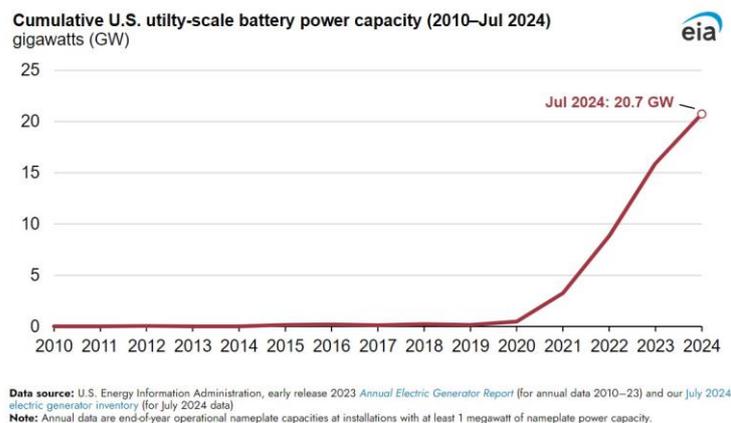
El almacenamiento de energía desempeña un papel fundamental en la integración de fuentes renovables, especialmente en la energía eólica. La producción de electricidad a partir del viento varía según su velocidad e intensidad, lo que puede generar inestabilidad en la red eléctrica y dificultar un suministro continuo. Para mitigar estos problemas, el almacenamiento mediante baterías se ha convertido en una solución clave. Estas permiten acumular el exceso de electricidad en momentos de alta producción y liberarla cuando la generación es baja o la demanda aumenta. Así, se optimiza el uso de la energía eólica, reduciendo desperdicios y mejorando la eficiencia del sistema eléctrico. Además, el almacenamiento contribuye a estabilizar la frecuencia de la red y a disminuir la dependencia de fuentes fósiles de respaldo, facilitando una mayor penetración de las renovables en el mix energético global.

En las últimas décadas, el almacenamiento en parques eólicos ha evolucionado significativamente. Inicialmente, la implementación de baterías era limitada debido a su alto costo y capacidad reducida. Sin embargo, con los avances en tecnología, especialmente en baterías de iones de litio, se han logrado mejoras en eficiencia, densidad energética y vida útil. Estas baterías destacan por su rápida carga y descarga, lo que permite gestionar mejor las fluctuaciones en la producción eólica. Además, han surgido tecnologías complementarias

como las baterías de flujo redox, que ofrecen mayor escalabilidad y durabilidad, y los sistemas hidro-neumáticos, que almacenan energía en forma de aire comprimido o agua embalsada para su posterior conversión en electricidad.

### 1.5.3 TENDENCIAS Y DESARROLLO ACTUAL DE LOS SISTEMAS

En la actualidad, la integración de sistemas de almacenamiento en parques eólicos se está expandiendo a nivel global. La reducción de los costos de fabricación de baterías, especialmente las de iones de litio, ha favorecido su implementación a gran escala. En Estados Unidos, la capacidad de almacenamiento con baterías ha crecido significativamente en los últimos años. Según datos de la Administración de Información Energética de EE. UU. (EIA), en 2010 se añadieron solo 4 megavatios (MW) de almacenamiento en baterías a escala de servicio público. Para julio de 2024, esta cifra había aumentado a más de 20,7 gigavatios (GW), con la incorporación de 5 GW en los primeros siete meses del año. Esta tendencia refleja el creciente interés por mejorar la estabilidad de las redes eléctricas a través del almacenamiento energético, lo que permite mitigar la intermitencia de las fuentes renovables y garantizar un suministro más fiable.



*Figura 12: Crecimiento de la capacidad de almacenamiento en baterías en EE.UU. Fuente: EIA*

En Europa y Asia también se están desarrollando importantes proyectos de almacenamiento en parques eólicos, impulsados por políticas gubernamentales que fomentan la transición energética y la reducción de emisiones de carbono. En la Unión Europea, el Plan REPowerEU establece objetivos ambiciosos para acelerar el despliegue de energías renovables y aumentar la capacidad de almacenamiento de energía, con el fin de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mejorar la seguridad energética. Además, el programa Innovation Fund de la UE financia proyectos de almacenamiento energético innovadores, impulsando la investigación y el desarrollo en este campo. En China, el gobierno ha implementado regulaciones que exigen que los nuevos parques eólicos y solares incluyan sistemas de almacenamiento para mejorar la estabilidad de la red. Estas iniciativas están permitiendo la expansión del almacenamiento energético a nivel global, promoviendo

una mayor integración de las energías renovables y una transición hacia un modelo energético más sostenible.

De cara al futuro, se prevé que la tecnología de almacenamiento continúe evolucionando con innovaciones que permitan mejorar la densidad energética, reducir costos y minimizar el impacto ambiental de las baterías. La búsqueda de alternativas al litio, como las baterías de estado sólido o las de flujo, apunta a resolver algunos de los desafíos actuales en términos de seguridad, disponibilidad de materiales y reciclabilidad. Además, la digitalización y el uso de inteligencia artificial están permitiendo una gestión más eficiente del almacenamiento y la distribución de energía en tiempo real. Junto a estas tecnologías, el hidrógeno verde también se perfila como una opción viable para el almacenamiento a largo plazo y la estabilidad del sistema energético. Con estos avances, se espera que el almacenamiento de energía juegue un papel aún más crucial en la integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos del futuro, permitiendo una mayor penetración de fuentes renovables y contribuyendo a la descarbonización del sector energético.

## Capítulo 2. ELECCIÓN AEROGENERADORES Y BATERÍAS A EMPLEAR

### 2.1 AEROGENERADORES

#### 2.1.1 PRINCIPIOS TEÓRICOS

El aprovechamiento de la energía eólica se basa en la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica y, posteriormente, en energía eléctrica mediante un aerogenerador. La cantidad de energía que un aerogenerador puede extraer del viento depende de diversas variables, como la densidad del aire, la velocidad del viento y el área barrida por las palas del rotor.

El viento que incide perpendicularmente sobre las palas de un aerogenerador transporta energía cinética, que puede expresarse mediante la siguiente ecuación:

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

No obstante, no es posible capturar toda esta energía, ya que, si el aerogenerador extrajera el 100% de la energía cinética del viento, la corriente de aire quedaría detenida, impidiendo que el flujo de viento continúe. Este límite fue descrito por el físico Albert Betz en 1919, quien estableció que la conversión máxima teórica de energía del viento es del 59,3%. Este principio es conocido como Límite de Betz, y el coeficiente de potencia ( $C_p$ ) de un aerogenerador en operación real suele estar entre 0,42 y 0,45. Así, la potencia realmente aprovechable de un aerogenerador se expresa como:

$$P_a = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3$$

#### 2.1.2 CURVA DE POTENCIA

Cada aerogenerador tiene una curva de potencia característica, que describe la potencia eléctrica generada en función de la velocidad del viento. Existen tres puntos clave en esta curva:

1. Velocidad de corte inferior ( $V_{\text{cut-in}}$ ): Es la velocidad mínima a la que el aerogenerador comienza a generar electricidad (entre 3-4 m/s).
2. Velocidad nominal ( $V_{\text{nominal}}$ ): Es la velocidad del viento a la que el aerogenerador alcanza su potencia máxima (entre 12-15 m/s).

3. Velocidad de corte superior ( $V_{\text{cut-out}}$ ): Es la velocidad máxima a la que el aerogenerador opera antes de desconectarse por seguridad (entre 20-25 m/s).

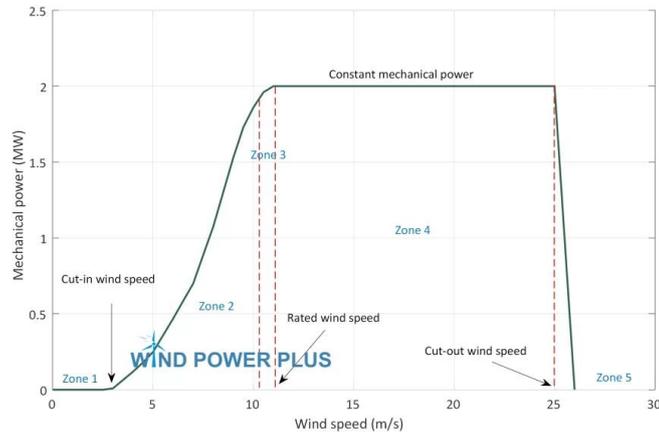


Figura 13: Curva de potencia aerogenerador. Fuente: Wind power Plus

### 2.1.3 COEFICIENTE DE EMPUJE Y ESTELA

Cuando el viento atraviesa un aerogenerador, su velocidad disminuye, generando una estela turbulenta aguas abajo. Esta perturbación reduce la eficiencia de los aerogeneradores ubicados en la misma dirección del viento dentro de un parque eólico. Para minimizar estos efectos, es fundamental optimizar la distribución de los aerogeneradores, asegurando distancias adecuadas entre ellos.

El coeficiente de empuje cuantifica el impacto del aerogenerador sobre el flujo de aire. A mayor coeficiente, mayor será la desaceleración del viento y la intensidad de la estela generada, lo que incrementa la turbulencia y puede afectar el rendimiento del conjunto. Por ello, gestionar este parámetro de manera eficiente es clave para maximizar la producción de energía y reducir pérdidas aerodinámicas en el parque eólico.

### 2.1.4 FACTORES EN LA EFICIENCIA DE LOS AEROGENERADORES

De acuerdo con lo anteriormente planteado, para maximizar la eficiencia de un aerogenerador, es esencial analizar distintos factores que influyen en su rendimiento y en la cantidad de energía que puede generar. Uno de los aspectos más determinantes es la altura del buje, ya que a mayor altura se reduce la influencia de la rugosidad del terreno y se accede a vientos más constantes y de mayor velocidad. Esto se debe a que la fricción con la superficie terrestre disminuye con la altitud, permitiendo una mejor captación del recurso eólico. Además, la dirección dominante del viento es un elemento clave a considerar, pues

los aerogeneradores deben estar orientados estratégicamente para captar la mayor cantidad posible de energía del viento. La disposición del parque eólico debe estar alineada con los patrones de viento predominantes en la zona, evitando obstrucciones que puedan reducir la eficiencia del sistema.

Otro factor determinante es la rugosidad del terreno, ya que superficies irregulares generan turbulencias que pueden afectar la estabilidad del flujo de aire y, en consecuencia, disminuir la producción de energía. En terrenos accidentados, la velocidad del viento varía bruscamente, lo que puede ocasionar esfuerzos mecánicos adicionales sobre los aerogeneradores y reducir su vida útil. Asimismo, la presencia de obstáculos naturales o artificiales, como colinas, edificios o árboles, puede alterar significativamente el comportamiento del viento y su aprovechamiento. A esto se suma el efecto de estela, que se produce cuando un aerogenerador genera una zona de turbulencia a sotavento, afectando negativamente a otros aerogeneradores situados detrás de él. Para minimizar este efecto y reducir las pérdidas energéticas, es necesario mantener una distancia óptima entre aerogeneradores dentro del parque eólico, lo que permite un flujo de aire más limpio y una mejor conversión de energía.

Considerando todos estos factores previos, se procederá a analizar los distintos tipos de aerogeneradores disponibles para seleccionar aquel que mejor se adapte a los requisitos del proyecto.

### *2.1.5 TIPOS DE AEROGENERADORES*

Existen diversos tipos de aerogeneradores que se diferencian principalmente por la orientación de su eje de rotación y su tecnología de control. A continuación, se describen los principales tipos:

Según su geometría:

1. Aerogeneradores de eje horizontal (HAWT - Horizontal Axis Wind Turbines):

Son los más comunes en parques eólicos terrestres y marinos. Cuentan con un rotor que gira alrededor de un eje horizontal y deben orientarse constantemente hacia la dirección del viento. Son altamente eficientes y pueden alcanzar potencias superiores a 15 MW en aplicaciones offshore, aunque requieren estructuras robustas y mantenimiento especializado.



*Figura 14: Aerogenerador de eje horizontal. Fuente: Iberdrola*

2. Aerogeneradores de eje vertical (VAWT - Vertical Axis Wind Turbines):

Su rotor gira alrededor de un eje vertical, lo que les permite captar el viento desde cualquier dirección sin necesidad de mecanismos de orientación. Son menos eficientes que los de eje horizontal y su aplicación es más limitada, aunque pueden ser útiles en entornos con vientos turbulentos o en estructuras flotantes de menor escala.



*Figura 15: Aerogenerador de eje vertical. Fuente: HQ Magnet*

3. Aerogeneradores sin palas (Bladeless Wind Turbines):

Son una tecnología emergente basada en la oscilación inducida por el viento en estructuras alargadas. Aunque prometen reducir costos de mantenimiento y el impacto ambiental, su eficiencia es actualmente muy inferior a la de los aerogeneradores convencionales y aún no se han implementado a gran escala.



*Figura 16: Aerogenerador sin palas. Fuente: Repsol*

Según su tecnología de operación:

1. Aerogeneradores de velocidad fija y velocidad variable:

Los de velocidad fija operan a una frecuencia constante, lo que simplifica su conexión a la red pero limita su eficiencia. En cambio, los de velocidad variable pueden ajustar la velocidad del rotor a las condiciones del viento, optimizando la captación de energía y reduciendo cargas mecánicas.

2. Aerogeneradores con control de paso fijo y paso variable:

Los de paso fijo tienen un ángulo de pala invariable, lo que reduce su complejidad pero limita su capacidad de adaptación a cambios en la velocidad del viento. Los de paso variable, en cambio, pueden modificar el ángulo de sus palas para maximizar la eficiencia en diferentes condiciones, mejorando su rendimiento y seguridad.

### *2.1.6 ELECCIÓN DE AEROGENERADORES*

Para la selección del aerogenerador más adecuado para este proyecto, se han tenido en cuenta diversos factores que influyen en el rendimiento, la eficiencia y la viabilidad técnica del parque eólico marino. Como se detallará en apartados posteriores de este trabajo, la ubicación seleccionada presenta condiciones específicas en términos de recurso eólico, batimetría e infraestructura de conexión a la red. Por ello, la elección del aerogenerador debe garantizar la máxima eficiencia y rentabilidad dentro de estos parámetros.

Los principales criterios considerados en la selección son los siguientes:

1. Profundidad del emplazamiento: La zona elegida presenta profundidades de entre 110 y 130 metros, lo que hace inviable el uso de cimentaciones fijas y obliga a optar por una solución flotante.

2. Velocidad del viento: Los datos analizados indican una velocidad media del viento de entre 7,42 y 7,48 m/s a 50 metros de altura, por lo que es fundamental seleccionar un aerogenerador con un buen rendimiento en este rango de velocidades.
3. Tamaño y capacidad de generación: Dado el alto coste de instalación y mantenimiento de un parque eólico marino, se priorizan aerogeneradores de alta potencia para maximizar la producción de energía con el menor número posible de unidades.
4. Fiabilidad y mantenimiento: Se requiere un aerogenerador con alta disponibilidad operativa y bajas necesidades de mantenimiento.
5. Compatibilidad con almacenamiento energético: Dado que el proyecto contempla la hibridación con un sistema de almacenamiento en hidrógeno verde, el aerogenerador seleccionado debe ser compatible con este tipo de integración.
6. Experiencia y fiabilidad del fabricante: Se ha dado prioridad a fabricantes con experiencia demostrada en parques eólicos marinos flotantes y con tecnología probada en condiciones similares.
7. Optimización del coste nivelado de la energía (LCOE): La elección del aerogenerador debe contribuir a minimizar el LCOE del parque eólico, maximizando la rentabilidad del proyecto.

En este proyecto se ha optado por analizar únicamente aerogeneradores marinos de última generación con potencias nominales iguales o superiores a 14 MW, ya que este rango permite reducir el número total de turbinas requeridas y, con ello, el LCOE del parque flotante. Actualmente, en el año 2025-2026, los tres aerogeneradores más vanguardistas y comparables por tamaño y prestaciones son la Siemens Gamesa SG 14-236 DD, la GE Haliade-X 14 MW y la Vestas V236-15 MW. A continuación, se analizarán los tres aerogeneradores y se escogerá el más adecuado para este proyecto.

En primer lugar, tanto la SG 14-236 DD como la Vestas V236-15 MW comparten el mayor diámetro de rotor (236 m), lo que permite una mayor área barrida —43.500 m<sup>2</sup> y 43.742 m<sup>2</sup> respectivamente—, muy superior a los 38.000 m<sup>2</sup> de la Haliade-X, lo que se traduce en un mejor aprovechamiento del recurso eólico y mayor producción energética. Sin embargo, la Siemens Gamesa destaca por incorporar la tecnología Direct-Drive, que elimina la necesidad de una caja multiplicadora, reduciendo el número de componentes móviles y, por tanto, el mantenimiento. En cambio, la Vestas emplea un sistema de transmisión médium-speed más complejo, lo que compromete su fiabilidad en un entorno flotante más exigente.

A nivel de desarrollo, aunque las tres están previstas para entrar en operación comercial entre 2025 y 2026, solo la SG 14-236 DD cuenta con experiencia contrastada en plataformas flotantes, gracias a la evolución de su antecesora SG 14-222 DD, utilizada en proyectos pioneros como Kincardine o Hywind. Ni la GE Haliade-X ni la Vestas V236-15 MW han

sido aún desplegadas en este tipo de soportes, lo que supone un mayor riesgo tecnológico y operativo en el contexto de un parque flotante.

Por todo lo anterior, y dado que este proyecto busca minimizar el LCOE a través de soluciones técnicamente fiables y adaptadas a la flotación, la Siemens Gamesa SG 14-236 DD se presenta como la opción óptima en términos de rendimiento energético, desarrollo técnica y compatibilidad con entornos offshore flotantes. Además, no debe pasarse por alto que Siemens Gamesa mantiene una parte significativa de su cadena de suministro en España, con centros clave como el de I+D en Zamudio (Vizcaya), fábricas de componentes eléctricos en Ágreda (Soria) y Somozas (A Coruña), así como presencia corporativa en Madrid. Esta implantación industrial no solo refuerza su capacidad tecnológica, sino que también genera un impacto positivo en la economía nacional, al fomentar el empleo cualificado, la inversión en innovación y el desarrollo de una cadena de valor sólida en el sector de las energías renovables.

## **2.2 ALMACENAMIENTO ENERGETICO**

### **2.2.1 ALMACENAMIENTO ELECTROQUÍMICO**

Las baterías convierten la energía eléctrica en energía química durante la carga y la reconvierten en electricidad cuando se descarga. Para aplicaciones en parques eólicos marinos, se requiere alta eficiencia, larga vida útil y buena respuesta a ciclos de carga y descarga frecuentes.

Tipos de baterías:

1. **Baterías de ión-litio:** son la opción más utilizada en el almacenamiento de energía renovable debido a su alta densidad energética, rápida respuesta y eficiencia en la conversión de energía. Funcionan mediante la transferencia de iones de litio entre el ánodo y el cátodo durante los ciclos de carga y descarga. Durante la carga, se aplica un voltaje externo que extrae electrones del cátodo y los envía al ánodo a través del circuito externo, mientras que los iones de litio migran a través del electrolito en la misma dirección, insertándose en la estructura del ánodo, generalmente de grafito. En la descarga, este proceso se invierte, los iones de litio abandonan el ánodo y se dirigen al cátodo, liberando la energía almacenada al circuito externo a medida que los electrones fluyen de vuelta, generando corriente eléctrica para alimentar la carga. Este mecanismo, basado en la intercalación reversible de los iones de litio en los materiales de los electrodos, permite que la batería funcione con alta eficiencia y flexibilidad operativa, siendo ideal para aplicaciones que requieren almacenamiento de energía a corto y mediano plazo. En cuanto al precio del kWh, BloombergNEF establece que estos precios han caído hasta los 115 \$/kWh en el último año.

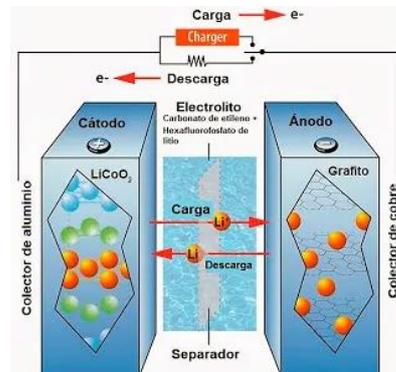


Figura 17: Esquema de funcionamiento de una batería ión litio. Fuente: Material Eléctrico

2. Baterías de flujo redox: son una tecnología de almacenamiento de energía que utiliza electrolitos líquidos almacenados en tanques separados para generar electricidad mediante reacciones de óxido-reducción. A diferencia de las baterías tradicionales, como las de Plomo-Ácido, donde la energía se almacena en los materiales de los electrodos, en las baterías de flujo redox la energía se conserva en soluciones líquidas de especies químicamente activas, que circulan a través de una celda electroquímica. Durante la carga, una fuente de energía externa impulsa una reacción redox que almacena energía química en los electrolitos. En la descarga, los electrolitos son bombeados nuevamente a través de la celda, invirtiendo la reacción y liberando electricidad de manera controlada. Una de sus mayores ventajas es que la capacidad de almacenamiento depende del volumen de los tanques de electrolito, mientras que la potencia de salida está determinada por el tamaño de la celda electroquímica, lo que permite escalabilidad flexible y almacenamiento de larga duración sin una degradación significativa. Gracias a su estabilidad en los ciclos de carga y descarga, junto con una vida útil extensa, son ideales para aplicaciones que requieren almacenamiento energético a gran escala, como el respaldo de redes eléctricas y la integración con energías renovables intermitentes. Según el informe del Department of Energy (DOE) de Estados Unidos, titulado *Flow Batteries Technology Strategy Assessment*, publicado en julio de 2023, el coste total instalado estimado para un sistema de batería de flujo redox (VFB) de 100 MW con una duración de almacenamiento de 10 horas es de 384,5 \$/kWh. Para un sistema más grande, de 1.000 MW con igual duración, el coste se reduce a 365,2 \$/kWh debido a economías de escala, por lo que este tipo de baterías tendrían un precio por kWh entre 350-400 \$/kWh en función de la potencia.

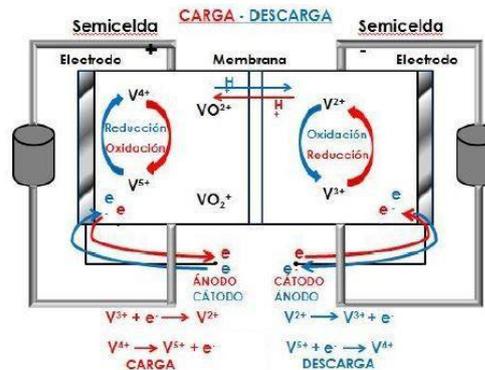


Figura 18: Esquema de funcionamiento de una batería flujo redox. Fuente: espana.edp

3. Baterías de sodio-azufre: son un tipo avanzado de almacenamiento de energía que operan a altas temperaturas (entre 300 y 350°C) y emplean reacciones químicas entre sodio fundido y azufre para almacenar y liberar electricidad. Durante la carga, los iones de sodio se separan del ánodo de sodio metálico y atraviesan un electrolito sólido de beta-alúmina, migrando hacia el cátodo de azufre, donde se combinan para formar polisulfuros de sodio. En la descarga, el proceso se invierte: los polisulfuros liberan los iones de sodio, los cuales regresan al ánodo a través del electrolito, generando electricidad en el circuito externo. Su principal ventaja es la alta eficiencia energética (superior al 85%), junto con su capacidad de soportar ciclos profundos de carga y descarga sin degradación significativa, lo que las hace ideales para almacenamiento a gran escala en redes eléctricas y energías renovables. Sin embargo, su funcionamiento a altas temperaturas requiere sistemas de aislamiento térmico y control para evitar pérdidas de calor y garantizar una operación segura. Esto último significaría hacer mucho más complejo el parque eólico, por lo que se descarta este tipo de baterías.

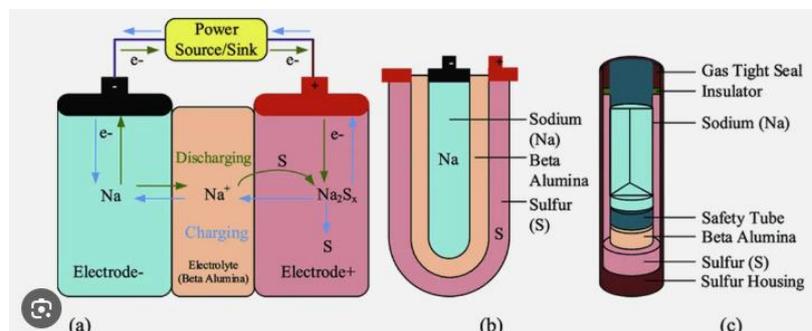


Figura 19. Esquema de funcionamiento de una batería de sodio-azufre. Fuente: Huntkey & GreVault

4. Baterías de plomo-ácido avanzadas: son una evolución de la tecnología convencional, diseñadas para ofrecer una mayor capacidad de descarga profunda y una vida útil más prolongada en comparación con sus predecesoras. Su funcionamiento se basa en la reacción electroquímica entre placas de plomo y dióxido de plomo, sumergidas en un electrolito de ácido sulfúrico. Durante la descarga, el plomo reacciona con el ácido para formar sulfato de plomo ( $\text{PbSO}_4$ ) en ambos electrodos, liberando electricidad. En la carga, la corriente externa revierte esta reacción, regenerando los materiales originales. A pesar de que su densidad energética es menor en comparación con tecnologías más modernas, siguen siendo una solución económica y fácil de implementar para almacenamiento estacionario en sistemas de respaldo, instalaciones industriales y almacenamiento de corta duración. Según el análisis de PowerTech Systems, el coste inicial de un sistema de baterías de plomo-ácido AGM de ciclo profundo es de 100 €/kWh, valor que corresponde a un precio por capacidad energética instalada de aproximadamente 110 \$/kWh.

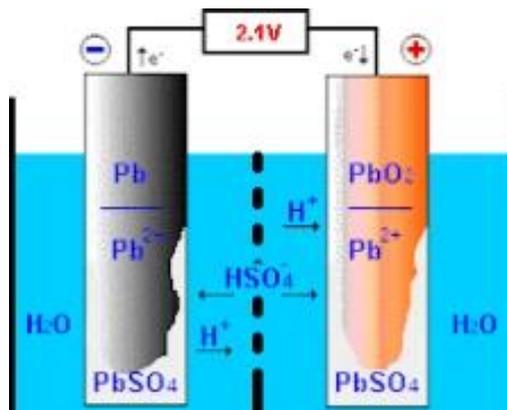


Figura 20: Esquema de funcionamiento de una batería de plomo-ácido. Fuente: JYC battery

### 2.2.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA FÍSICA Y TÉRMICA

Tipos de sistemas:

1. Almacenamiento en Aire Comprimido: Se emplea la electricidad excedente para comprimir aire y almacenarlo en cavidades subterráneas o estructuras submarinas. Cuando se necesita energía, el aire comprimido se expande a través de turbinas para generar electricidad. En un parque eólico marino, se podrían utilizar estructuras sumergidas o depósitos submarinos como almacenamiento de aire comprimido, lo que reduciría los costos de infraestructura terrestre.
2. Almacenamiento en Volantes de Inercia: Los volantes de inercia almacenan energía cinética haciendo girar un rotor a alta velocidad utilizando el excedente de energía. Cuando se necesita electricidad, el sistema desacelera el rotor y convierte la energía

cinética en electricidad. Son adecuados para aplicaciones que requieren almacenamiento a corto plazo y rápida respuesta, pero su capacidad de almacenamiento prolongado es limitada, por lo que queda descartado en este proyecto.

**Almacenamiento en Sales Fundidas:** El exceso de energía eólica puede aprovecharse para calentar sales fundidas en un sistema de almacenamiento térmico, donde se mantienen a altas temperaturas dentro de tanques aislados. Cuando se requiere electricidad, el calor acumulado se transfiere a un intercambiador de calor para generar vapor de agua a alta presión. Este vapor acciona una turbina conectada a un generador eléctrico, transformando la energía térmica en electricidad de manera eficiente. Este sistema permite almacenar la energía renovable y liberarla cuando sea necesario, mejorando la estabilidad de la red eléctrica.

3. **Almacenamiento en Gravedad con Pesos Sumergidos:** Se emplean grandes masas de hormigón u otros materiales sumergidos en el lecho marino. Cuando hay un exceso de energía, los pesos se elevan mediante un motor eléctrico. En momentos de alta demanda, los pesos descienden y generan electricidad al accionar un generador. Se trata de una solución viable en aguas profundas donde la presión ayuda a mantener la estructura estable.
4. **Conversión a Hidrógeno Verde en Plataformas Marinas:** El excedente de energía eólica se puede utilizar para electrólisis del agua de mar, produciendo hidrógeno verde en plataformas flotantes o en estructuras submarinas. Este hidrógeno puede almacenarse en depósitos submarinos o enviarse a tierra para su uso en generación eléctrica, industria o transporte. Este enfoque es muy prometedor y ya existen proyectos piloto en Europa explorando esta integración.

Según los datos recogidos en el informe *Long-Duration Energy Storage Cost Survey* de BloombergNEF, los costes de inversión promedio de estos sistemas varían significativamente en función del tipo de sistema. Los sistemas basados en aire comprimido presentan un coste medio de 293 \$/kWh, mientras que el almacenamiento térmico mediante sales fundidas se sitúa en torno a los 232 \$/kWh. Por otro lado, los sistemas mecánicos basados en gravedad, que emplean bloques o pesos sumergidos, alcanzan un coste de 643 \$/kWh. En cuanto al almacenamiento del hidrógeno verde, se estima que el CAPEX del mismo está entre los 14-18\$/kWh, a lo que habría que sumarle el coste de la electrolisis.

### ***2.2.3 ELECCIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO***

Tras un análisis de las distintas tecnologías de almacenamiento energético aplicables a un parque eólico marino, el almacenamiento en hidrógeno verde (Power-to-Hydrogen) se presenta como la opción más innovadora, económicamente viable y con mayor potencial de

aplicación a medio y largo plazo. A diferencia de las baterías electroquímicas, que presentan limitaciones en términos de capacidad de almacenamiento y degradación con el tiempo, o de sistemas mecánicos como el almacenamiento gravitacional submarino, cuya viabilidad aún está en fase experimental, el hidrógeno verde ofrece una solución escalable y versátil. Su principal ventaja se basa en su capacidad para almacenar grandes volúmenes de energía renovable sin degradación y en su diversidad de aplicaciones más allá de la simple reconversión en electricidad, lo que lo convierte en un recurso estratégico para la transición energética.

Ejemplos de su implementación ya se encuentran en proyectos como PosHYdon en los Países Bajos, el primer piloto de producción de hidrógeno verde en una plataforma de gas en el Mar del Norte, o el proyecto AquaVentus en Alemania, que busca desarrollar hasta 10 GW de capacidad de producción de hidrógeno verde a partir de parques eólicos marinos. Además de servir como sistema de almacenamiento energético, el hidrógeno verde puede transportarse y utilizarse como combustible en la industria pesada, la movilidad marítima y aérea, o inyectarse en redes de gas natural para reducir las emisiones de carbono. Su producción directamente en el mar permitiría reducir la dependencia de costosos cables submarinos de transmisión eléctrica y convertir el parque eólico en una infraestructura multifuncional capaz de suministrar energía limpia a múltiples sectores.



*Figura 21: PosHYdon: La Primera Plataforma Offshore de Hidrógeno Verde. Fuente: Poshydron*

Sin embargo, es importante considerar los desafíos que enfrenta esta tecnología, como el coste de producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno verde. La electrólisis del agua, proceso mediante el cual se obtiene hidrógeno verde a partir de energía renovable, sigue siendo un procedimiento costoso. Según estimaciones de BloombergNEF en 2023, el costo de producción del hidrógeno verde oscila actualmente entre 3,74 y 11,70 USD/kg,

dependiendo de la tecnología utilizada y el coste de la electricidad renovable. A largo plazo, BloombergNEF estima que para 2050 el coste podría situarse entre 1,60 y 5,09 USD/kg, dependiendo del avance tecnológico y la reducción de los costos de la electricidad renovable, lo que lo consolidaría como una alternativa viable en la transición energética.

Esta tendencia se debe a la continua innovación en electrolizadores de alta eficiencia y al desarrollo de economías de escala, factores que están impulsando la reducción progresiva de los costos de producción. Para acelerar esta tendencia y abaratar aún más los costes, es fundamental implementar una serie de medidas que vayan alineadas con el fomento de políticas públicas de apoyo a la inversión en infraestructuras de hidrógeno, la creación de marcos regulatorios estables y predecibles, el desarrollo de hubs (infraestructuras integradas que agrupan en una misma zona geográfica la producción, el almacenamiento, la distribución y el consumo de hidrógeno) de hidrógeno a gran escala cerca de fuentes de energía renovable, la promoción de acuerdos de compra de energía (PPA) de largo plazo para reducir el coste eléctrico, el impulso a la I+D en nuevos materiales y tecnologías de electrólisis, y la estandarización de componentes para facilitar la fabricación en masa. Además, una mayor cooperación internacional y la creación de cadenas de suministro globales optimizadas permitirán reducir los costes logísticos y acelerar la adopción del hidrógeno verde como pilar de la transición energética.

Por otra parte, el Banco Mundial en 2023, estimó que para 2030 el precio del hidrógeno verde podría disminuir a un rango de entre 2 y 3 USD/kg, acercándolo a la competitividad con las alternativas convencionales. Estos avances indican que el hidrógeno verde tiene un futuro prometedor y que su papel en la descarbonización del sistema energético será cada vez más relevante.

Otro de los principales desafíos del hidrógeno verde es su almacenamiento y transporte, ya que posee una baja densidad energética por volumen, lo que requiere altas presiones (350-700 bar) o temperaturas extremadamente bajas (-253°C) para su almacenamiento en estado líquido. No obstante, se están desarrollando alternativas innovadoras, como el almacenamiento en depósitos submarinos, donde la presión natural del agua facilita su conservación sin necesidad de sistemas complejos de compresión. Esta solución resulta particularmente adecuada para este proyecto. Dado que se trata de un parque eólico marino, la inmersión de los tanques en el lecho marino no supondría una dificultad técnica significativa. Se aprovecharía el entorno submarino para optimizar el almacenamiento de hidrógeno de manera eficiente y segura

Cabe también destacar que la eficiencia del ciclo del hidrógeno es inferior a la de otros sistemas de almacenamiento, con una recuperación de energía del 30-50% frente al 90% de las baterías. Sin embargo, su valor estratégico va más allá del almacenamiento eléctrico. A diferencia de las baterías, que están limitadas en capacidad y degradación con el tiempo, el hidrógeno puede almacenarse durante meses o incluso transportarse a largas distancias sin perder su valor energético, permitiendo una integración más flexible en la matriz energética global. Además, su uso no se restringe a la reconversión en electricidad: puede sustituir combustibles fósiles en sectores difíciles de electrificar, como la aviación, el transporte

marítimo y la industria siderúrgica, lo que lo convierte en una pieza clave de la descarbonización a largo plazo.

En definitiva, aunque el hidrógeno verde aún enfrenta desafíos tecnológicos y económicos, su desarrollo avanza a un ritmo acelerado, allanando el camino para su implementación a gran escala en los próximos años. La creciente inversión en investigación y los proyectos piloto como PosHYdon y AquaVentus confirman que no se trata de una idea especulativa, sino de una solución con un futuro tangible y en evolución. La integración del hidrógeno verde en un parque eólico marino no solo permitiría maximizar el aprovechamiento de la energía renovable, sino que también posicionaría esta infraestructura a la vanguardia del almacenamiento energético.

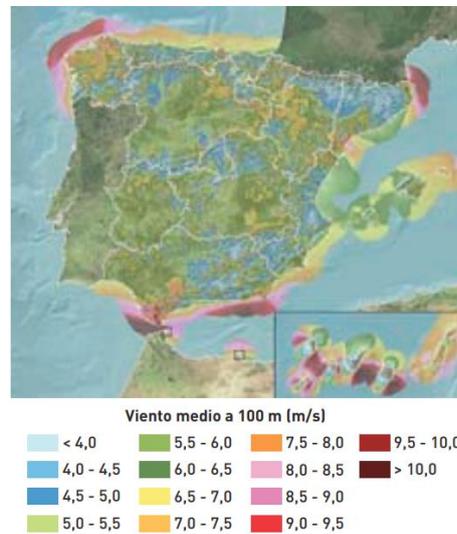
## Capítulo 3. ELECCIÓN UBICACIÓN

### 3.1 FACTORES PARA EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

La viabilidad de un parque eólico marino depende en gran medida de la elección del emplazamiento, ya que factores como el recurso eólico disponible, la profundidad del mar, la cercanía a infraestructuras eléctricas y el impacto ambiental pueden determinar el éxito o fracaso del proyecto. Un emplazamiento adecuado permite optimizar la generación de energía, reducir los costos de instalación y minimizar los efectos sobre el entorno. En este estudio, el análisis inicial se centrará en la costa gallega, dada su combinación de condiciones favorables para el desarrollo de la energía eólica marina y su papel en el contexto energético nacional. Además, la elección de Galicia como primera opción responde también a un interés personal, motivado por el arraigo con esta región y el compromiso con su desarrollo sostenible.

Galicia es una de las comunidades autónomas con mayor capacidad instalada de energía eólica en España. Según datos de Red Eléctrica de España (REE), en 2023 la comunidad contaba con 3.887 MW de potencia eólica instalada, lo que la situaba como la cuarta comunidad con mayor capacidad, solo por detrás de Aragón, Castilla y León y Castilla-La Mancha, pero con una potencia significativamente superior al resto de comunidades por debajo. Esta experiencia en el desarrollo de energía eólica terrestre, sumada a la calidad del recurso eólico en su litoral, posiciona a Galicia como un territorio clave para la expansión de la energía eólica marina.

Uno de los factores más determinantes en la selección de un emplazamiento para un parque eólico marino es la disponibilidad de viento. En este sentido, la costa gallega presenta un recurso eólico excepcional. Según el Atlas Eólico de España, las velocidades del viento en la región superan los 8-10 m/s a 100 metros de altura, lo que garantiza un alto rendimiento de los aerogeneradores y un factor de capacidad elevado. Este recurso se ve favorecido por la influencia de las corrientes atlánticas, que generan un flujo de viento constante y de gran intensidad, y por la orografía del territorio, caracterizada por una combinación de costas abruptas y zonas de plataforma continental. Estas condiciones permiten una mayor estabilidad en la dirección e intensidad del viento, reduciendo la turbulencia y optimizando el funcionamiento de los aerogeneradores marinos.



*Figura 22. Velocidades del viento a 100 metros de altura. Fuente: Idae*

Además del recurso eólico, la infraestructura eléctrica existente en Galicia representa una ventaja significativa para la viabilidad del proyecto. La región cuenta con una red consolidada de subestaciones y líneas de alta y muy alta tensión, que permite la evacuación eficiente de grandes volúmenes de energía renovable sin necesidad de inversiones adicionales en nuevas infraestructuras de transmisión. Subestaciones estratégicamente ubicadas, como Xove, Boimente y Compostela, facilitan la integración de la energía eólica generada en la red nacional. Asimismo, la presencia de líneas de 400 kV y 220 kV refuerza la estabilidad del sistema eléctrico, minimizando las pérdidas en la transmisión y asegurando una distribución eficaz de la electricidad. La interconexión con otras regiones, como Asturias y Castilla y León, también contribuye a la robustez del sistema, permitiendo la integración de nuevos proyectos renovables sin comprometer la seguridad del suministro.



*Figura 23. Mapa del sistema eléctrico gallego. Fuente: Xunta de Galicia, Consellería de economía e industria*

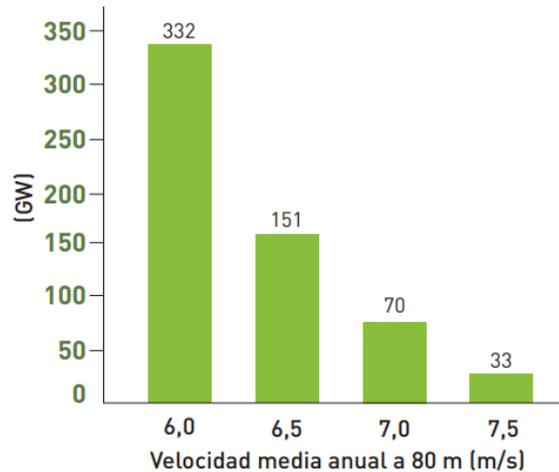
A nivel regulatorio, Galicia dispone de un marco normativo que fomenta la inversión en energías renovables y facilita la implantación de proyectos estratégicos. Un ejemplo de ello es la Ley 2/2024, de 7 de noviembre, de promoción de proyectos energéticos estratégicos, cuyo objetivo es acelerar el desarrollo de infraestructuras renovables en la comunidad. Esta normativa, alineada con el Pacto Verde Europeo, regula los aspectos sociales, económicos y ambientales de los proyectos energéticos, garantizando su integración con el desarrollo local y la protección del entorno. Entre sus principales medidas, la ley busca facilitar la instalación de parques eólicos en zonas industriales estratégicas, promover el autoconsumo y proporcionar seguridad jurídica a los inversores del sector. Gracias a este marco regulador, Galicia refuerza su posición como un territorio propicio para la expansión de la energía eólica, tanto terrestre como marina.

No obstante, aunque Galicia presenta condiciones altamente favorables para el desarrollo del parque eólico marino, es necesario realizar un análisis detallado de las ubicaciones específicas dentro de su litoral para asegurar que cumplen con todos los requisitos técnicos, económicos y ambientales. En caso de que el estudio revele que ninguna de las ubicaciones analizadas satisface plenamente estos criterios, se evaluará la posibilidad de situar el proyecto en otra zona del litoral español que ofrezca mejores condiciones. La selección final del emplazamiento no solo deberá maximizar la producción de energía, sino también optimizar la inversión y minimizar el impacto ambiental, garantizando así la sostenibilidad y viabilidad del proyecto. Para llevar a cabo este análisis de manera rigurosa, es fundamental establecer los criterios específicos que determinarán la idoneidad de cada ubicación.

A pesar de las ventajas que ofrece Galicia, la selección del emplazamiento óptimo requiere una evaluación detallada basada en criterios técnicos, económicos y ambientales. Uno de los factores clave en esta evaluación es la velocidad media del viento, ya que determina el rendimiento energético del parque eólico. Según el *Atlas Eólico de España* del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), una velocidad media anual de 6 m/s a la altura del buje se considera el umbral mínimo recomendable para garantizar una producción eficiente y rentable de energía. Velocidades inferiores comprometerían la viabilidad económica del proyecto al reducir la cantidad de energía generada en comparación con los costos de inversión y mantenimiento.

Esta realidad se refleja en la siguiente imagen, que muestra cómo el potencial eólico disponible en España disminuye a medida que se incrementa el umbral mínimo de velocidad del viento. Como se observa, aunque seleccionar emplazamientos con velocidades más altas aumenta la eficiencia de los aerogeneradores y mejora el factor de capacidad del parque, también restringe significativamente el número de ubicaciones viables. Considerando esto, y con el objetivo de garantizar un rendimiento energético óptimo en el proyecto, se establece un requisito mínimo de 7 m/s a 80 metros de altura para la selección del emplazamiento. Este balance entre eficiencia y disponibilidad es crucial en la planificación de un proyecto

eólico marino, ya que determinará tanto la rentabilidad como la viabilidad técnica de la instalación.



*Figura 24. Potencial eólico estimado en España (en GW), según la velocidad de viento mínima, a 80 m de altura. Fuente:Idae*

Además del recurso eólico, la batimetría de la zona es otro factor determinante en la selección del emplazamiento, ya que la profundidad del mar condiciona el tipo de cimentación a emplear. En términos generales, las estructuras fijas son viables en profundidades de hasta 50-60 metros, permitiendo una instalación más sencilla y menos costosa. Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la tecnología de cimentación fija es viable en profundidades de hasta 60 metros, siendo la opción preferida cuando las condiciones del lecho marino lo permiten. Sin embargo, en aguas más profundas será necesario recurrir a plataformas flotantes, una tecnología que, aunque en desarrollo, conlleva costos significativamente más elevados en términos de construcción, anclaje y mantenimiento.

La batimetría de Galicia presenta un desafío importante para el desarrollo de parques eólicos marinos, ya que las profundidades superan los 50 metros a poca distancia de la costa, limitando la viabilidad de cimentaciones fijas. En otras regiones como el mar del Norte y el mar Báltico, donde se han desarrollado grandes parques, las aguas relativamente poco profundas permiten el uso de estructuras ancladas, facilitando la instalación y reduciendo costos. En Galicia, en cambio, la necesidad de recurrir a plataformas flotantes incrementa significativamente los costos de construcción, anclaje y mantenimiento. Otra opción sería instalar el parque en el golfo de Cádiz o en ciertas zonas del Mediterráneo, donde la menor profundidad permitiría cimentaciones fijas. Sin embargo, estos emplazamientos no ofrecen el mismo potencial eólico que la costa gallega, lo que podría comprometer la eficiencia y rentabilidad del parque. Por ello, el proyecto debe adaptarse a las condiciones locales y aprovechar al máximo los recursos disponibles, buscando un equilibrio entre viabilidad técnica y sostenibilidad económica sin comprometer la eficiencia del sistema.

Otro aspecto clave es la proximidad a la costa y a la red eléctrica. Idealmente, el parque no debería situarse a más de 60 km del litoral, con el fin de minimizar las pérdidas en la transmisión de la electricidad y reducir los costes asociados al cableado submarino. Según Iberdrola, la distancia media de los parques eólicos marinos en construcción en Europa es de aproximadamente 60 kilómetros, ya que esta ubicación permite aprovechar un recurso eólico más estable en mar abierto, al tiempo que minimiza el impacto visual y ambiental en la costa.

Además, será fundamental evaluar la existencia de subestaciones cercanas que permitan conectar el parque sin necesidad de construir nuevas infraestructuras de gran envergadura. Dado que el aumento de la distancia a la costa incrementa los costos de instalación y mantenimiento del cableado submarino, así como las pérdidas de energía en la transmisión, este proyecto establecerá un umbral máximo de 60 km para la selección del emplazamiento, asegurando un equilibrio entre rentabilidad, viabilidad técnica y eficiencia operativa.

Desde el punto de vista ambiental, se priorizarán emplazamientos que no interfieran con áreas protegidas, hábitats sensibles o rutas migratorias de aves. En Galicia, existen diversas Áreas Marinas Protegidas (AMP), como el Parque Nacional Marítimo-Terrestre de las Islas Atlánticas de Galicia, que incluye los archipiélagos de Cíes, Ons, Sálvora y Cortegada. Estas zonas albergan ecosistemas únicos y especies en peligro, como el paíño de Madeira, una pequeña ave marina que solo se avista en aguas peninsulares se registra en el Banco de Galicia. Además, Galicia cuenta con varias Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), como el Espacio Marino de las Rías Baixas de Galicia y la Costa da Morte, designadas para salvaguardar hábitats críticos para numerosas especies aviares

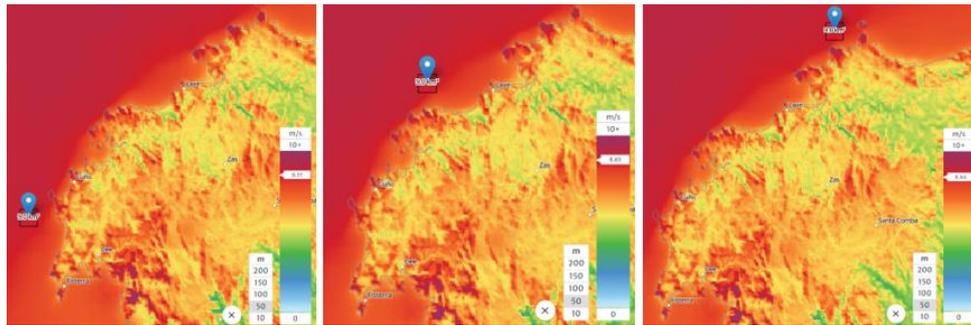
Por otra parte, la pesca es un pilar fundamental en la economía gallega. Según la Xunta de Galicia, en 2024 este sector representó el 4,8% del Producto Interior Bruto (PIB) de la comunidad y el 5,5% del Valor Añadido Bruto (VAB). Además, genera alrededor de 40.000 empleos directos, consolidándose como uno de los principales motores económicos de la región. Asimismo, el Instituto Galego de Estadística (2023) señala que Galicia cuenta con una flota de 4.183 buques, lo que representa cerca de la mitad de la flota pesquera española.

En conclusión, la selección del emplazamiento del parque eólico marino estará determinada por varios criterios clave. Se requiere un recurso eólico suficiente, con velocidades mínimas de 7 m/s a 80 metros de altura, una batimetría adecuada, priorizando profundidades de hasta 50-60 metros para permitir cimentaciones fijas y evitar el elevado coste de las plataformas flotantes. Además, la proximidad a la costa y a la red eléctrica será fundamental, estableciendo un límite máximo de 60 km para minimizar pérdidas energéticas y reducir los costos de conexión, y por último, se garantizará la compatibilidad ambiental y socioeconómica, evitando áreas protegidas y rutas migratorias de aves, al tiempo que se asegura la coexistencia con la actividad pesquera, sector clave en la economía gallega. Teniendo en cuenta estos requisitos, en los siguientes apartados se analizarán diversas ubicaciones a lo largo de la costa gallega y se evaluará en qué medida cumplen con estos criterios para determinar la opción más adecuada para el desarrollo del parque.

## 3.2 *ANÁLISIS RECURSO EÓLICO Y BATIMETRÍA EN CADA ZONA*

### 3.2.1 *COSTA DA MORTE (ZONA ENTRE MALPICA Y FISTERRA)*

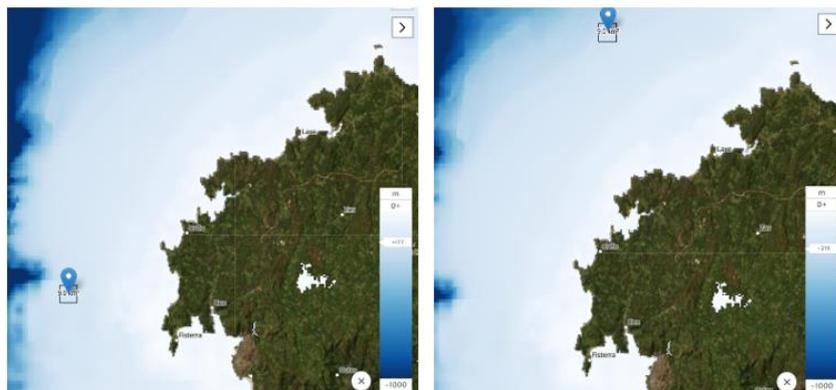
#### 3.2.1.1 *Recurso Eólico*



*Figura 25. Velocidad media del viento en 3 localizaciones da Costa da Morte. Fuente: Global Wind Atlas*

El análisis del recurso eólico en tres puntos estratégicos de la Costa da Morte, basado en datos del Global Wind Atlas, confirma que la zona cumple con el primer requisito establecido para la selección del emplazamiento del parque eólico marino. En los puntos evaluados, la velocidad media del viento a 50 metros de altura varía entre 8,57 y 8,96 m/s, lo que indica que, a 80 metros, altura típica del buje de los aerogeneradores, los valores serán aún mayores. Esto garantiza un recurso eólico de alta calidad en esta zona del litoral gallego.

#### 3.2.1.2 *Batimetría*

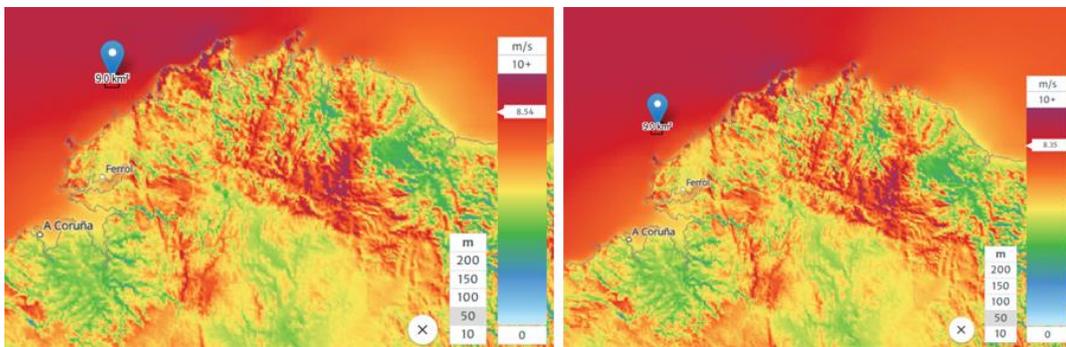


*Figura 26. Batimetría de 2 localizaciones da Costa da Morte. Fuente: Global Wind Atlas*

El análisis batimétrico en la Costa da Morte, basado en datos de Global Wind Atlas, indica que las profundidades en los puntos evaluados oscilan entre 177 y 219 metros, lo que nos permite estimar una profundidad teórica de aproximadamente 200 metros para la instalación del parque eólico en esta zona. Dado que este valor supera ampliamente el umbral de 50-60 metros requerido para cimentaciones fijas, cualquier proyecto en esta ubicación debería considerar el uso de plataformas flotantes.

### 3.2.2 PLATAFORMA CONTINENTAL FRENTE A FERROL Y CEDEIRA

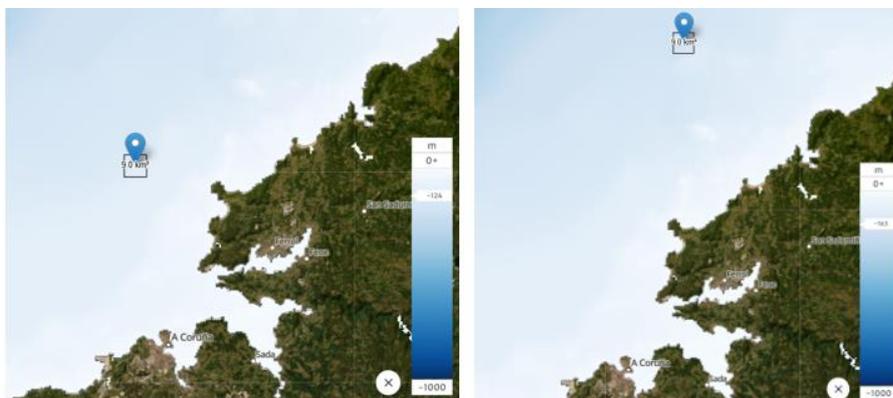
#### 3.2.2.1 Recurso Eólico



*Figura 27. Velocidad media del viento en 2 localizaciones de la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira. Fuente: Global Wind Atlas*

El análisis del recurso eólico en dos puntos estratégicos de la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira, basado en datos del Global Wind Atlas, confirma que la zona cumple con el primer requisito establecido para la selección del emplazamiento del parque eólico marino. En los puntos evaluados, la velocidad media del viento a 50 metros de altura varía entre 8,35 y 8,54 m/s, lo que sugiere que a 80 metros, altura típica del buje de los aerogeneradores, los valores serán aún mayores. Esto indica que la zona presenta un recurso eólico adecuado para la generación de energía renovable.

#### 3.2.2.2 Batimetría

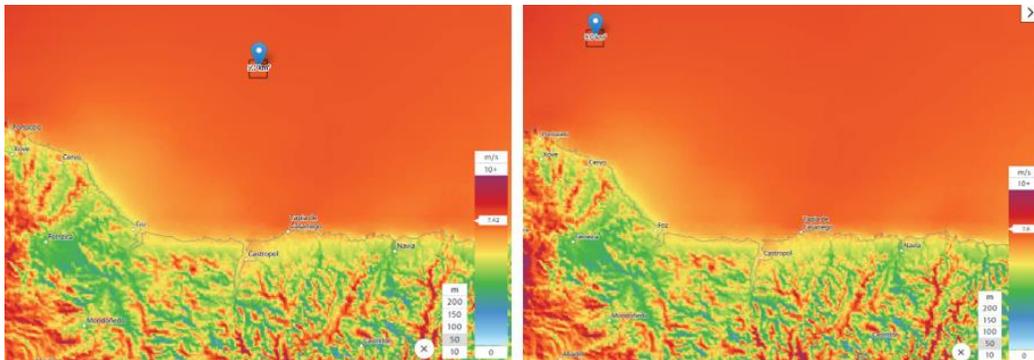


*Figura 28. Batimetría en dos localizaciones en la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira. Fuente: Global Wind Atlas*

El análisis batimétrico en la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira, basado en datos de Global Wind Atlas, muestra que las profundidades en los puntos evaluados varían entre 124 y 163 metros. Aunque estas profundidades son relativamente menores en comparación con las registradas en la Costa da Morte, siguen estando muy por encima del umbral de 50-60 metros necesario para cimentaciones fijas.

### 3.2.3 LITORAL DE RIBADEO Y A MARIÑA LUCENSE

#### 3.2.3.1 Recurso Eólico



*Figura 29. Velocidad media del viento en 2 puntos de a Mariña Lucense. Fuente: Global Wind Atlas*

El análisis del recurso eólico en dos puntos estratégicos del litoral de Ribadeo y A Mariña lucense, basado en datos del Global Wind Atlas, confirma que la zona cumple con el primer requisito establecido para la selección del emplazamiento del parque eólico marino. En los puntos evaluados, la velocidad media del viento a 50 metros de altura es de 7,42 y 7,48 m/s, lo que indica que a 80 metros, los valores serán aún mayores. Sin embargo, en comparación con las otras ubicaciones analizadas, la velocidad del viento en esta zona es notablemente inferior, lo que implica un menor recurso eólico disponible. Esta diferencia podría traducirse en un menor factor de capacidad para los aerogeneradores y, por lo tanto, en una menor producción energética anual.

### 3.2.3.2 Batimetría

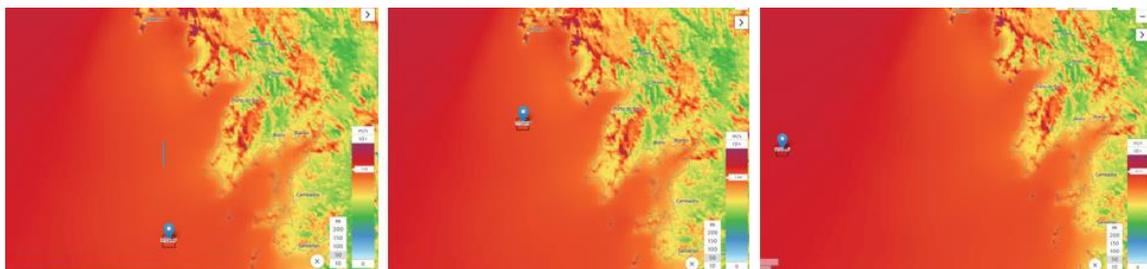


*Figura 30. Figura 28. Batimetría en dos localizaciones en la Mariña Lucense. Fuente: Global Wind Atlas*

El análisis batimétrico en la Mariña Lucense, basado en datos de Global Wind Atlas, muestra que las profundidades en los puntos evaluados oscilan entre 112 y 132 metros. Aunque estas cifras siguen superando el umbral de 50-60 metros requerido para cimentaciones fijas, son notablemente menores en comparación con las ubicaciones analizadas en la Costa da Morte y Ferrol-Cedeira. Esto significa que, si bien el uso de plataformas flotantes sigue siendo necesario, el coste de instalación y anclaje podría ser menor debido a la menor profundidad del lecho marino.

### 3.2.4 ZONA DE AROUSA, MUROS-NOIA

#### 3.2.4.1 Recurso Eólico



*Figura 31. Velocidad media del viento en 3 puntos de la cona de Arousa y Muros. Fuente: Global Wind Atlas*

El análisis del recurso eólico en tres puntos estratégicos de la zona de Arousa y Muros-Noia, basado en datos del Global Wind Atlas, confirma que la región cumple con el primer requisito establecido para la selección del emplazamiento del parque eólico marino. En los puntos evaluados, la velocidad media del viento a 50 metros de altura varía entre 7,48 m/s cerca de la costa y 8,52 m/s en ubicaciones más alejadas. Esto sugiere que a 80 metros, los valores serán aún mayores, proporcionando un recurso eólico adecuado para la generación de energía renovable. Sin embargo, se observa una diferencia significativa entre las velocidades del viento en función de la distancia a la costa. Mientras que los valores más

bajos se encuentran en ubicaciones más cercanas al litoral, los mejores recursos eólicos se registran en puntos más alejados. No obstante, una ubicación más alejada de la costa podría comprometer la batimetría, ya que las profundidades podrían superar los límites óptimos para cimentaciones fijas, lo que obligaría al uso de estructuras flotantes con un coste significativamente mayor.

#### 3.2.4.2 Batimetría

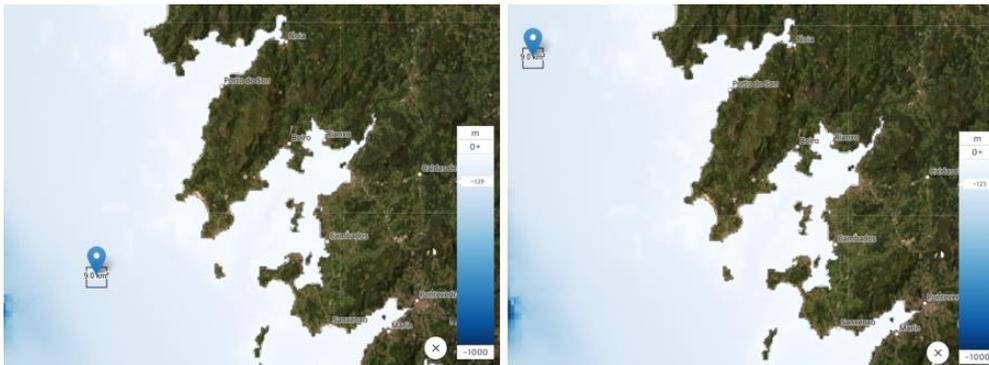


Figura 32. Figura 30. Batimetría en dos localizaciones en la zona de Arousa-Muros. Fuente: Global Wind Atlas

El análisis batimétrico en la zona de Arousa y Muros-Noia, basado en datos de Global Wind Atlas, muestra que las profundidades en los puntos evaluados varían entre 139 y 123 metros. Aunque estas profundidades siguen superando el límite de 50-60 metros para cimentaciones fijas, son también inferiores en comparación con otras ubicaciones analizadas, como la Costa da Morte o Ferrol-Cedeira. Esto significa que, aunque será necesario el uso de plataformas flotantes, la menor profundidad podría reducir los costos de anclaje e instalación, haciendo que esta localización sea una opción competitiva en términos económicos y técnicos.

### 3.3 ANÁLISIS COMPATIBILIDAD AMBIENTAL

En 1992, la Comisión Europea creó la Red Natura 2000, una red ecológica de áreas protegidas dentro de la Unión Europea, con el objetivo de garantizar la conservación de la biodiversidad. Esta red se compone de diferentes tipos de zonas, entre las que destacan las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA), destinadas a la conservación de especies de aves silvestres, y las Zonas Especiales de Conservación (ZEC), que protegen hábitats y especies de flora y fauna de interés comunitario. Actualmente, la Red Natura 2000 abarca aproximadamente el 19% del territorio terrestre de la Unión Europea y una parte significativa de sus aguas marinas. En el caso de España, esta protección alcanza el 27% de su territorio. Esta iniciativa no solo busca preservar los ecosistemas, sino también fomentar un desarrollo sostenible que permita compatibilizar la conservación del medio ambiente con diversas actividades humanas, como la agricultura, la pesca y el turismo.

Hasta enero de 2025, el entorno marítimo gallego presentaba restricciones ambientales en ciertas localizaciones debido a la existencia de varias ZEPA, que limitaban la implantación de parques eólicos marinos. Sin embargo, aún quedaban extensas áreas del litoral sin esta protección, lo que permitía la instalación de parques eólicos marinos en determinadas ubicaciones sin restricciones ambientales significativas y relativamente cercanas a la costa.



*Figura 33. Red de Áreas Marinas Protegidas en Galicia previas a Enero de 2025 (RAMPE). Fuente: MITECO*

No obstante, esta situación cambió con la publicación de la Resolución de 13 de enero de 2025 en el BOE, que modificó la designación de las ZEPA en Galicia. Con esta nueva regulación, todo el litoral gallego pasó a estar protegido bajo esta categoría, integrándose dentro del Corredor Migratorio Galaico-Cantábrico Occidental (ZEPA ES0000554). Esta decisión ha tenido un impacto directo en la viabilidad de la instalación de parques eólicos marinos, ya que ahora deben situarse a una mayor distancia de la costa para evitar interferencias con las especies protegidas. Como consecuencia, la necesidad de ubicar los

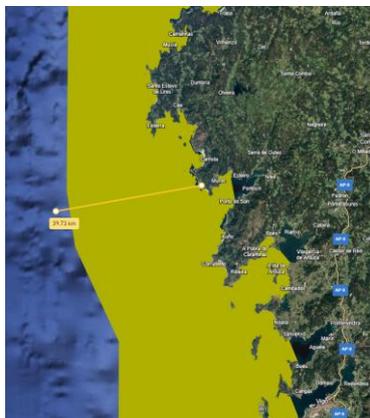
parques más lejos incrementa significativamente los costes de desarrollo, instalación y mantenimiento, afectando la rentabilidad y viabilidad económica de estos proyectos.



*Figura 34. Nueva ZEPA ES0000554, Enero 2025. Fuente: MITECO*

A pesar de este nuevo marco regulador, el desarrollo del parque eólico marino sigue siendo viable dentro de los límites del proyecto. El criterio inicial establecía que la ubicación no debía superar los 60 km de la costa, y tras analizar las nuevas delimitaciones ZEPA, se ha determinado que la extensión de estas zonas protegidas se sitúa, como máximo, a 40 km de la costa. Esto significa que aún queda un margen de al menos 20 km para emplazar el parque en aguas más alejadas, asegurando el cumplimiento de la normativa y la viabilidad técnica del proyecto.

Para garantizar una ubicación óptima, se han analizado los cuatro posibles emplazamientos en Galicia, midiendo la distancia desde la costa hasta áreas libres de restricciones ambientales. Los resultados del análisis mediante Google Earth indican que las cuatro ubicaciones de interés presentan distancias a zonas sin protección que oscilan entre 22,53 km y 39,73 km



*Figura 35. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos en la zona de Muros-Arousa. Fuente: Google Earth.*



*Figura 36. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos en la Costa da Morte. Fuente: Google Earth*



*Figura 37. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos de la plataforma continental frente a Ferrol y Cedeira. Fuente: Google Earth.*



*Figura 38. Distancia desde la costa hasta aguas libres de espacios protegidos en la Mariña Lucense. Fuente: Google Earth*

Las ubicaciones más cercanas a la costa ofrecen ventajas significativas para los parques eólicos marinos, ya que reducen los costos de infraestructura, facilitan la conexión a la red eléctrica y optimizan las tareas de mantenimiento e inspección. Además, al minimizar la distancia de transporte de la energía, mejora la eficiencia del sistema.

A pesar de que, con la ampliación de la ZEPA, la planificación del parque eólico marino se ha vuelto más compleja, no se ha vuelto necesariamente inviable. Aún existen alternativas dentro del marco normativo, por lo que la ubicación final deberá considerar un equilibrio entre la distancia a la costa, la viabilidad técnica, el impacto ambiental y los costos, garantizando así un proyecto eficiente y sostenible a largo plazo.

Además del impacto ambiental, otro aspecto clave en la selección del emplazamiento del parque eólico marino es la actividad pesquera, dado que Galicia cuenta con una de las flotas pesqueras más importantes de España. En particular, la pesca de bajura tiene un peso significativo en la economía local, representando una gran parte del volumen de capturas y proporcionando sustento a numerosas localidades costeras. Este tipo de pesca se caracteriza por realizarse en aguas próximas a la costa, generalmente en el interior de las rías y zonas litorales, utilizando pequeñas embarcaciones y métodos artesanales.

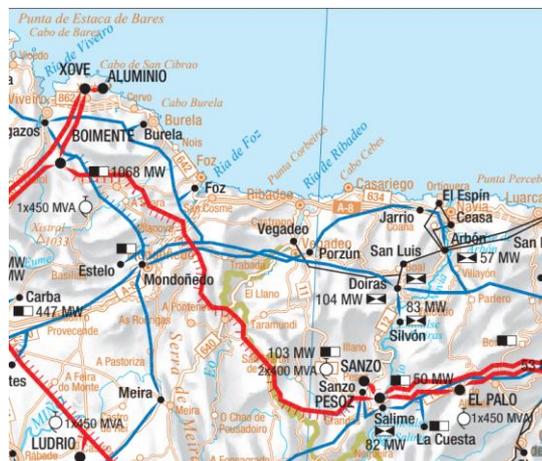
De los cuatro emplazamientos analizados, el de Muros-Arousa destaca por su intensa actividad de pesca de bajura, con capturas de especies como faneca, jurel, caballa, lubina, sargo, dorada, salmonete, centolla, nécora, camarón, choco, calamar y pulpo, fundamentales para la industria pesquera local. Además, esta zona presenta una fuerte dependencia económica del mar, derivada de las actividades pesqueras, reuniendo al 44% de los empleos del Grupo de Acción Local del Sector Pesquero (GALP) de la Ría de Arousa. No obstante, dado que el parque se ubicará a más de 30 km de la costa, se espera que no interfiera con estas actividades, evitando conflictos con el sector pesquero.

En los otros tres emplazamientos la actividad pesquera también es relevante, pero la mayor parte de la pesca de bajura se concentra en zonas más cercanas a la costa. Al situar el parque fuera del rango habitual de esta actividad, el impacto sobre la flota pesquera se reduce significativamente. Además, el desarrollo de parques eólicos marinos puede abrir la puerta a iniciativas de cooperación con el sector pesquero, promoviendo un modelo de coexistencia que permita aprovechar sinergias en la gestión del espacio marino. Por ejemplo, las estructuras de los aerogeneradores pueden actuar como arrecifes artificiales, favoreciendo la biodiversidad y creando nuevas zonas de pesca. También se pueden establecer acuerdos para que los pescadores participen en labores de monitorización ambiental o en tareas de mantenimiento, diversificando así sus fuentes de ingresos. Estas estrategias no solo minimizan el impacto del parque sobre la pesca, sino que también pueden generar beneficios compartidos, favoreciendo un desarrollo sostenible de ambas actividades.

### 3.4 ANÁLISIS DE PROXIMIDAD A LA RED ELÉCTRICA

Para que un parque eólico marino sea viable tanto técnica como económicamente, es fundamental analizar también cómo se conecta y evacúa la energía según su ubicación. En este sentido, esta parte del análisis se ha realizado con información extraída del Mapa del sistema eléctrico ibérico y con las proyecciones del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que plantea inversiones estratégicas para modernizar y ampliar la capacidad del sistema.

En la región de la Mariña Lucense, la infraestructura para la evacuación de energía es especialmente favorable. Las subestaciones de Xove y Boimente, se ubican estratégicamente y están conectadas directamente a la red de 400 kV, lo que permite evacuar grandes volúmenes de energía con mínimas pérdidas y garantizar la estabilidad operativa sin requerir refuerzos inmediatos. Además, se abre la posibilidad de conectar el parque a la central de Foz o de Burela, integrando la energía generada en la red local de 220 kV. De esta manera, se presentan dos alternativas viables, una conexión directa a la red de alta tensión a través de Xove y Boimente, y otra opción que permita alimentar la red local mediante la central de Foz o Burela. Ambas alternativas se alinean con las previsiones del Plan de Desarrollo, que apunta a la modernización y ampliación de los corredores de alta tensión en el corto y medio plazo.



*Figura 39. Mapa red eléctrica Mariña Lucense. Fuente:REE*

Por otro lado, en la Costa da Morte el escenario es distinto. Aquí se destacan subestaciones como Dumbría y Vimianzo, así como nodos estratégicos adicionales como Regoelle y la subestación de Sabón. Sin embargo, la red en esta zona está conectada principalmente mediante líneas de 220 kV, lo que limita la capacidad de evacuación en momentos de alta generación. Este tipo de configuración implicaría, a futuro, la necesidad de invertir en refuerzos y modernizaciones de la infraestructura para poder absorber el excedente energético sin incurrir en pérdidas significativas.

Además, en algunas ubicaciones se observa una configuración mixta, en la que se combinan tramos de 220 kV y conexiones a 400 kV. Estas zonas ofrecen oportunidades para aprovechar la capacidad instalada actual, aunque igualmente requerirán inversiones para alcanzar la eficiencia óptima que ofrece una conexión directa a 400 kV. El mapa del sistema eléctrico ibérico evidencia corredores estratégicos que enlazan las áreas de alta producción con los centros de consumo, factor fundamental para asegurar una evacuación continua de la energía generada.



*Figura 40. Mapa red eléctrica Costa da Morte. Fuente:REE*

La zona de Ferrol-Cedeira cuenta con una infraestructura eléctrica compuesta por una combinación de líneas de 220 kV y 132 kV, con subestaciones clave como Río do Pozo, Megasa e Intasa, que funcionan como nodos principales de evacuación. Estas instalaciones, ubicadas en un entorno industrial con alta demanda energética, proporcionan una base sólida para la integración de generación renovable. Sin embargo, la ausencia de una red de 400 kV representa un desafío significativo para la evacuación eficiente de grandes volúmenes de energía provenientes de parques eólicos marinos. La subestación de Cedeira, aunque de menor capacidad, podría modernizarse para servir como punto de inyección en la red, mientras que la ampliación de líneas de 220 kV y la creación de enlaces directos a 400 kV serían soluciones clave para reforzar la infraestructura. No obstante, en ausencia de una red de alta capacidad, la hibridación con sistemas de almacenamiento de hidrógeno verde podría mitigar en parte esta limitación. Al permitir almacenar el excedente de generación eólica en momentos de baja demanda y liberarlo de manera controlada, el hidrógeno verde facilitaría una integración más estable del parque eólico, optimizando su aprovechamiento y reduciendo la dependencia de infraestructuras de evacuación de gran capacidad.



En conclusión, la Mariña Lucense se presenta como la opción más viable para la evacuación de energía de un parque eólico marino, gracias a su infraestructura de 400 kV, que permite una integración eficiente sin requerir refuerzos inmediatos. En contraste, la Costa da Morte y Muros-Arousa, aunque cuentan con subestaciones estratégicas, dependen de líneas de 220 kV, lo que podría limitar la capacidad de evacuación y requerir inversiones en el futuro. Por su parte, Ferrol-Cedeira enfrenta un desafío similar debido a la ausencia de una red de 400 kV, aunque su proximidad a un entorno industrial favorece la absorción de energía. En estos casos, la implementación de almacenamiento con hidrógeno verde surge como una solución clave para estabilizar la red y evitar la pérdida de excedentes energéticos, garantizando una integración eficiente y sostenible de la generación renovable.

### **3.5 ELECCIÓN FINAL DE LA UBICACIÓN**

Tras un análisis de las diferentes opciones para la ubicación del parque eólico marino, se ha determinado que la mejor alternativa es la zona del litoral de Ribadeo y A Mariña Lucense. La selección de este emplazamiento responde a una evaluación integral basada en criterios técnicos, ambientales y de infraestructura eléctrica, garantizando la viabilidad y eficiencia del proyecto.

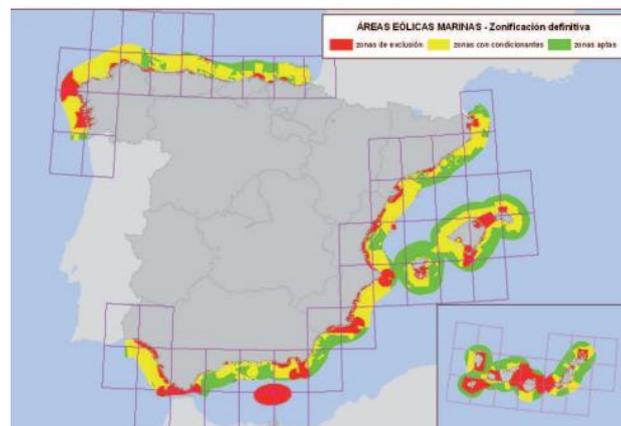
El proceso de selección consideró cuatro ubicaciones en la costa gallega: Costa da Morte, Plataforma Continental frente a Ferrol y Cedeira, Litoral de Ribadeo y A Mariña Lucense, y la zona de Arousa-Muros-Noia. En la Costa da Morte, la velocidad del viento es elevada, con valores superiores a 8,5 m/s a 50 metros de altura, lo que garantiza un alto rendimiento energético, sin embargo, las profundidades en esta zona alcanzan los 200 metros, lo que incrementa sustancialmente los costes de instalación y mantenimiento de las cimentaciones flotantes. Además, la infraestructura eléctrica en la zona está limitada a líneas de 220 kV, lo que podría no ser suficiente para evacuar grandes volúmenes de energía sin inversiones adicionales, a lo que se suma la presencia de zonas de especial protección ambiental que pueden generar restricciones regulatorias y retrasos en la implementación del proyecto.

En la Plataforma Continental frente a Ferrol y Cedeira, el recurso eólico es también favorable, con velocidades del viento que oscilan entre 8,35 y 8,54 m/s a 50 metros, sin embargo, las profundidades del lecho marino varían aproximadamente entre 120 y 165 metros, lo que, al igual que en la Costa da Morte, incrementa los costos del proyecto. Desde el punto de vista de infraestructura eléctrica, la zona dispone de una red de 220 kV y 132 kV, lo que puede dificultar la evacuación de energía si se instala un parque de gran capacidad. La ausencia de una conexión directa a una red de 400 kV representa una desventaja en comparación con otras ubicaciones.

Por su parte, el litoral de Ribadeo y A Mariña Lucense destaca por su infraestructura eléctrica óptima, con acceso directo a una red de 400 kV a través de las subestaciones de Xove y Boimente, lo que permite una evacuación eficiente de la energía sin necesidad de refuerzos inmediatos. Aunque el recurso eólico en esta zona es inferior al de otras ubicaciones, con velocidades del viento entre 7,42 y 7,48 m/s a 50 metros de altura, sigue siendo suficiente

para garantizar la viabilidad del parque. Además, la batimetría de la zona, con profundidades entre 110 y 130 metros, reduce los costos de anclaje en comparación con emplazamientos más profundos.

Desde el punto de vista ambiental, estudios previos sobre la implantación de parques eólicos marinos en la costa gallega han identificado el litoral de Ribadeo y A Mariña Lucense como una de las zonas más adecuadas para este tipo de desarrollo. Según el Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos, elaborado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, esta área ha sido clasificada dentro de las zonas aptas para el despliegue de energía eólica marina, en contraposición a otras regiones de la costa gallega que presentan mayores restricciones o condicionantes ambientales. Este estudio considera aspectos como la biodiversidad marina, la presencia de hábitats críticos y la compatibilidad con otros usos del mar, y concluye que el litoral de Ribadeo y A Mariña Lucense, al tener una menor densidad de hábitats ecológicamente sensibles, ofrece una menor conflictividad ambiental en comparación con otras ubicaciones. Por tanto, su designación como zona apta refuerza la idoneidad del emplazamiento seleccionado, minimizando el impacto sobre ecosistemas marinos sensibles y facilitando la viabilidad ambiental del proyecto.



*Figura 43. Estudio estratégico ambiental. Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España*

En cuanto a la zona de Arousa-Muros-Noia, el análisis revela que el recurso eólico varía considerablemente en función de la distancia a la costa, con velocidades del viento de 7,48 m/s en zonas cercanas y hasta 8,52 m/s en puntos más alejados, sin embargo, alejarse de la costa para aprovechar mejor el viento supone enfrentarse a profundidades superiores a 140 metros, lo que encarece la construcción y el mantenimiento del parque. Desde el punto de vista de infraestructura, la zona cuenta con líneas de 220 kV, lo que podría requerir inversiones adicionales para evitar saturaciones, además, la presencia de una importante actividad pesquera de bajura y marisqueo plantea un desafío adicional en términos de compatibilidad con otras industrias locales.

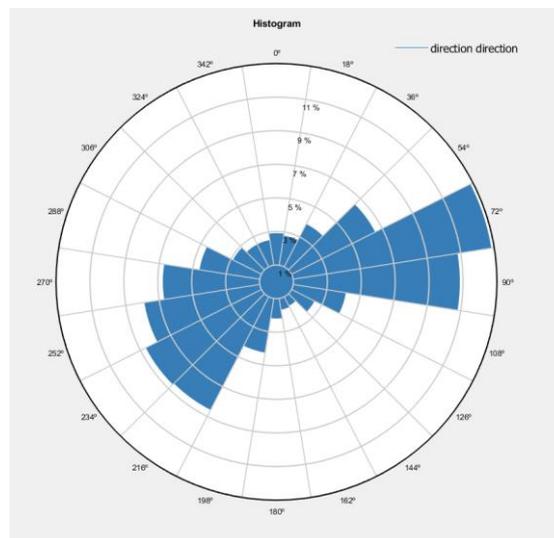
Considerando todos estos factores estudiados, el litoral de Ribadeo y A Mariña Lucense se posiciona como la opción más equilibrada para la instalación del parque eólico marino. Su combinación de infraestructura eléctrica adecuada, menores profundidades relativas y viabilidad ambiental lo convierten en la alternativa más eficiente y sostenible. Aunque el recurso eólico es ligeramente inferior al de otras ubicaciones, la conexión directa a una red de 400 kV y la menor conflictividad ambiental compensan esta diferencia, optimizando la viabilidad técnica y económica del proyecto. En definitiva, esta ubicación permite una integración armoniosa del parque en su entorno, garantizando un desarrollo energético eficiente y respetuoso con el medio ambiente.

## Capítulo 4. SIMULACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

La simulación del parque eólico proyectado en A Mariña Lucense se llevará a cabo mediante el uso del software FUROW, una herramienta especializada en el análisis de recursos eólicos. Con el fin de introducir datos representativos y ajustados a la realidad del emplazamiento, se utilizarán registros meteorológicos correspondientes al año 2024, obtenidos a través del Climate Data Store, plataforma gestionada por el Centro Europeo de Predicción Meteorológica a Medio Plazo. En concreto, se empleará el conjunto de datos ERA5, que proporciona información horaria de las componentes del viento a distintas alturas sobre el nivel del mar. Para esta simulación, se han seleccionado los datos correspondientes a 100 metros de altura, dado que esta cota coincide aproximadamente con la del buje del aerogenerador seleccionado para este proyecto, el Siemens Gamesa SG 14-236 DD. Esta elección permite garantizar que la modelización represente de forma realista las condiciones de viento en la ubicación seleccionada, mejorando así la fiabilidad de los resultados obtenidos.

### 4.1 ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

#### 4.1.1 ROSA DE LOS VIENTOS(DIRECCIONAL)

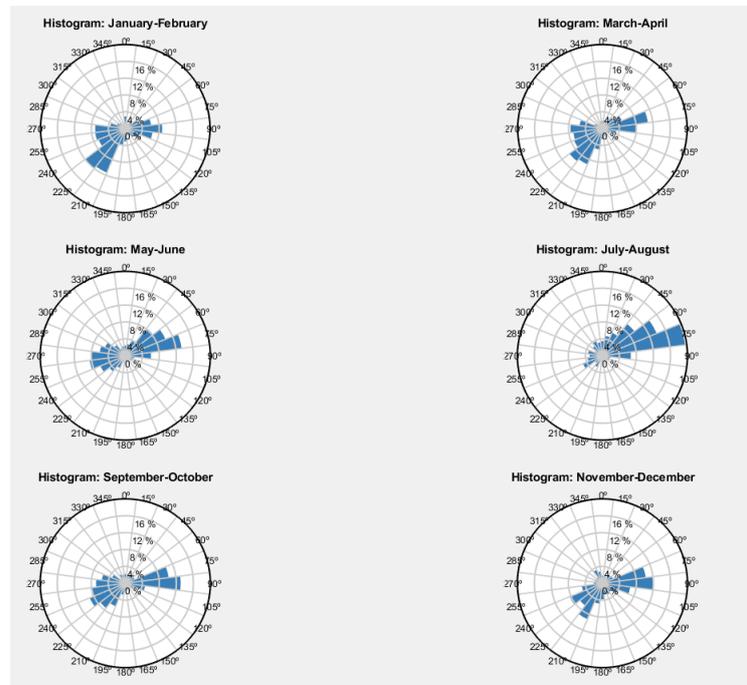


*Figura 44: Rosa de los vientos direccional anual. Fuente: Furow*

La rosa de los vientos generada a partir de los datos horarios obtenidos muestra que el recurso eólico se concentra principalmente en dos direcciones. Una entre el este-noreste y el este (aproximadamente de 54° a 108°) y otra entre el suroeste y el oeste-suroeste (alrededor de

198° a 270°). Estas direcciones presentan los mayores porcentajes de frecuencia, superando el 10 % en los sectores más representativos. El resto de las direcciones muestra una presencia mucho más limitada. Esta distribución muestra que, si bien el viento no sopla desde una única dirección dominante, sí tiende a concentrarse en dos direcciones específicas, lo que es común en zonas costeras sometidas a regímenes de brisas marinas y sistemas frontales, como es este caso.

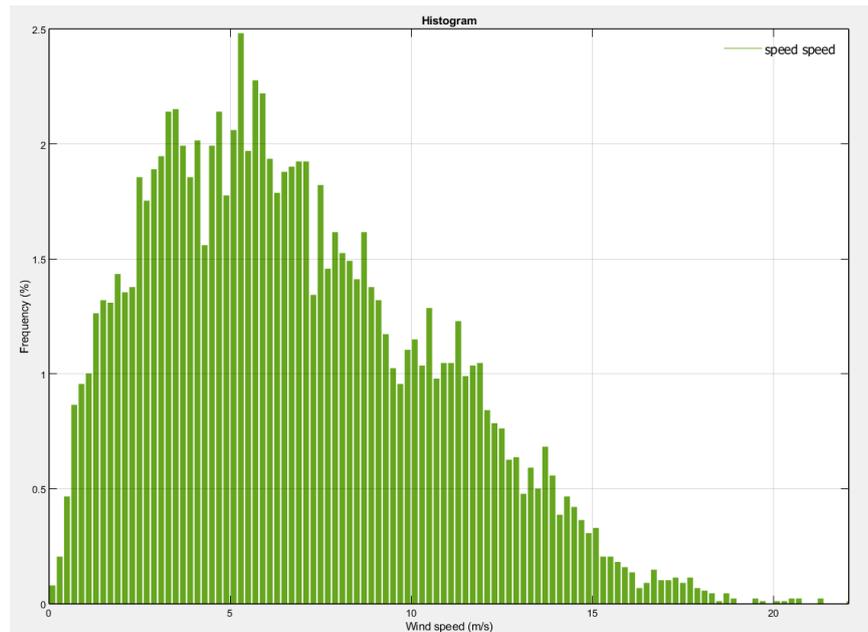
Esta información es especialmente relevante para el diseño del parque eólico, ya que permite orientar las filas de aerogeneradores de manera que se reduzcan las pérdidas por estela y se maximice la captación de energía. Una orientación que tenga en cuenta estas direcciones predominantes puede mejorar significativamente el rendimiento del sistema.



*Figura 45: Rosa de los vientos direccional bimensual. Fuente: Furow*

El análisis de las rosas de viento bimestrales muestra que las direcciones predominantes se mantienen relativamente constantes a lo largo del año. En la mayoría de los periodos analizados se identifican los mismos sectores dominantes, con vientos que soplan principalmente desde el este-noreste y el suroeste-oeste. Aunque se observan ligeras variaciones en la intensidad o en la frecuencia relativa entre distintos bimestres, la orientación general del viento presenta bastante estabilidad. Este comportamiento confirma que los resultados obtenidos en la rosa de vientos anual no responden a la superposición de patrones mensuales dispares, sino que reflejan una dinámica eólica persistente en el tiempo.

#### 4.1.2 PERFIL DE VELOCIDADES



*Figura 46: Histograma de velocidades. Fuente: Furow*

El histograma de velocidades del viento, elaborado a partir de los datos horarios del año 2024 a una altura de 100 metros, muestra una distribución asimétrica, con un claro pico de frecuencia en el rango de 5 a 7 m/s, lo que indica que estas son las velocidades más comunes en el emplazamiento. A partir de este intervalo, la frecuencia disminuye progresivamente a medida que aumentan las velocidades, alcanzando valores máximos que superan ligeramente los 20 m/s, aunque estos casos son excepcionalmente poco frecuentes..

Este tipo de distribución es característico de entornos costeros, donde las condiciones del viento presentan una variabilidad significativa, pero raramente alcanzan valores extremos. En este caso particular, la mayoría de los registros se sitúan por encima del umbral de arranque de los aerogeneradores (habitualmente en torno a los 3 m/s), lo que evidencia una intensidad eólica suficiente para permitir la generación de energía durante la mayor parte del tiempo. Asimismo, destaca la escasa presencia de velocidades excesivamente altas, lo que reduce el riesgo de paradas por seguridad en las turbinas y favorece una operación más continua y estable del parque eólico

En general, este perfil de velocidades confirma que A Mariña Lucense presenta condiciones de velocidad de viento favorables para el desarrollo un parque eólico, La abundancia de viento, con una intensidad suficiente la mayor parte del tiempo, y su distribución

relativamente estable, permiten anticipar un funcionamiento eficiente y continuo de los aerogeneradores, lo que se traduce en una alta aprovechabilidad del recurso eólico disponible.

#### 4.1.3 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

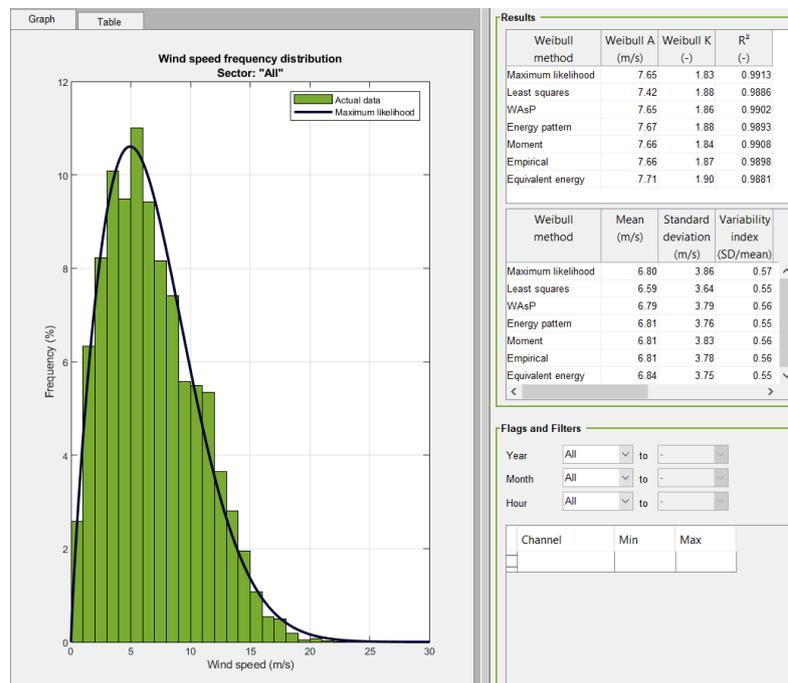


Figura 47: Distribución de Weibull. Fuente: Furrow

Esta gráfica representa el ajuste de una distribución de Weibull sobre los datos reales de velocidad del viento, utilizando el método de máxima verosimilitud. Este procedimiento es uno de los más empleados en estudios de recurso eólico, ya que permite estimar con gran precisión la forma en la que se distribuyen las velocidades a lo largo del tiempo. En este caso, el ajuste obtenido presenta un coeficiente de determinación  $R^2$  de 0,9913, lo que indica una muy buena correspondencia entre el modelo y el comportamiento real del viento, teniendo el ajuste ideal un valor para la  $R^2$  de 1.

El análisis proporciona una visión clara del comportamiento del recurso eólico en la ubicación seleccionada. El parámetro de escala A es de 7,65 m/s, lo que refleja la intensidad general del viento, mientras que el parámetro de forma k, con un valor de 1,83, indica cierta variabilidad sin que esta sea excesiva.

Desde el punto de vista visual, se observa que la curva ajustada (línea azul oscuro) reproduce con precisión la forma del histograma de los datos reales (barras verdes), captando tanto el pico de frecuencia como la caída progresiva hacia velocidades más elevadas. Esta correspondencia entre el modelo y los datos no solo confirma la calidad del conjunto de registros, sino que también proporciona una base fundamentada para calcular la producción energética esperada del parque eólico mediante herramientas específicas de simulación. En resumen, este análisis muestra un comportamiento predecible y ventajoso desde el punto de vista del diseño y la operación del parque.

#### 4.1.4 VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO

	Mean value	SDev Value	Max Value	Time Max	Min Value	Time Min
speed speed	6.8054	3.8265	22.0819	2024/02/0...	0.0510	2024/07/3...

*Figura 48: Resumen anual de velocidad del viento. Fuente: Furow*

Channel Summary: January-February						Channel Summary: March-April							
	Mean value	SDev Value	Max Value	Time Max	Min Value	Time M		Mean value	SDev Value	Max Value	Time Max	Min Value	Time M
speed speed	7.8068	4.6702	22.0819	2024/02/0...	0.0589	2024/01/2	speed speed	7.5028	3.9149	17.2791	2024/03/2...	0.5198	2024/04/7
Channel Summary: May-June						Channel Summary: July-August							
	Mean value	SDev Value	Max Value	Time Max	Min Value	Time M		Mean value	SDev Value	Max Value	Time Max	Min Value	Time M
speed speed	6.7513	3.0405	15.5221	2024/05/0...	0.0543	2024/05/2	speed speed	5.1162	2.6721	14.2121	2024/07/2...	0.0510	2024/07/2
Channel Summary: September-October						Channel Summary: November-December							
	Mean value	SDev Value	Max Value	Time Max	Min Value	Time M		Mean value	SDev Value	Max Value	Time Max	Min Value	Time M
speed speed	6.9009	3.6639	18.0580	2024/10/0...	0.1470	2024/09/2	speed speed	6.7989	4.0998	19.5342	2024/11/2...	0.2846	2024/12/0

*Figura 49: Resumen bimestral de velocidad del viento. Fuente: Furow*

A lo largo del año 2024, la velocidad del viento en el emplazamiento del proyecto presenta una media anual de 6,81 m/s, con una desviación estándar de 3,83 m/s, lo que refleja una buena disponibilidad del recurso eólico. Los valores más altos se registran en los bimestres de enero-febrero (7,81 m/s) y marzo-abril (7,50 m/s), con velocidades máximas de hasta 22,08 m/s, mientras que el periodo menos favorable corresponde a julio-agosto, con una media de 5,12 m/s. Esta reducción estacional es habitual en regiones costeras, ya que durante el verano disminuyen los contrastes térmicos entre el mar y la tierra, lo que debilita las brisas marinas, y además predominan sistemas de alta presión que estabilizan la atmósfera y

reducen el movimiento del aire. No obstante, esta situación no compromete significativamente la viabilidad del parque, ya que en la mayoría de los meses la velocidad se mantiene por encima del umbral de arranque de los aerogeneradores. Por tanto, los datos evidencian un recurso eólico estable y suficientemente intenso para garantizar un funcionamiento eficiente del sistema a lo largo del año.

En resumen, el análisis del recurso eólico en el emplazamiento seleccionado confirma que A Mariña Lucense es un lugar adecuado para la instalación de un parque eólico marino. Las velocidades medias anuales se mantienen en valores elevados, con una distribución estable a lo largo del año y direcciones predominantes bien definidas, lo que facilita una orientación óptima de los aerogeneradores. La distribución de Weibull presenta un ajuste excelente a los datos reales, lo que refuerza la validez del conjunto de registros y permite una modelización fiable de la producción energética. No obstante, hay una disminución significativa del recurso eólico durante los meses de verano, lo que podría afectar parcialmente la generación en ese periodo. A pesar de esta estacionalidad, la frecuencia de velocidades útiles para la producción eléctrica es alta durante la mayor parte del año, lo que permite garantizar un funcionamiento eficiente y continuo del sistema.

## **4.2 CONDICIONES DE SIMULACIÓN**

### **4.2.1 NÚMERO DE AEROGENERADORES**

Con el objetivo de diseñar un proyecto lo más realista posible, se ha tomado como referencia la potencia de los parques eólicos marinos actualmente en proceso de evaluación ambiental en España. Según una respuesta parlamentaria del Gobierno de España publicada en octubre de 2024, varios parques eólicos marinos flotantes previstos en Galicia presentan potencias comprendidas entre los 490 MW y los 1.200 MW, varios de estos proyectos son, Nordés (1.200 MW), Xistral (810 MW), O Boi (552 MW), San Cibrao (490 MW) o Galwind (1.000 MW).

Teniendo en cuenta estas cifras y buscando una propuesta representativa dentro de ese rango, se ha definido una potencia instalada de 700 MW para el parque simulado en este estudio. Para alcanzar dicha capacidad, se ha optado por instalar 50 aerogeneradores del modelo ya escogido anteriormente, Siemens Gamesa SG 14-236 DD, cada uno con una potencia nominal de 14 MW. Esta elección no solo permite ajustarse a las características técnicas de los futuros desarrollos en Galicia, sino que también facilita un análisis detallado alineado con la realidad del sector eólico marino en España.

### **4.2.2 DISPOSICIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS AEROGENERADORES**

Una vez establecido el número total de aerogeneradores que compondrán el parque eólico marino, es necesario definir su disposición y orientación dentro del emplazamiento

seleccionado. Para ello, se ha tomado como referencia el análisis del recurso eólico presentado en el apartado 4.1, en el que se identifican dos direcciones predominantes del viento, comprendidas entre los rangos de  $54^{\circ}$ - $108^{\circ}$  y de  $198^{\circ}$ - $270^{\circ}$  respecto al norte geográfico. No obstante, teniendo en cuenta tanto la frecuencia como la intensidad del viento a lo largo del año (factores evaluados a través de las rosas de viento bimestrales incluidas en dicho apartado) se ha optado por considerar como dirección principal de referencia el rango  $54^{\circ}$ - $108^{\circ}$ . Concretamente, el rango comprendido entre  $54^{\circ}$  y  $90^{\circ}$ , ya que concentra el mayor potencial energético global.

Con el objetivo de optimizar la captación del recurso eólico y minimizar las pérdidas asociadas al efecto estela, se han considerado varias de las principales configuraciones habitualmente empleadas en el diseño de parques eólicos: la disposición en cuadrícula, la alineación en filas rectas y la disposición escalonada. La disposición en cuadrícula se basa en un entramado regular de filas y columnas, lo que facilita la planificación geométrica del emplazamiento, pero puede acentuar las pérdidas por estela al alinear directamente las turbinas unas detrás de otras. La alineación en filas rectas no es muy habitual en entornos marinos, ya que suele utilizarse en emplazamientos alargados o con geometrías limitantes. Por último, la disposición escalonada introduce un desplazamiento lateral entre filas sucesivas, de modo que las turbinas situadas aguas abajo no quedan directamente alineadas con las de la fila anterior, reduciendo así la interferencia aerodinámica entre máquinas.

Teniendo en cuenta lo anterior y con el objetivo de maximizar el rendimiento energético del parque, se ha optado por una disposición escalonada, al ofrecer un mejor compromiso entre eficiencia aerodinámica y aprovechamiento del espacio disponible. Esta configuración permite reducir las pérdidas por efecto estela al evitar la alineación directa entre aerogeneradores, lo que se traduce en un aumento neto de la producción energética. Estudios como el de Stevens, Gayme y Meneveau (2014), titulado *Large Eddy Simulation Studies of the Effects of Alignment and Wind Farm Length*, han demostrado, mediante simulaciones de grandes remolinos (LES), que una disposición escalonada puede mejorar significativamente el rendimiento de parques eólicos respecto a configuraciones alineadas, especialmente en emplazamientos donde no existe una única dirección predominante del viento.

En cuanto a la orientación del parque, el conjunto de aerogeneradores se ha dispuesto siguiendo un eje aproximado de  $162^{\circ}$ - $342^{\circ}$  respecto al norte geográfico, lo que equivale a una alineación perpendicular al rango direccional del viento predominante, establecido entre  $54^{\circ}$ - $90^{\circ}$ . Esta configuración tiene como objetivo maximizar el rendimiento energético del sistema, al permitir que el flujo de viento incida de forma más directa y uniforme sobre el mayor número posible de turbinas a lo largo del año. Gracias a esto, se reduce la exposición prolongada de los aerogeneradores a las estelas generadas por otros aerogeneradores situados aguas arriba, lo que ayuda a optimizar la eficiencia global del parque. La elección de esta orientación responde, por tanto, a criterios de diseño aeroenergéticos basados en el análisis previo del recurso eólico.

Por último, para establecer las distancias entre aerogeneradores en el diseño del parque, se ha tomado como referencia el estudio presentado por Bahamonde García y Mena Nieto,

titulado *Optimización de la implantación de grandes parques eólicos marinos*. En este trabajo se propone una metodología de separación basada en las condiciones de estabilidad atmosférica de la capa límite oceánica, uno de los factores que más influyen en la evolución de las estelas generadas por los aerogeneradores. Según este estudio, en entornos marinos donde predomina una atmósfera neutra, es decir, donde las diferencias térmicas entre la superficie del mar y el aire son reducidas, y por tanto la estabilidad es constante, el estudio recomienda adoptar una separación mínima de entre 9 y 10 diámetros de rotor (D) en la dirección del viento. Este tipo de atmósfera es habitual en plataformas continentales abiertas, como ocurre en el litoral norte gallego, concretamente en la localización del proyecto, donde la influencia del mar Cantábrico garantiza condiciones térmicamente estables y bajos niveles de rugosidad superficial. Además, la ausencia de grandes masas de tierra próximas que puedan provocar fuertes contrastes térmicos o turbulencias adicionales favorece aún más un régimen atmosférico neutro durante buena parte del año.

Siguiendo estas recomendaciones, y con el objetivo de minimizar las pérdidas por efecto estela, se ha optado por una disposición con 9D de separación en la dirección del viento predominante y 5D en la dirección perpendicular. Esta configuración permite reducir la interferencia entre turbinas, optimizar el rendimiento energético del conjunto y garantizar un uso eficiente del área disponible en el emplazamiento marino.

Todos estos parámetros de la configuración serán implementados en el software FUROW, donde se realizará la simulación energética completa del parque bajo las condiciones específicas del recurso eólico caracterizado en los apartados anteriores.

#### *4.2.3 ASPECTOS TÉCNICOS FUROW*

Una vez introducidos los datos de viento en el software FUROW y definidos tanto el número de aerogeneradores como su disposición en el emplazamiento, el primer paso para realizar la simulación del parque eólico marino consiste en crear la *windfarm* (sección donde se definirá la configuración del parque eólico, incluyendo la ubicación, número, tipo y disposición de los aerogeneradores) dentro del entorno del programa. Para ello, es necesario comenzar definiendo la región geográfica de estudio, la cual se ha delimitado a partir del punto central empleado previamente en el análisis del recurso eólico (latitud 43.8806259; longitud -7.2613000).

A continuación, se procede a establecer la disposición de los aerogeneradores dentro de dicha región. Tal como se ha explicado anteriormente, se ha optado por una configuración escalonada. Para implementar esta disposición, se ha definido una matriz de 8 columnas por 7 filas, lo que genera un total de 56 posiciones posibles para ubicar los 50 aerogeneradores Siemens Gamesa SG 14-236 DD contemplados en el diseño.

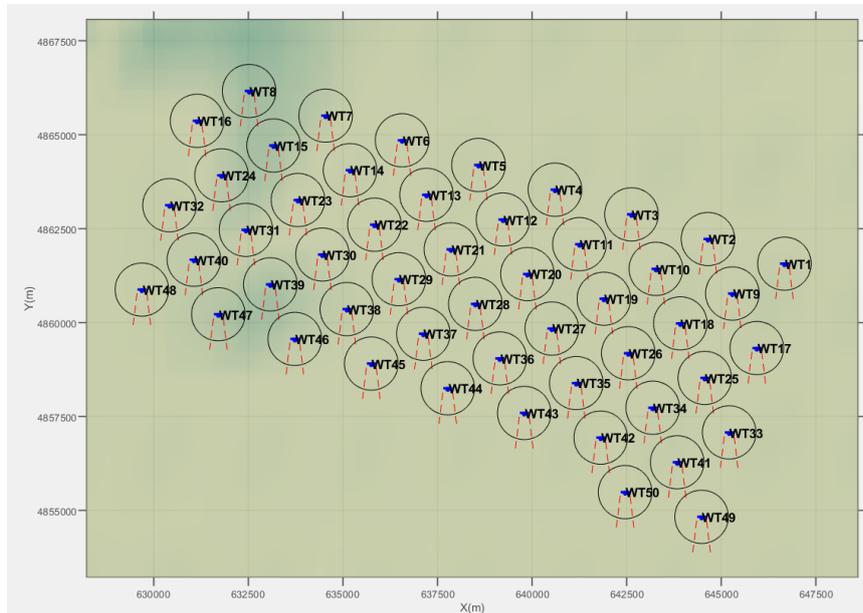
La separación entre aerogeneradores se ha fijado, también siguiendo los criterios previamente establecidos, en 9 diámetros de rotor (2.124 m) en la dirección del viento predominante y 5 diámetros (1.180 m) en dirección perpendicular. Esta disposición da lugar

a un área total de aproximadamente 14.868 metros de longitud por 7.080 metros de altura, lo que define un rectángulo geográfico cuyos vértices son:

- Latitud sur (S): 43.8488
- Latitud norte (N): 43.9124
- Longitud oeste (W): -7.3537
- Longitud este (E): -7.1689

No obstante, debido a la inclinación respecto al norte que tienen los aerogeneradores, durante la simulación inicial se observó que algunos de ellos quedaban parcialmente fuera del área visible en la interfaz de FUROW. Para evitar este problema y asegurar que toda la instalación estuviera correctamente representada, se decidió ampliar ligeramente las coordenadas geográficas de la región destinada al parque con un nuevo rectángulo con los siguientes límites:

- Latitud sur (S): 43,8000
- Latitud norte (N): 43,9600
- Longitud oeste (W): -7,4300
- Longitud este (E): -7,1000



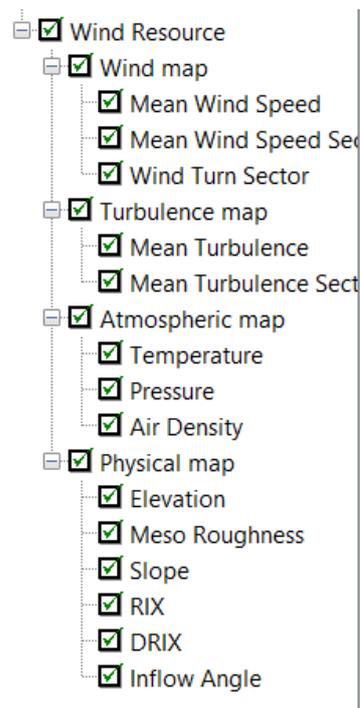
*Figura 50: Disposición aerogeneradores en la región de estudio. Fuente: Furow*

Una vez definida la disposición de los aerogeneradores en la región seleccionada, el siguiente paso consistió en calcular el wind resource del emplazamiento para poder más

adelante realizar el micro-siting. Para ello, se utilizó la herramienta *Calculate Wind Resource*, donde se establecieron los parámetros necesarios para el cálculo.

En primer lugar, se definieron la resolución espacial del mapa y la altura de referencia a la que se calcularon los datos de viento. Estos valores fueron seleccionados en función de las características del emplazamiento y de los datos previamente cargados en el programa. En concreto, se estableció una resolución espacial de 25 metros y una altura de referencia de 100 metros, ya que los datos de viento empleados habían sido registrados a esa altura. Además, fue necesario especificar la región geográfica de análisis, la cual coincide exactamente con el área ocupada por el parque eólico marino definido en la creación de la *wind farm*.

Una vez configurados los parámetros, se ejecutó el cálculo del recurso eólico. Al finalizar el proceso, se habilitó una nueva ventana en la interfaz del programa con diferentes capas de información relacionadas con el viento, la turbulencia, la atmósfera y las condiciones físicas del emplazamiento.



*Figura 51: Datos calculados a partir del Wind Resource. Fuente: Furow*

### 4.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Una vez finalizada la configuración del parque eólico y caracterizado el recurso eólico en la región de estudio, se ha llevado a cabola simulación en el apartado *Micrositing* del software FUROW. Esta herramienta permite analizar en detalle el comportamiento energético del parque proyectado, evaluando parámetros clave como la producción de energía bruta y neta, las pérdidas por efecto estela (*wake losses*) y la respuesta global de la curva de potencia del conjunto de aerogeneradores.

Para llevar a cabo esta simulación, ha sido necesario seleccionar un modelo de cálculo de estelas que permita estimar con precisión las pérdidas energéticas debidas a la interferencia entre aerogeneradores. FUROW ofrece una amplia variedad de modelos para este fin, incluyendo: No wake losses, Jensen, Frandsen, Larsen, Ishihara, Simplified Eddy Viscosity, Eddy Viscosity, FUROWAKE y Bastankhah & Porté-Agel. En este caso, se ha optado por el modelo Frandsen, dada su mayor adecuación para parques marinos con alta densidad de turbinas, como el proyectado.

Este modelo calcula un diámetro efectivo de estela que agrupa el impacto de todas las estelas que inciden simultáneamente sobre una turbina, mediante la siguiente expresión:

$$D_{eff} = \left( \sum_{i=1}^n D_i^2 \right)^{\frac{1}{2}}$$

donde  $D_i$  representa el diámetro de cada estela individual y  $n$  el número total de estelas que afectan a la turbina. Este diámetro combinado se utiliza luego para estimar la velocidad del viento que realmente llega al rotor y, por tanto, las pérdidas energéticas asociadas. A diferencia de otros modelos más simples como el de Jensen, Frandsen ofrece una estimación más realista del rendimiento del parque en condiciones reales de operación, lo que mejora la fiabilidad de los resultados obtenidos en la simulación.

#### 4.3.1 ENERGÍA BRUTA GENERADA

Teniendo en cuenta lo anterior, la simulación permite obtener una estimación fiable del rendimiento energético del parque eólico marino proyectado. En primer lugar, la producción energética bruta anual calculada para el parque, compuesto por 50 aerogeneradores con una potencia total instalada de 700 MW, es de 2274.86 GWh/año. Este valor representa la cantidad máxima de energía generable bajo condiciones ideales, sin considerar las pérdidas que se presentan inevitablemente durante la operación real del parque.

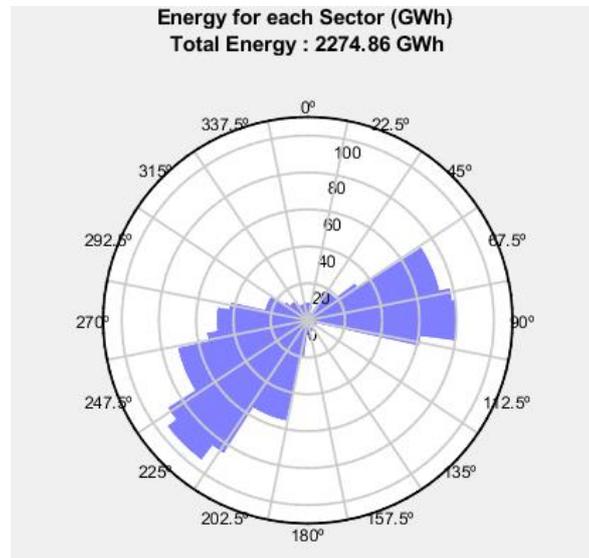


Figura 52: Rosa de la energética bruta anual. Fuente: Furow

Como ya se había observado en el estudio del recurso eólico, la rosa de la energía obtenida muestra también dos direcciones predominantes, una entre los sectores de 67.5° y 112.5°, y otra entre los sectores 202.5° - 247.5°, lo que introduce una cierta bimodalidad en el recurso. Aunque esta situación no impide un diseño eficiente, sí implica que el parque no operará en condiciones ideales durante todo el año, por lo que resulta conveniente considerar esta variabilidad direccional en el resto del análisis.

#### 4.3.2 ENERGÍA NETA VERTIDA A LA RED

Con relación a lo anterior, FUROW también proporciona una estimación precisa de las pérdidas del parque simulado, que se basan principalmente en los efectos de estela. Estas pérdidas fueron en el caso del parque de este proyecto de un 7.22%, como se puede apreciar en la siguiente imagen.

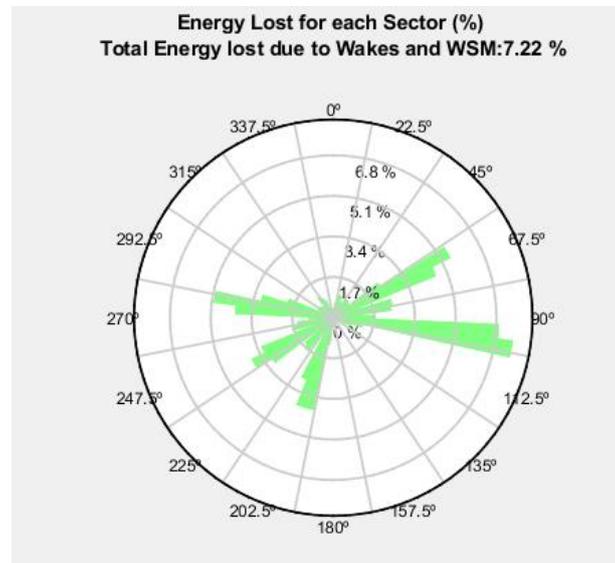


Figura 53: Rosa de pérdidas por efecto estela. Fuente: Furow

Este porcentaje de pérdidas supone un total de 164.24 GWh/año de pérdidas anuales, lo que supone una producción neta anual esperada para este parque se sitúa en 2110.62 GWh/año. Este resultado implica que aproximadamente un 92.78% de la energía generada inicialmente es aprovechable para su evacuación a la red eléctrica.

#### 4.3.3 HORAS EQUIVALENTES Y FACTOR DE CAPACIDAD

Además de los valores de producción energética, se han obtenido dos indicadores que permiten evaluar la eficiencia operativa del parque eólico: las horas equivalentes de funcionamiento y el factor de capacidad neto.

$$\text{Horas equivalentes} = \frac{\text{Energía neta (MWh)}}{\text{Potencia instalada (MW)}}$$

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{\text{Energía neta}}{\text{Potencia instalada} * 8760}$$

El valor calculado para las horas equivalentes es de 3015.17 horas/año, lo que indica el número de horas que el parque debería operar a su potencia nominal de 700 MW para generar la misma cantidad de energía neta anual obtenida en la simulación. Este parámetro ofrece una visión clara del grado de aprovechamiento real del parque respecto a su capacidad total instalada.

Net Full load hours [h]	3015.17
-------------------------	---------

*Figura 54: Horas equivalentes de operación. Fuente: Furow*

El factor de capacidad neto obtenido es del 34.42 %, lo que supone un buen aprovechamiento del recurso eólico disponible en la ubicación seleccionada. Este valor indica que, a lo largo del año, el parque genera una tercera parte de la energía que produciría si funcionara constantemente a plena potencia, lo cual es un resultado positivo, ya que supera ampliamente el valor medio registrado en los parques eólicos terrestres españoles, que fue de un 23,86 % en 2022 según el *Anuario Eólico 2023* de la AEE.

Net Capacity Factor [%]	34.4198
-------------------------	---------

*Figura 55: Factor de capacidad. Fuente: Furow*

#### 4.3.4 DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIAS DE LA VELOCIDAD

La simulación también proporciona la distribución de frecuencias de la velocidad del viento, un parámetro fundamental para comprender el comportamiento del recurso eólico a lo largo del año. Tal como se observa en la gráfica, la mayor parte del tiempo el viento se sitúa en el rango de 4 a 9 m/s, con un pico de frecuencia del 11,5 % en torno a los 6–7 m/s.

Este perfil de viento, caracterizado por velocidades moderadas y frecuentes, favorece un funcionamiento regular del parque, lo que se refleja en los buenos valores obtenidos de horas equivalentes y factor de capacidad neto. Además, el hecho de que las velocidades muy elevadas, por encima de 15 m/s, apenas se registren representa una ventaja operativa, ya que minimiza las paradas de turbinas por seguridad y permiten mantener una operación continua y sostenida del parque, mejorando tanto la eficiencia global como la vida útil de los equipos.

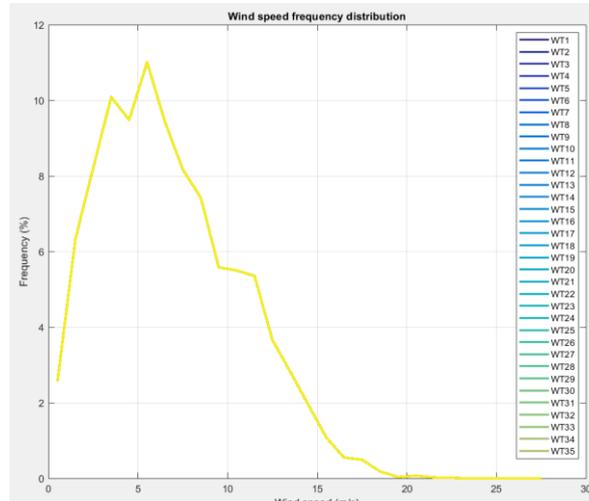


Figura 56: distribución de frecuencias de la velocidad del viento. Fuente: Furow

#### 4.3.5 CURVA DE POTENCIA

Por último, se analiza la curva de potencia tridimensional del parque eólico, la cual representa la producción eléctrica en función tanto de la velocidad como de la dirección del viento. Esta representación permite visualizar el comportamiento global del parque y detectar las combinaciones óptimas de condiciones meteorológicas para alcanzar el máximo rendimiento.

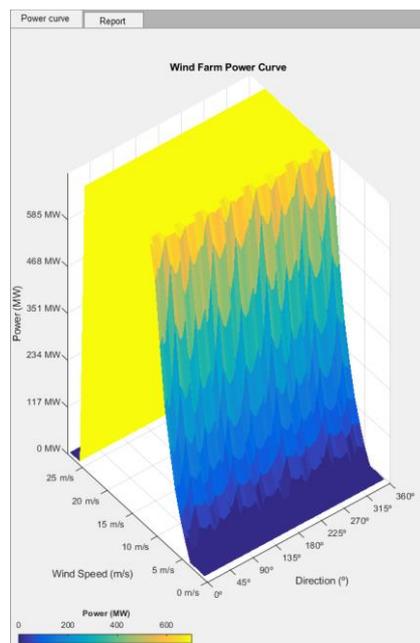


Figura 57: Curva de potencia. Fuente Furow

Tal como se observa en la figura, a partir de velocidades cercanas a los 10 m/s, el parque comienza a operar de forma estable cerca de su potencia máxima, superando los 580 MW en prácticamente todas las direcciones. La meseta plana en la parte superior de la curva indica que, una vez alcanzada la velocidad nominal de los aerogeneradores, el sistema puede mantener una producción elevada y constante sin importar la dirección del viento. Esto refleja una distribución eficiente de las turbinas y una buena adaptación al comportamiento real del recurso eólico en el emplazamiento.

Por otro lado, en el tramo comprendido entre 5 y 9 m/s, se aprecia una pendiente pronunciada, lo que indica que pequeñas variaciones en la velocidad del viento generan aumentos significativos en la producción. Este detalle es especialmente relevante, ya que coincide con el rango de velocidades más frecuentes, tal y como se mostró en el análisis de la distribución de velocidades, y permite aprovechar al máximo los periodos de viento moderado

Este tipo de análisis no solo sirve para validar los resultados energéticos obtenidos, sino que también resulta útil para la planificación operativa del parque, ya que permite anticipar el comportamiento del sistema ante fluctuaciones en las condiciones del viento. En resumen, la curva de potencia aporta una visión clara y completa del potencial real del emplazamiento y de la eficacia con la que se ha diseñado el parque para explotarlo.

## Capítulo 5. HIBRIDACIÓN CON HIDRÓGENO VERDE

### 5.1 HIDRÓGENO COMO SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Tal y como se explicó en el Capítulo 2, la tecnología seleccionada para almacenar el excedente energético del parque eólico marino es el hidrógeno verde. Esta elección se debe a su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos, algo especialmente útil en un sistema de generación renovable donde la producción no siempre coincide con la demanda. Frente a otras alternativas, el hidrógeno permite transformar esa energía sobrante en un vector energético limpio, versátil y con un alto contenido energético por unidad de masa, lo que lo hace especialmente adecuado para aplicaciones a gran escala e industriales.

Desde el punto de vista económico, el hidrógeno verde se perfila como una solución cada vez más competitiva a medida que avanza la madurez tecnológica y disminuyen los costes de electrólisis y de energía renovable. Según IRENA, su coste de producción podría situarse por debajo de los 2 €/kg en 2030, lo que equivale aproximadamente a 0.06€/kWh almacenado, dependiendo del sistema de conversión utilizado. En cambio, el almacenamiento en baterías de ion-litio tiene actualmente un coste 0,12–0,20 €/kWh para aplicaciones estacionarias de gran escala, lo que lo hace menos competitivo para almacenamiento prolongado o de gran volumen. Así, mientras que las baterías son eficientes en aplicaciones de corta duración (horas), el hidrógeno verde ofrece una solución más económica y flexible para almacenar energía durante días o semanas, especialmente cuando se requiere desacoplar la generación de la demanda en el tiempo.

El principio de funcionamiento de esta tecnología es sencillo, a través de la electrólisis del agua, y utilizando la electricidad generada por los aerogeneradores, se produce hidrógeno sin emitir gases contaminantes. Este hidrógeno puede almacenarse en depósitos y utilizarse posteriormente en distintos sectores, ya sea para generar electricidad de nuevo, alimentar vehículos de pila de combustible o servir como materia prima en procesos industriales.

Más allá de sus ventajas técnicas, incorporar el hidrógeno verde al sistema energético representa una oportunidad estratégica tanto a nivel social como ambiental. Por un lado, ayuda a reducir la dependencia del exterior y a avanzar en la sustitución de los combustibles fósiles, y por otro, impulsa una nueva industria en torno a la producción, el almacenamiento y la distribución del mismo, generando empleo y dinamizando económicamente la zona del proyecto.

Además, la combinación de energía eólica marina e hidrógeno verde se alinea con los objetivos de descarbonización establecidos en el marco del Pacto Verde Europeo, que persiguen la neutralidad climática para 2050 y una reducción de al menos el 55 % de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 respecto a los niveles de 1990. Esta combinación no solo refuerza la integración de energías renovables en el sistema eléctrico, sino que también aporta flexibilidad y estabilidad operativa. Gracias a su capacidad para

almacenar energía en momentos de baja demanda y liberarla cuando el sistema lo requiere, el hidrógeno permite optimizar el aprovechamiento de la generación renovable, reduciendo los vertidos a red y favoreciendo una gestión más eficiente del sistema energético.

## 5.2 TECNOLOGÍA DE ELÉCTROSIS

### 5.2.1 VISIÓN GENERAL

El proceso mediante el cual se genera el hidrógeno verde es la electrólisis. La electrólisis consiste en la descomposición del agua en sus dos componentes elementales, el hidrógeno (H<sub>2</sub>) y el oxígeno (O<sub>2</sub>), a través de la aplicación de una corriente eléctrica. La reacción global puede describirse con la siguiente ecuación estequiométrica:



Este proceso se lleva a cabo en un dispositivo denominado electrolizador, el cual está formado por al menos dos electrodos, un cátodo (polo negativo) y un ánodo (polo positivo), un electrolito por el que circulan los iones, y un sistema de separación que impide que los gases formados se mezclen. Al aplicar la corriente eléctrica, se generan reacciones de oxidación y reducción de manera simultánea. En el cátodo, los iones positivos (protones o iones hidronio, dependiendo de la tecnología) captan electrones y se convierten en hidrógeno gaseoso, mientras que en el ánodo se oxidan los iones negativos (hidróxido, o bien iones de oxígeno en estado sólido o en disolución) para formar oxígeno gaseoso.

Generalmente, el agua que alimenta el electrolizador suele requerir un tratamiento previo para asegurar una pureza elevada y evitar contaminaciones en la membrana o en el medio electrolítico. Dependiendo de la tecnología, también puede requerirse una temperatura de operación determinada o la adición de soluciones alcalinas. En cualquier caso, el objetivo principal es forzar el paso de la corriente eléctrica a través del agua para romper el enlace de la molécula (H–O) y obtener así un flujo continuo de hidrógeno y oxígeno.

En definitiva, la electrólisis se presenta como una solución tecnológica clave para facilitar la integración de energías renovables intermitentes en el sistema energético. Al convertir la electricidad en hidrógeno verde, se abre la puerta a nuevas formas de almacenamiento estacional, uso descentralizado y descarbonización de sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado o la industria. Su incorporación en proyectos eólicos marinos no solo mejora el aprovechamiento del recurso renovable, sino que amplía significativamente el impacto y el valor añadido de este tipo de instalaciones.

### 5.2.2 PRINCIPALES TECNOLOGÍAS

A lo largo del tiempo, se han desarrollado diversas tecnologías capaces de llevar a cabo la electrólisis, pero solo tres de ellas destacan por su relevancia a nivel industrial y por su

potencial para aplicaciones a gran escala. Estos tres métodos son la electrólisis alcalina (AEL), la electrólisis con membrana de intercambio de protones (PEM) y la electrólisis de óxido sólido (SOEC). Cada una de estas tecnologías se diferencia principalmente por el tipo de electrolito que utiliza, la temperatura de operación, los materiales empleados y también por aspectos clave como la eficiencia y el coste.

- Electrólisis alcalina (AEL)

La electrólisis alcalina (AEL) es la tecnología más antigua y, al mismo tiempo, la más consolidada a nivel comercial. Este sistema emplea como electrolito una disolución alcalina, normalmente de hidróxido de sodio (NaOH) o hidróxido de potasio (KOH). En el interior de la celda electrolítica, existe un diafragma o separador que permite el paso de iones, pero evita que se mezclen los gases generados en los electrodos. Las reacciones electroquímicas que tienen lugar en el electrolizador son:

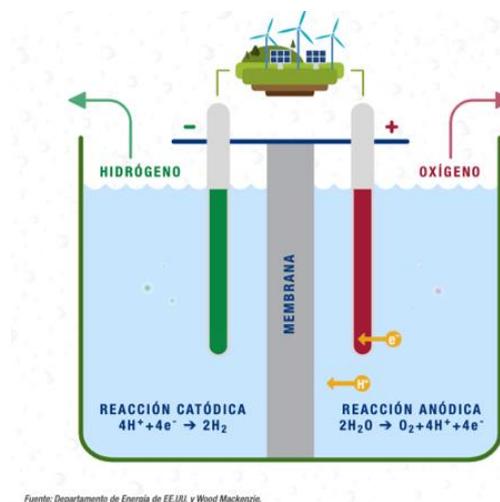
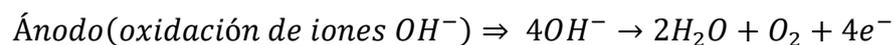


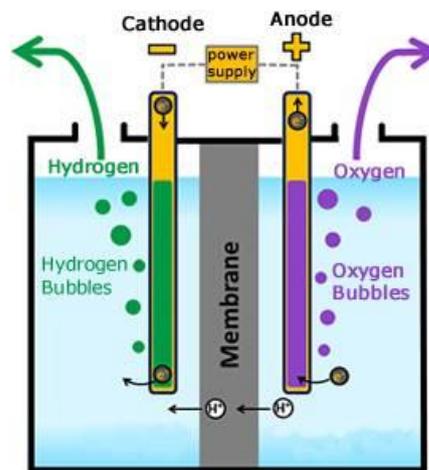
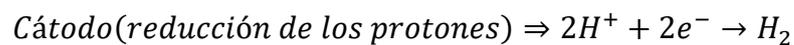
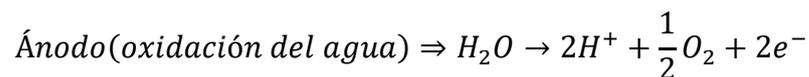
Figura 58. Esquema ectrólisis alcalina (AEL). Fuente: ideagreen

Este proceso transcurre generalmente a temperaturas moderadas, entre 60 y 90 °C, y a presiones relativamente bajas. Entre sus principales ventajas se encuentran su alto grado de testación tecnológica, un coste de producción reducido y una larga vida útil, lo que la convierte en una opción muy extendida en aplicaciones industriales. No obstante, una de sus limitaciones más importantes es su menor capacidad para responder con rapidez a variaciones en la potencia eléctrica. Esta rigidez operativa

puede suponer un inconveniente en sistemas alimentados por fuentes renovables como la eólica, cuya producción es variable e intermitente por naturaleza.

- **Electrólisis PEM**

La electrólisis PEM emplea una membrana polimérica sólida como electrolito, generalmente constituida por materiales perfluorados como el Nafion. Esta membrana actúa como un intercambiador de protones ( $H^+$ ), permitiendo que migren libremente desde el ánodo al cátodo, donde se forman moléculas de hidrógeno. Las reacciones electroquímicas que tienen lugar son:



*Figura 59: Esquema electrólisis PEM. Fuente: pemteco*

En particular, la electrólisis PEM ofrece un arranque rápido, buena tolerancia a fluctuaciones de potencia y alta pureza del hidrógeno obtenido (al no emplear electrolitos líquidos que puedan contaminar el gas). Además, permite trabajar a presiones relativamente altas, lo que simplifica la posterior compresión y almacenamiento del hidrógeno. El principal problema sigue siendo su coste, que se

eleva por la necesidad de materiales nobles (por ejemplo, platino o iridio en los electrodos) y por los procesos de fabricación de la membrana. No obstante, el impulso de la industria del hidrógeno y a la continua investigación en materiales estos precios tenderán a descender con el tiempo.

- Electrólisis de óxido sólido(SOEC)

La electrólisis de óxido sólido opera a muy altas temperaturas (entre 700 y 1.000 °C), utilizando celdas cerámicas capaces de transportar iones de oxígeno a través de un electrolito sólido. Este método tiene la ventaja de que, a elevadas temperaturas, la energía necesaria para romper la molécula de agua se reduce en forma eléctrica, siendo compensada en parte por la energía térmica. En consecuencia, la eficiencia eléctrica potencial puede ser superior a la de otras modalidades de electrólisis, sobre todo si existe una fuente de calor residual que se pueda aprovechar. Sin embargo, su la electrólisis SOEC todavía se encuentra en una fase de desarrollo y con una disponibilidad comercial muy limitada. Su implementación requiere materiales cerámicos avanzados resistentes a la corrosión y la fatiga térmica, lo cual encarece y complica el proceso.

### 5.2.3 ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

La elección de la tecnología de electrólisis adecuada depende de múltiples factores, entre los que destacan el coste de inversión, la eficiencia global, la capacidad de adaptación a variaciones de carga en tiempo real y la fiabilidad operativa a largo plazo. En el caso concreto de este proyecto, un parque eólico marino, donde la producción eléctrica puede experimentar fluctuaciones bruscas debido a los cambios en la intensidad del viento, la flexibilidad operativa se convierte en un criterio clave.

Aunque la electrólisis alcalina (AEL) está ampliamente implantada y presenta un menor coste de inversión, su diseño está pensado para un funcionamiento estable y continuo, por lo que muestra limitaciones a la hora de adaptarse a cambios frecuentes en la potencia de entrada. Por otra parte, la electrólisis de óxido sólido (SOEC) se perfila como una tecnología prometedora por su elevada eficiencia térmica, pero aún se encuentra en fase de desarrollo y carece del nivel de madurez y fiabilidad necesarios para una aplicación comercial a gran escala. Además, su funcionamiento requiere temperaturas elevadas, lo que implica disponer de una fuente de calor estable, un requisito difícil de satisfacer en un entorno como el eólico marino.

Debido a esto, la electrólisis PEM se considera la opción más adecuada para este tipo de proyecto. Esta tecnología destaca por su capacidad para adaptarse a cargas intermitentes y por su rapidez de respuesta, lo que permite ajustar la producción de hidrógeno en función de la disponibilidad real de energía renovable en cada momento. Aunque presenta un coste

inicial más elevado, con un CAPEX estimado actualmente en torno a los 1.100 €/kW, frente a unos 700 €/kW de la electrólisis alcalina, según el Ministerio de Industria y Turismo, esta diferencia se justifica por el uso de membranas poliméricas avanzadas y catalizadores basados en metales nobles como el platino e iridio. A cambio, la tecnología PEM ofrece ventajas significativas, puede operar a presiones más altas, lo que reduce el esfuerzo de compresión posterior, y permite obtener hidrógeno de gran pureza. Todo ello la convierte en una solución especialmente adecuada para entornos marinos, donde la eficiencia operativa y la capacidad de respuesta ante variaciones del recurso renovable son factores determinantes. Por todo ello, la tecnología de electrólisis más adecuada para el parque eólico marino propuesto es la PEM, ya que ofrece un equilibrio óptimo entre eficiencia y flexibilidad operativa. Aunque la inversión inicial sea algo superior, se ve compensada por su capacidad de integración con fuentes renovables variables y por su potencial para producir hidrógeno verde de forma fiable y competitiva a medio y largo plazo.

### **5.3 PRODUCCIÓN HIDRÓGENO VERDE**

#### *5.3.1 TRANSPORTE DE LA ELECTRICIDAD AL SISTEMA DE ELECTRÓLISIS*

Antes de entrar en detalle sobre el transporte de electricidad desde el parque eólico hasta el sistema de electrólisis, conviene destacar que existen dos posibilidades a la hora de ubicar la instalación de producción de hidrógeno, en tierra o directamente en alta mar. Esta última opción, está siendo explorada en proyectos pioneros como el caso del ya mencionado anteriormente en este proyecto, el *PosHYdon* en el Mar del Norte. Su principal ventaja es que permite transformar la energía eólica en hidrógeno justo en el lugar donde se genera, eliminando la necesidad de transportar electricidad a tierra y reduciendo la infraestructura en la costa.

Sin embargo, esta solución implica una gran complejidad técnica y económica. Operar sistemas de electrólisis en alta mar supone enfrentarse a un entorno hostil, con mayores dificultades de acceso, mantenimiento y seguridad. Además, requiere sistemas adicionales para desalinizar el agua del mar y transportar el hidrógeno hasta tierra firme, lo que incrementa considerablemente los costes y los retos logísticos. Por todo ello, en este proyecto se opta por una solución más viable como es una instalación terrestre de electrólisis, alimentada por la electricidad generada en el parque eólico marino.

Una vez tomada esta decisión, el siguiente paso es asegurar que la electricidad generada por los aerogeneradores marinos llegue a tierra de forma eficiente. Para ello, se utilizan cables submarinos que conectan el parque con una subestación en tierra firme. En función de la distancia al litoral, se puede emplear corriente alterna (AC) o, en el caso de ubicaciones más lejanas o potencias elevadas, corriente continua de alta tensión (HVDC), que presenta menores pérdidas y es más eficiente a larga distancia.

En este proyecto, la distancia estimada entre el parque eólico marino y la costa es de aproximadamente 25 kilómetros, y la potencia máxima instalada alcanza los 700 MW. Según el estudio *Power Flow Analysis of HVAC and HVDC Transmission Systems for Offshore Wind Parks* de la Universidad de Aalborg, la tecnología HVAC es viable para distancias de hasta 50 km y potencias en torno a los 250–300 MW por circuito, aunque requiere compensación reactiva para mantener la estabilidad de tensión. Sin embargo, estos límites pueden superarse mediante configuraciones con varias líneas HVAC en paralelo, una solución que ya se ha aplicado en varios proyectos reales. Un ejemplo es el concepto HVAC estandarizado desarrollado por el operador TenneT, que incluye subestaciones marinas con una capacidad unitaria de 700 MW conectadas a tierra mediante cables de 220 kV. Por tanto, transportar la potencia de este parque mediante corriente alterna (AC) es una opción perfectamente viable.

Teniendo esto en cuenta, y considerando tanto el coste más elevado de la conversión HVDC como la distancia moderada del proyecto, se considera técnicamente viable y económicamente más razonable optar por un transporte en corriente alterna (AC), utilizando al menos dos líneas HVAC independientes de alta capacidad, junto con las protecciones, transformadores y compensadores necesarios para garantizar un transporte seguro y eficiente de la energía hasta tierra firme.

Una vez que la electricidad generada llega a tierra, es necesario transformarla adecuadamente antes de alimentar los electrolizadores, ya que estos equipos requieren unas condiciones muy específicas para funcionar de forma eficiente y duradera. Lo primero que se debe hacer es convertir la corriente alterna (AC), que es como llega la energía desde el parque eólico, en corriente continua (DC). Para ello, se utilizan rectificadores industriales de alta potencia. Esta conversión es fundamental, ya que los electrolizadores solo pueden operar con corriente continua, necesaria para separar las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno mediante el proceso de electrólisis.

Como el parque tendrá una potencia instalada de 700 MW, es necesario utilizar sistemas de conversión robustos, eficientes y capaces de responder a las exigencias de este tipo de instalación. En las plantas de electrólisis de gran capacidad, que se utilizan para producir hidrógeno verde a escala industrial, lo más habitual es emplear rectificadores modulares basados en transistores IGBT. Como es el caso de la planta de NEOM en Arabia Saudí, uno de los mayores proyectos de hidrógeno verde del mundo, se utilizan estos rectificadores. Los IGBT permiten una operación precisa y flexible en sistemas de alta potencia, y responden bien ante variaciones de carga o suministro. Además, su diseño modular permite crear configuraciones escalables que facilitan el mantenimiento y la integración por bloques. Empresas como Siemens, ABB o Hitachi Energy ya ofrecen este tipo de soluciones comerciales.



*Figura 60: Rectificador IGBT. Fuente: Guasch*

Aparte de los rectificadores, será necesaria una etapa de transformación de tensión. La electricidad proveniente de los aerogeneradores llega a niveles de alta tensión (66/132 kV), adecuados para el transporte de energía, pero incompatibles con los sistemas de potencia electrónica. Por ello, se instalarán transformadores reductores trifásicos que disminuirán esta tensión a un rango intermedio de entre 3,3 kV y 11 kV en corriente alterna, que es el nivel típico de entrada para rectificadores industriales. A partir de ahí, los rectificadores convertirán esta señal a corriente continua en el rango de 600 a 1.000 V DC, adaptada a las necesidades del sistema de electrólisis.

### *5.3.2 SISTEMA DE ELECTRÓLISIS*

Una vez estudiado el transporte de la electricidad para alimentar el proceso de electrólisis, es necesario definir cómo se integra el sistema de producción de hidrógeno dentro del conjunto de la instalación energética. Esta integración no solo debe garantizar el correcto funcionamiento técnico del electrolizador, sino también asegurar su operatividad en un entorno industrial con condiciones variables de generación eléctrica.

Como ya se ha descrito anteriormente, la tecnología seleccionada para la producción de hidrógeno es la electrólisis PEM. Esta tecnología resulta especialmente adecuada para funcionar en combinación con energías renovables debido a su capacidad de responder de forma dinámica a variaciones en la potencia de entrada. Para garantizar un funcionamiento óptimo, el sistema se integrará dentro de un centro de control energético que monitorice en tiempo real la disponibilidad energética, el estado del electrolizador y los parámetros críticos del proceso.

Este centro operará sobre una arquitectura tipo SCADA, que permitirá ajustar automáticamente el funcionamiento del electrolizador en función de la energía disponible, optimizando así la producción de hidrógeno. Un ejemplo de este tipo de integración es la

planta de hidrógeno verde de Puertollano, en España, desarrollada por Iberdrola. Esta instalación cuenta con un sistema de control integral que monitoriza y gestiona en tiempo real tanto la producción de energía renovable como el proceso de electrólisis, coordinando también sistemas auxiliares como el tratamiento de agua y la compresión del hidrógeno.

Dado que la generación eléctrica del parque eólico es variable, el electrolizador debe operar de forma flexible, ajustando continuamente su funcionamiento a la energía disponible. Esta operación dinámica requiere una electrónica de potencia robusta y un sistema de gestión energética avanzado, pero permite maximizar la producción de hidrógeno cuando las condiciones del recurso lo permiten y reducir el consumo en momentos de baja generación.

Además de la gestión energética, otro aspecto clave es garantizar un suministro constante de agua desionizada, indispensable para el funcionamiento del electrolizador PEM. Según GF Piping Systems, para obtener este tipo de agua es necesario incorporar una unidad de tratamiento que incluya etapas de filtración, ósmosis inversa y desionización, con el fin de eliminar impurezas y asegurar la pureza requerida. El sistema de tratamiento deberá dimensionarse en función de la producción estimada de hidrógeno. Como referencia, la Fundación Hidrógeno Aragón indica que se necesitan aproximadamente 9 litros de agua ultrapura para producir 1 kg de hidrógeno mediante electrólisis. Por tanto, asegurar tanto la disponibilidad como la calidad del agua es esencial para una operación segura y eficiente del sistema.

Finalmente, un diseño modular de la planta de electrólisis será lo más conveniente, ya que permitirá escalar la capacidad instalada en función de futuras ampliaciones del parque eólico o de un aumento en la demanda de hidrógeno. Esta configuración modular facilita también el mantenimiento, la gestión de paradas programadas y la reposición de unidades sin comprometer el funcionamiento global de la planta.

### *5.3.3 TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO A LA PLANTA DE MANIPULACIÓN*

Una vez producido, el hidrógeno debe ser transportado desde la planta de electrólisis hasta la planta de manipulación, donde se llevará a cabo su almacenamiento y preparación para las siguientes etapas del sistema energético. En este proyecto, ambas instalaciones se encuentran dentro del mismo recinto, lo que permite un transporte directo y eficiente mediante una infraestructura sencilla y de bajo impacto tanto ambiental como económico.

Existen principalmente dos métodos para transportar hidrógeno, dependiendo del estado físico en el que se encuentre. El primero, y más habitual en distancias cortas o en instalaciones ubicadas dentro de un mismo entorno industrial, es el transporte en forma gaseosa. Este método ofrece ventajas operativas y económicas significativas, ya que requiere una infraestructura menos compleja y más asequible en comparación con otras alternativas. En estos casos, el hidrógeno se conduce a través de tuberías metálicas diseñadas específicamente para resistir presiones de operación que, según DNV (2021), suelen situarse entre los 30 y los 100 bar en entornos industriales, pudiendo alcanzar hasta los 200 bar en

aplicaciones específicas que requieren transporte a presión elevada. Este rango de presión permite mantener un caudal estable y continuo sin necesidad de recurrir a sistemas de compresión de alta potencia ni a tecnologías de refrigeración avanzada, lo que contribuye a reducir aún más los costes de operación y mantenimiento.

El segundo método consiste en el transporte del hidrógeno en estado líquido, lo cual permite movilizar grandes volúmenes a largas distancias. Sin embargo, este procedimiento implica la licuefacción del gas a temperaturas extremadamente bajas (alrededor de  $-253\text{ °C}$ ), lo que requiere infraestructuras criogénicas complejas y un consumo energético elevado. Por tanto, esta opción resulta adecuada únicamente en contextos de exportación o distribución a gran escala, y no aplica en el caso del presente proyecto.

Cabe destacar, que el diseño de redes de transporte de hidrógeno gaseoso está ampliamente estandarizado. Existen normativas específicas que regulan tanto los materiales compatibles como los protocolos de seguridad. Entre ellas destaca la normativa alemana DVGW, que proporciona directrices detalladas para la construcción y operación segura de estas redes. En el contexto nacional, la red de tuberías deberá diseñarse conforme al Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de Combustibles Gaseosos, aprobado por el Real Decreto 919/2006, de 28 de julio. Aunque este marco regulador está centrado principalmente en el gas natural y el GLP, constituye la base legal sobre la cual deben diseñarse y autorizarse las instalaciones que emplean otros gases combustibles, incluido el hidrógeno.

Debido a las propiedades específicas del hidrógeno, como su bajo peso molecular, alta difusividad y su capacidad para provocar fragilización en materiales metálicos, es necesario incorporar criterios técnicos adicionales. En este sentido, la *Guía Técnica de Seguridad del Hidrógeno*, publicada por BEQUINOR en colaboración con el Ministerio de Industria, ofrece recomendaciones fundamentales sobre el diseño, operación y seguridad de instalaciones con hidrógeno, abordando aspectos como la ventilación, la detección de fugas, la protección frente a sobrepresiones y la selección de materiales adecuados. Asimismo, a nivel internacional, la norma *ASME B31.12* constituye una referencia clave, al establecer requisitos técnicos específicos para el diseño, construcción y operación de sistemas de tuberías para hidrógeno, incluyendo la selección de aceros resistentes a la fragilización y la validación de componentes bajo condiciones de presión y temperatura propias de este gas.

En definitiva, la proximidad entre la planta de electrólisis y la planta de manipulación permite adoptar una solución técnica óptima basada en el transporte en estado gaseoso mediante tuberías internas. Esta alternativa no solo minimiza las pérdidas y reduce los costes de infraestructura, sino que también facilita el control en tiempo real del caudal y la presión del sistema, garantizando así una operación segura, eficiente y conforme a los estándares técnicos y normativos vigentes.

#### 5.3.4 MANIPULACIÓN DEL HIDRÓGENO

Una vez transportado a la planta de manipulación, el hidrógeno producido debe someterse a una serie de procesos que garanticen su adecuación para el almacenamiento seguro y su posterior utilización o distribución.

El primer paso en esta fase es la compresión del hidrógeno, necesaria para incrementar su densidad y facilitar tanto el almacenamiento como el transporte posterior si fuese necesario. En aplicaciones industriales, los compresores pueden alcanzar presiones de entre 200 y 700 bar. Por ejemplo, en la estación de repostaje de hidrógeno de Hiperbaric, se utilizan compresores que operan en este rango para suministrar hidrógeno a vehículos de pila de combustible.



*Figura 61: Compresor de hidrogeno verde hiperbaric. Fuente: Hiperbaric*

En este proyecto, el hidrógeno se almacenará a media-alta presión porque se trata de una solución técnicamente viable que permite un equilibrio entre capacidad de almacenamiento, simplicidad de infraestructura y flexibilidad operativa. Esta presión es suficiente para cubrir variaciones en la producción diaria del electrolizador sin requerir tecnologías criogénicas ni sistemas de almacenamiento más complejos. Por tanto, se emplearán compresores diseñados específicamente para trabajar con hidrógeno, seleccionados en función del caudal esperado y del régimen de operación de los electrolizadores.

En paralelo al proceso de compresión, el hidrógeno requiere un tratamiento adicional para eliminar trazas de humedad o impurezas. Aunque la electrólisis PEM genera un hidrógeno de alta pureza, es común incorporar un sistema de secado adicional, como adsorbentes de tipo PSA (Pressure Swing Adsorption), que reduzcan el contenido de humedad a niveles por debajo de 5 ppm, tal y como exige la norma ISO 14687:2025 para aplicaciones industriales.

Una vez tratado y comprimido, el hidrógeno se transfiere a los depósitos de almacenamiento temporal, desde los cuales podrá ser redistribuido en función de la demanda energética del sistema. Estos depósitos deberán diseñarse conforme a la normativa vigente en materia de seguridad industrial y almacenamiento de gases a presión. En particular, será de aplicación

el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (APQ), aprobado por el Real Decreto 656/2017, cuyas instrucciones técnicas complementarias, como la ITC MIE APQ-5, establecen los requisitos de diseño, emplazamiento, ventilación y medidas de seguridad aplicables al almacenamiento de gases comprimidos. Asimismo, deberán cumplirse las disposiciones del Reglamento de Equipos a Presión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, recogidas en el Real Decreto 809/2021, que regula aspectos relacionados con el diseño, fabricación, instalación y control periódico de los recipientes sometidos a presión.

La manipulación del hidrógeno en esta fase requiere también una especial atención a la seguridad operativa, dada su alta inflamabilidad, su bajo umbral de ignición y su tendencia a difundir a través de materiales porosos. Por ello, la planta deberá estar equipada con sensores de fugas, válvulas de seguridad, sistemas de ventilación forzada y procedimientos operativos específicos. Además, será imprescindible establecer una zona ATEX, es decir, una zona con riesgo de explosión debido a la presencia de atmósferas potencialmente explosivas, conforme a la Directiva 2014/34/UE, que garantiza una correcta clasificación y protección de las áreas donde se manipula hidrógeno.

En resumen, el sistema de manipulación y tratamiento del hidrógeno permitirá preparar el gas producido por los electrolizadores para su almacenamiento seguro y su eventual aprovechamiento energético, garantizando al mismo tiempo el cumplimiento de los requisitos técnicos y normativas aplicables.

### *5.3.5 ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO VERDE*

El almacenamiento del hidrógeno verde es la fase más importante dentro del sistema energético, ya que permite gestionar la variabilidad de la producción renovable y adaptar la oferta de hidrógeno a las necesidades de consumo. En este proyecto, el almacenamiento se plantea como una solución intermedia que facilite la continuidad operativa del sistema, sirviendo como pulmón energético entre la producción y el uso final.

Existen diversas tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, entre las que destacan el almacenamiento en estado gaseoso a alta presión, el almacenamiento criogénico en estado líquido y las soluciones basadas en hidruros metálicos o materiales adsorbentes. De entre todas ellas, el almacenamiento gaseoso comprimido es la opción seleccionada en este proyecto, debido a su madurez tecnológica, simplicidad operativa y buena relación entre coste y eficiencia. Este sistema consiste en almacenar el hidrógeno en depósitos cilíndricos o esféricos diseñados para operar a presiones que, en función del diseño, pueden oscilar entre 200 y 700 bar.

Para esta instalación se ha optado por un almacenamiento a media-alta presión, en torno a los 350 bar, una elección que responde a un equilibrio técnico y económico entre capacidad de almacenamiento, eficiencia operativa y requisitos de seguridad. Esta presión permite una densidad energética razonable sin incurrir en los mayores costes y exigencias técnicas

asociados a presiones más elevadas como los 700 bar. A 350 bar y temperatura ambiente, la densidad del hidrógeno gaseoso es de aproximadamente  $23 \text{ kg/m}^3$ , lo que permite almacenar grandes cantidades de energía en un volumen moderado. Por ejemplo, si se cuenta con un conjunto de depósitos con un volumen útil total de  $100 \text{ m}^3$ , se podrían almacenar hasta 2.300 kg de hidrógeno, lo que equivale a unos 76 MWh de energía química. Esta cantidad sería suficiente para cubrir, por ejemplo, el consumo diario de una flota de autobuses de hidrógeno como la que ya opera la EMT de Madrid. Estos vehículos están equipados con depósitos de 37,5 kg, que les proporcionan una autonomía de aproximadamente 280 kilómetros o 20 horas de servicio, lo que se traduce en un consumo medio diario de entre 8 y 10 kg de hidrógeno por autobús. Así, el volumen almacenado permitiría abastecer entre 230 y 280 autobuses en una jornada, dependiendo de la demanda operativa.

Esta presión, además, facilita una futura conexión con posibles aplicaciones que requieran hidrógeno presurizado, como celdas de combustible, sistemas de generación eléctrica o soluciones de movilidad, manteniendo al mismo tiempo la flexibilidad operativa del sistema y evitando la necesidad de recurrir a tecnologías criogénicas más costosas.

Aunque ya se ha mencionado en el apartado anterior, cabe volver a resaltar que los depósitos deberán cumplir con los requisitos establecidos por la normativa española ya mencionados anteriormente, concretamente el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (Real Decreto 656/2017), , así como el Reglamento de Equipos a Presión (Real Decreto 809/2021), que establece los criterios para la fabricación, instalación y mantenimiento de los equipos. Estos recipientes estarán equipados con válvulas de seguridad, sistemas de venteo, sensores de presión y dispositivos de control que permitan una operación segura y eficiente.

En conclusión, el almacenamiento de hidrógeno verde a media-alta presión representa una solución técnica y económicamente equilibrada. A modo orientativo, el coste de almacenamiento a 350 bar se sitúa actualmente entre 14-18€/kWh según IEA, en función del tamaño del sistema, el volumen de hidrógeno y los componentes auxiliares necesarios. Esta configuración permite alcanzar una densidad energética adecuada sin recurrir a tecnologías criogénicas, lo que la hace especialmente competitiva para aplicaciones industriales, movilidad pesada o integración estacional de excedentes renovables.

#### **5.4 POSIBLES APLICACIONES DEL HIDROGENO VERDE**

Una vez estudiado el proceso de producción del hidrógeno verde, en este apartado se detallarán algunas de las principales aplicaciones que este vector energético puede tener en la actualidad. Gracias a su carácter limpio y renovable, el hidrógeno verde se perfila como una solución clave para descarbonizar diversos sectores, como el transporte, la industria y la generación eléctrica.

#### 5.4.1 INYECCIÓN EN LA RED DE GAS

Una de las opciones más inmediatas para utilizar el hidrógeno verde es su inyección en la red de distribución de gas natural, mezclándolo en determinados porcentajes. Esta práctica permite reducir la intensidad de carbono del gas natural y representa un paso intermedio hacia la transición completa a redes de gas 100 % renovable. Esta estrategia, conocida como *blending*, ya se está aplicando en distintos países con resultados prometedores.

En Europa, varios proyectos piloto ya han demostrado la viabilidad técnica de inyectar hidrógeno verde en redes de gas natural. En Alemania, el operador Netze BW ha alcanzado una mezcla del 30 % de hidrógeno en la red local de Öhringen, siendo uno de los porcentajes más altos registrados en Europa. En el Reino Unido, el proyecto HyDeploy, llevado a cabo en el campus de la Universidad de Keele y posteriormente en una red residencial, ha permitido inyectar hidrógeno al 20 % sin necesidad de modificar las instalaciones de los consumidores. Por su parte, en Francia, el proyecto GRHYD en Dunkerque ha mezclado hasta un 20 % de hidrógeno con gas natural en una red urbana para calefacción y agua caliente sanitaria, validando el uso seguro y eficiente de estas mezclas en contextos reales.

Sin embargo, la inyección de hidrógeno en las infraestructuras de gas natural todavía enfrenta importantes restricciones legales y técnicas en muchas regiones. En España, la inyección de hidrógeno en la red de gas natural está regulada principalmente por las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS), modificadas por la *Resolución de 8 de octubre de 2018* de la Dirección General de Política Energética y Minas. Esta normativa establece un límite máximo del 5 % en volumen de hidrógeno en la mezcla con gas natural, con el fin de garantizar la seguridad, la compatibilidad con las infraestructuras existentes y el correcto funcionamiento de los equipos de consumo.

En Estados Unidos, la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural no está explícitamente prohibida por una ley federal específica. Sin embargo, la ausencia de una normativa federal clara y armonizada ha generado incertidumbre regulatoria, lo que ha limitado la implementación a gran escala de esta práctica. La Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC) tiene jurisdicción sobre los gasoductos interestatales que transportan mezclas de gas natural e hidrógeno, pero no existe una regulación federal específica para los gasoductos que transportan hidrógeno. Esta falta de claridad regulatoria ha llevado a que las iniciativas de inyección de hidrógeno se desarrollen principalmente a nivel estatal o local, dependiendo de las regulaciones específicas de cada jurisdicción.

A pesar de las restricciones actuales, cada vez hay más señales de apertura hacia la integración del hidrógeno en el sistema energético. La Comisión Europea, a través del paquete “Fit for 55” y el plan “REPowerEU”, está impulsando una reforma del mercado del gas que incluye la creación de infraestructuras preparadas para el hidrógeno (hydrogen-ready) y objetivos de mezcla progresiva. De cara al futuro, se espera el desarrollo de redes y sistemas de almacenamiento específicos que permitirán aprovechar mejor la producción

renovable y adaptar la oferta a la demanda en diferentes épocas del año, aportando mayor flexibilidad y seguridad al sistema.

#### 5.4.2 MOVILIDAD Y TRANSPORTE MARÍTIMO

El sector del transporte es uno de los principales responsables de las emisiones globales de CO<sub>2</sub>, y el hidrógeno verde se posiciona como una alternativa real para reducir su impacto. Gracias a las pilas de combustible, es posible alimentar vehículos ligeros, autobuses, camiones, trenes e incluso embarcaciones con emisiones prácticamente nulas. Además, estas tecnologías ayudan a reducir la contaminación acústica y a mejorar la calidad del aire, especialmente en zonas urbanas y portuarias.

En el ámbito marítimo, donde electrificar las flotas resulta más complejo debido a las largas distancias y a la elevada demanda energética, el hidrógeno puede desempeñar un papel clave. Disponer de un suministro local de hidrógeno verde facilitaría la adopción de embarcaciones impulsadas por pilas de combustible, desde pequeños pesqueros hasta ferris o buques auxiliares. Esta tecnología ya se está aplicando en varios países. En Noruega, por ejemplo, el ferry MF Hydra opera desde 2023 utilizando hidrógeno como combustible, y en Alemania circulan trenes regionales de la compañía Alstom que funcionan con pilas de hidrógeno en tramos no electrificados. También en entornos urbanos esta solución está avanzando. En el campus de la University of Illinois, parte de la flota de autobuses utiliza hidrógeno, lo que demuestra que esta transición energética ya está en marcha en distintos contextos y escalas.



*Figura 62: Bus de pila de combustible de hidrógeno. Fuente: The daily Illini*

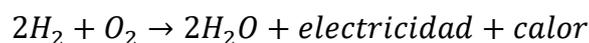
En el caso de este proyecto, esta transformación podría tener un impacto muy positivo en A Mariña lucense, una zona con una fuerte tradición pesquera. Apostar por el hidrógeno como combustible permitiría modernizar la flota, reducir las emisiones y reforzar la sostenibilidad

del sector. Al mismo tiempo, se generarían nuevas oportunidades económicas y de empleo vinculadas a la producción y gestión del hidrógeno, ayudando a dinamizar la economía local y a posicionar la comarca como referente en movilidad marítima sostenible.

#### 5.4.3 RECONVERSIÓN EN ELECTRICIDAD (POWER-TO-H<sub>2</sub>-TO-POWER)

Otro uso destacado del hidrógeno es su reconversión en electricidad cuando el precio de mercado es elevado o cuando el sistema eléctrico necesita una fuente de respaldo. Esta función es especialmente relevante en un contexto energético dominado por fuentes renovables intermitentes, como la eólica, que no siempre produce energía en el momento en que se necesita. Una de las tecnologías más eficaces para llevar a cabo esta reconversión son las pilas de combustible, que permiten transformar el hidrógeno almacenado en electricidad de forma limpia y eficiente.

Las pilas de combustible funcionan mediante un proceso electroquímico en el que el hidrógeno reacciona con el oxígeno del aire. Esta reacción no implica combustión, por lo que no genera emisiones contaminantes, y produce electricidad, agua y, en algunos casos, calor como subproducto. La reacción química global que tiene lugar es la siguiente:



En el contexto de un parque eólico marino como el que se desarrolla en este trabajo, la integración de pilas de combustible permitiría gestionar de forma más eficiente la energía generada. Cuando la producción eólica supera la demanda, el excedente se puede almacenar en forma de hidrógeno, y en momentos de baja generación, ese hidrógeno puede convertirse nuevamente en electricidad limpia. Esta capacidad de recuperación aporta flexibilidad al sistema y permite dar respuesta a situaciones prolongadas sin viento, que de otro modo podrían comprometer el equilibrio de la red eléctrica.

Este tipo de almacenamiento resulta especialmente útil como complemento a las baterías. Mientras que las baterías ofrecen una respuesta rápida en el corto plazo, las pilas de combustible, como ya se ha explicado anteriormente, permiten almacenar energía durante más tiempo y liberarla cuando realmente se necesita, sin degradación significativa ni pérdida de capacidad. Gracias a su funcionamiento silencioso y libre de emisiones, también pueden integrarse en entornos sensibles o cercanos a núcleos urbanos sin impactos negativos.

En definitiva, incorporar pilas de combustible como tecnología de reconversión contribuye a hacer el sistema más robusto y estable. Permiten que la energía procedente del viento, naturalmente variable, pueda aprovecharse de forma más constante y controlada. De esta manera, el uso de hidrógeno verde no solo actúa como respaldo energético, sino que refuerza el papel del parque eólico marino como fuente renovable plenamente integrada en el sistema eléctrico.

#### 5.4.4 USO EN LA INDUSTRIA

El hidrógeno es un elemento clave en numerosos procesos industriales, no solo como fuente energética sino también como reactivo esencial. Su uso está especialmente extendido en sectores como la producción de amoníaco, la síntesis de metanol, el refinado de petróleo y la obtención de distintos productos químicos. Estos procesos han sido tradicionalmente grandes emisores de CO<sub>2</sub>, ya que el hidrógeno empleado en ellos suele obtenerse mediante reformado de gas natural, un procedimiento altamente contaminante que emite grandes cantidades de gases de efecto invernadero.

La introducción del hidrógeno verde en estos sectores ofrece una oportunidad real de descarbonizar la industria pesada, sin alterar significativamente los procesos técnicos ya establecidos. Sustituir el hidrógeno gris por hidrógeno producido a partir de energías renovables permitiría reducir de forma directa las emisiones asociadas a la producción industrial, mejorando su huella de carbono. Esta transformación es especialmente estratégica en industrias difíciles de electrificar, donde el hidrógeno no solo es una opción viable, sino en muchos casos la única alternativa técnicamente realista para alcanzar los objetivos de neutralidad climática.

Actualmente, diversas compañías de sectores como la siderurgia, la industria química y la producción de cemento están llevando a cabo proyectos piloto e inversiones a gran escala para incorporar hidrógeno verde en sus procesos productivos. En la siderurgia, uno de los sectores más intensivos en emisiones, se están realizando pruebas para sustituir el carbón en los altos hornos mediante la inyección de hidrógeno. Un caso emblemático es el proyecto HYBRIT en Suecia, desarrollado por SSAB, Vattenfall y LKAB, que ya ha logrado producir acero utilizando únicamente hidrógeno verde en lugar de coque, sentando las bases para una producción de acero prácticamente libre de emisiones. En España, la empresa Fertiberia, en colaboración con Iberdrola, ha puesto en marcha en Puertollano una de las primeras plantas industriales de hidrógeno verde a gran escala, destinada a la producción de amoníaco para fertilizantes, lo que ha supuesto una reducción significativa de las emisiones asociadas a este proceso químico. También en el sector cementero se están desarrollando iniciativas pioneras, como las de Cemex, que explora el uso de hidrógeno como combustible alternativo en sus hornos, con el objetivo de disminuir la dependencia de combustibles fósiles en uno de los sectores más difíciles de descarbonizar.

En este contexto, la energía eólica marina adquiere una relevancia estratégica, ya que la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis requiere una fuente abundante, estable y limpia de electricidad. Los parques eólicos marinos, gracias a su elevada capacidad de generación y a la constancia del recurso eólico en entornos marítimos, se posicionan como aliados naturales para alimentar los electrolizadores que abastecen de hidrógeno a estos sectores industriales. La conexión directa entre eólica marina e industria permite no solo avanzar hacia un sistema energético más sostenible, sino también generar sinergias territoriales que favorecen el desarrollo económico local, especialmente en regiones con litoral y buen recurso eólico, como es el caso de Galicia.

En definitiva, la implantación de hidrógeno verde en procesos industriales refuerza el papel de este vector como puente entre la transición energética y la transformación del tejido productivo, consolidando un modelo de desarrollo basado en energías limpias, innovación tecnológica y generación de empleo cualificado.

## Capítulo 6. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

El proyecto desarrollado guarda una estrecha relación con varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) definidos en la Agenda 2030 de las Naciones Unidas, ya que aborda aspectos clave para avanzar hacia un sistema energético más limpio, eficiente y respetuoso con el medio ambiente.



*Figura 63: Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: EPALE*

En primer lugar, contribuye de manera directa al ODS 7, Energía asequible y no contaminante, al apostar por la energía eólica marina como fuente renovable y sostenible. Gracias a la incorporación de sistemas de almacenamiento, es posible gestionar de forma más estable la producción eléctrica, garantizando un suministro más constante y reduciendo la necesidad de recurrir a fuentes fósiles.

Por otro lado, el proyecto impulsa el ODS 9, Industria, innovación e infraestructura, ya que apuesta por la aplicación de tecnologías punteras tanto en los aerogeneradores seleccionados como en las soluciones de almacenamiento empleadas. Esta combinación permite no solo

optimizar el aprovechamiento del recurso eólico, sino también fortalecer la infraestructura eléctrica, haciéndola más flexible y resiliente ante los nuevos retos energéticos.

Del mismo modo, el trabajo tiene un impacto claro en el ODS 13, Acción por el clima, al contribuir de forma directa a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La generación de electricidad a partir de fuentes limpias es clave para avanzar en los objetivos globales de descarbonización y para mitigar los efectos del cambio climático.

Por último, se ha prestado especial atención al ODS 14, Vida submarina, procurando minimizar el impacto sobre los ecosistemas marinos. Durante la fase de selección del emplazamiento, se han excluido de forma expresa aquellas áreas catalogadas como protegidas o de especial valor ecológico, asegurando así que el desarrollo del proyecto sea compatible con la conservación de la biodiversidad marina.

En conjunto, el proyecto no solo representa un paso adelante en la transición energética, sino que integra la innovación tecnológica con el compromiso medioambiental y social, alineándose con los principios de desarrollo sostenible que marcan la hoja de ruta global para las próximas décadas.

## Capítulo 7. CONCLUSIÓN

El objetivo de este proyecto era analizar la viabilidad de hibridar un parque eólico marino flotante con un sistema de almacenamiento, de manera que se logre una gestión más eficiente de los excedentes de generación renovable. En un contexto energético en el que se hace cada vez más necesario integrar fuentes limpias sin comprometer la estabilidad de la red eléctrica, la hibridación de tecnologías es una solución clave para aumentar la flexibilidad del sistema, reducir vertidos y avanzar en la descarbonización del mix energético.

En primer lugar, se llevó a cabo un análisis comparativo de aerogeneradores marinos de última generación con potencias iguales o superiores a 14 MW. Se evaluaron los modelos Siemens Gamesa SG 14-236 DD, GE Haliade-X 14 MW y Vestas V236-15 MW, considerando criterios como la potencia nominal, el diámetro del rotor, el desarrollo tecnológico y la fiabilidad operativa. Finalmente, se seleccionó el modelo SG 14-236 DD de Siemens Gamesa por su eficiencia energética, tecnología Direct Drive sin multiplicadora. Esta elección optimiza el rendimiento del parque y reduce el número total de turbinas necesarias, lo que se traduce en menores costes de operación, mantenimiento y LCOE.

Posteriormente, se abordó el análisis de distintas tecnologías de almacenamiento energético que pudieran integrarse con el parque eólico. Se evaluaron soluciones como baterías de ion-litio, baterías de flujo, aire comprimido y almacenamiento térmico, comparándolas según su escalabilidad, eficiencia, ciclo de vida, madurez tecnológica y costes. Tras este análisis, se concluyó que el hidrógeno verde comprimido era la opción más adecuada para el caso de estudio, al permitir almacenar grandes cantidades de energía durante largos periodos y ofrecer aplicaciones industriales adicionales. Su integración refuerza la viabilidad del proyecto, especialmente en un contexto de electrificación creciente y necesidad de almacenamiento a gran escala.

A continuación, se seleccionó el emplazamiento óptimo para el parque eólico marino, eligiéndose finalmente una localización en la costa norte de Galicia, concretamente en la zona de A Mariña Lucense. La elección se basó en factores como la velocidad media del viento, la dirección predominante, la profundidad marina, la batimetría, la rugosidad del fondo y las restricciones medioambientales. Se utilizaron datos horarios de velocidad y dirección del viento, junto con análisis estadísticos (distribución de Weibull, histograma, rosa de los vientos) para caracterizar el recurso eólico de forma precisa. Este estudio permitió confirmar la idoneidad del área y sentó las bases para el diseño técnico posterior del parque.

Por último, se llevó a cabo la simulación energética del parque mediante el software FUROW. Se definió una configuración optimizada de 50 aerogeneradores flotantes orientados a 120°, teniendo en cuenta las condiciones del recurso, el layout del parque y las pérdidas por estela. Los resultados de la simulación fijaron una producción neta anual de 1.074 GWh, un factor de capacidad del 34.42% y 3015.17 horas equivalentes, lo que confirma la buena eficiencia del diseño planteado y la viabilidad técnica del parque.

hibridado. Estos datos permiten anticipar un aprovechamiento óptimo del recurso renovable disponible y una integración más estable y predecible en la red eléctrica.

En el plano económico, y según los datos analizados a lo largo del proyecto, la solución basada en hidrógeno verde presenta un CAPEX total que incluye 1.100 €/kW para la instalación del sistema de electrólisis PEM, encargado de producir el hidrógeno, y entre 14 y 18 €/kWh asociados al almacenamiento del hidrógeno comprimido a, lo que supone una inversión inicial superior a la de las baterías de ion-litio, cuyo coste medio se sitúa en torno a 115 €/kWh. No obstante, este mayor desembolso se compensa a través de un coste de producción de energía significativamente inferior, en torno a 0,06 €/kWh, frente al de las baterías de ion-litio, que oscila entre 0,12 y 0,20 €/kWh en aplicaciones estacionarias. Esto implica que, cuanto mayor sea la energía para almacenar, como ocurriría en escenarios de ampliación del parque eólico, el hidrógeno verde se consolida como una opción más ventajosa desde el punto de vista económico, gracias a su mejor comportamiento en escalabilidad y coste por unidad de energía.

Más allá de su competitividad económica, el hidrógeno verde se presenta como un elemento esencial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en un escenario de alta penetración renovable. Contar con este sistema dentro del diseño del parque permite absorber los excedentes de generación en momentos de baja demanda, reducir vertidos y disponer de una fuente energética versátil para su uso posterior en distintos sectores. Además de mejorar la integración de la eólica marina en la red, este sistema de almacenamiento contribuye a desacoplar temporalmente la generación del consumo, permitiendo una operación más flexible y eficiente. La producción y compresión de hidrógeno mediante electrólisis ofrece, por tanto, no solo una solución técnica eficaz frente a la intermitencia, sino también una oportunidad estratégica para descarbonizar otros sectores difíciles de electrificar, como la industria o el transporte pesado.

En definitiva, este trabajo ha demostrado que la combinación de energía eólica marina flotante y almacenamiento en forma de hidrógeno verde no solo es técnicamente viable, sino que constituye una solución robusta, flexible y sostenible para acelerar la transición energética. Asimismo, pone de manifiesto el potencial de la costa gallega como zona estratégica para el desarrollo de proyectos de generación renovable de gran escala, con capacidad para generar valor añadido, empleo cualificado y soberanía energética a largo plazo. El camino hacia una economía descarbonizada requiere este tipo de soluciones integradoras que maximicen la eficiencia del sistema energético en su conjunto, y este proyecto contribuye con una propuesta concreta, sólida y fundamentada en esa dirección.

## Capítulo 8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ember. (2025). *European Electricity Review 2025*. Encontrado en: [https://ember-energy.org/app/uploads/2025/01/EER\\_2025\\_22012025.pdf](https://ember-energy.org/app/uploads/2025/01/EER_2025_22012025.pdf)
- [2] International Energy Agency (IEA). (2024). *Electricity 2024 – Analysis and forecast to 2026*. Encontrado en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/18f3ed24-4b26-4c83-a3d2-8a1be51c8cc8/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf>
- [3] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2018). *Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida)*. Diario Oficial de la Unión Europea, L 328, 21 de diciembre de 2018, pp. 82–209. Encontrado en: <https://www.boe.es/doue/2018/328/L00082-00209.pdf>
- [4] Statista. (2024). *Installed wind power capacity worldwide as of 2023, by country*. Encontrado en: <https://es.statista.com/estadisticas/634517/potencia-eolica-instalada-acumulada-por-paises/>
- [5] Global Wind Energy Council (GWEC). (2023). *Global Wind Report 2023*. Encontrado en: [https://sawea.org.za/sites/default/files/content-files/Market%20Reports/GWEC-2023\\_interactive.pdf](https://sawea.org.za/sites/default/files/content-files/Market%20Reports/GWEC-2023_interactive.pdf)
- [6] General Electric (GE). (2023). *Haliade-X Offshore Wind Turbine*. Encontrado en: <https://www.gevernova.com/wind-power/wind-turbines/offshore-wind-turbines>
- [7] Equinor. (2017). *Hywind Scotland – The world’s first floating wind farm*. Encontrado en: <https://www.equinor.com/energy/hywind-scotland>
- [8] SSE Renewables. (2023). *Dogger Bank Wind Farm*. Encontrado en: <https://www.doggerbank.com/>
- [9] Comisión Europea. (2020). *Estrategia de la UE sobre energías renovables marinas*. Encontrado en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0741>
- [10] Bundesverband WindEnergie e.V. (2024). *Offshore-Windenergie: Ausbautzahlen 2023*. Encontrado en: <https://bwo-offshorewind.de/es/offshore-windenergie-zubauzahlen2023/>

- [11] World Forum Offshore Wind (WFO). (2024). *Global Offshore Wind Report 2023*. Encontrado en: <https://www.wfo-global.org/reports/global-offshore-wind-report-2023/>
- [12] Infobae. (2025). *Trump paraliza temporalmente la concesión de nuevos arrendamientos y permisos para eólica marina en EE.UU.* Encontrado en: <https://www.infobae.com/america/agencias/2025/01/21/trump-paraliza-temporalmente-la-concesion-de-nuevos-arrendamientos-y-permisos-para-eolica-marina-en-eeuu/>
- [13] U.S. Energy Information Administration (EIA). (2024). *Datos sobre almacenamiento energético en EE. UU. (2010–2024)*, citados por *El Periódico de la Energía*. Encontrado en: <https://elperiodicodelaenergia.com/las-baterias-son-una-fuente-secundaria-de-electricidad-para-la-red-de-eeuu-en-rapido-crecimiento/>
- [14] Comisión Europea. (2022). *REPowerEU: Plan para reducir rápidamente la dependencia de los combustibles fósiles rusos y acelerar la transición ecológica*. Encontrado en: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu\\_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu_es)
- [15] European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA). (2024). *Innovation Fund – Large-scale and small-scale projects*. Encontrado en: [https://cinea.ec.europa.eu/programmes/innovation-fund\\_en](https://cinea.ec.europa.eu/programmes/innovation-fund_en)
- [16] Siemens Gamesa. (s. f.). *Offshore Wind Turbine SG 14-236 DD*. Encontrado en: <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/offshore/wind-turbine-sg-14-236-dd.html>
- [17] Vestas. (s. f.). *Offshore Wind Turbine V236-15 MW*. Encontrado en: <https://www.vestas.com/en/energy-solutions/offshore-wind-turbines/V236-15MW>
- [18] GE Vernova. (s. f.). *Haliade-X 14 MW*. Encontrado en: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/2320-ge-vernova-ge-haliade-x-14-mw>
- [19] BloombergNEF. (2024). *Lithium-ion battery pack prices fall 20% in 2024 amidst fight for market share*. Encontrado en: <https://www.energy-storage.news/lithium-ion-battery-pack-prices-fall-20-in-2024-amidst-fight-for-market-share/>

- [20] PowerTech Systems. (s. f.). *Lithium-ion vs Lead Acid cost analysis*.  
Encontrado en: <https://www.powertechsystems.eu/home/tech-corner/lithium-ion-vs-lead-acid-cost-analysis/>
- [21] BloombergNEF. (2024). *Long-Duration Energy Storage Cost Survey*.  
Utility Dive. Encontrado en: <https://www.utilitydive.com/news/thermal-and-compressed-air-storage-cheaper-than-lithium-ion-batteries-for-8/717990/>
- [22] Matalucci, S. (2025, enero 3). *BNEF prevé una caída acusada del precio del H2 verde para 2050*. PV Magazine. Encontrado en: <https://www.pv-magazine.es/2025/01/03/bnef-preve-una-caida-acusada-del-precio-del-h2-verde-para-2050/>
- [23] Gielen, D., Lathwal, P., & López Rocha, S. (2023, abril 21). *Promover el poder del hidrógeno para acelerar la transición hacia la energía limpia*. Banco Mundial – Blogs. Encontrado en: <https://blogs.worldbank.org/es/voices/promover-el-poder-del-hidrogeno-para-acelerar-la-transicion-hacia-la-energia-limpia>
- [24] Red Eléctrica de España. (2023). *Generación – Potencia instalada*.  
Encontrado en: <https://www.sistemaelectrico-ree.es/informe-del-sistema-electrico/generacion/potencia-instalada>
- [25] IDAE. (s.f.). *Atlas Eólico de España*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Encontrado en:  
[https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_e4\\_atlas\\_eolico\\_331a66e4.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_331a66e4.pdf)
- [26] Xunta de Galicia. (2024). *Ley 2/2024, de 7 de noviembre, de promoción de proyectos energéticos estratégicos*. Encontrado en:  
[https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-237](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-237)
- [27] Asociación Empresarial Eólica (AEE). (s.f.). *Tecnologías de cimentación en eólica marina*. Encontrado en: <https://aeolica.org/wp-content/uploads/2022/03/2202-FAQ-EOLICA-MARINA-2022-v5.pdf>
- [28] Iberdrola. (s.f.). *¿Qué es la energía eólica marina?*. Encontrado en:  
<https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/como-funciona-la-energia-eolica-marina>

- [29] Xunta de Galicia. (2024). *A economía do mar en Galicia 2024*. Encontrado en: <https://www.xunta.gal/es/notas-de-prensa/-/nova/78753/galicia-presenta-demanda-para-acompanar-flota-recurso-contraveto-pesca-fondo>
- [30] Instituto Galego de Estatística (IGE). (2023). *Datos da frota pesqueira galega*. Encontrado en: <https://www.newtral.es/sector-pesquero-galicia/>
- [31] Global Wind Atlas. (2023). *Global Wind*. Encontrado en: <https://globalwindatlas.info/>
- [32] Comisión Europea. (1992). *Red Natura 2000: Una red ecológica europea de zonas especiales de conservación de la biodiversidad*. Encontrado en: [https://environment.ec.europa.eu/topics/nature-and-biodiversity/natura-2000\\_en](https://environment.ec.europa.eu/topics/nature-and-biodiversity/natura-2000_en)
- [33] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO). (2025, enero 13). *Resolución por la que se modifica la designación de las ZEPA en Galicia*. Boletín Oficial del Estado (BOE). Encontrado en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-1299](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2025-1299)
- [34] GALP Ría de Arousa. (2024). *Datos sobre el empleo en el sector pesquero de la Ría de Arousa*. Grupo de Acción Local del Sector Pesquero. Encontrado en: <https://regp.pesca.mapama.es/galps/grupo-de-accion-local-del-sector-pesquero-ria-de-arousa>
- [35] Red Eléctrica de España (REE). (2023). *Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Encontrado en: [https://www6.serviciosmin.gob.es/Aplicaciones/Planificacion/PLAN\\_DESARROLLO\\_RdT\\_H2026\\_COMPLETO.pdf](https://www6.serviciosmin.gob.es/Aplicaciones/Planificacion/PLAN_DESARROLLO_RdT_H2026_COMPLETO.pdf)
- [36] Red Eléctrica de España (REE). (2023). *Mapa del sistema eléctrico ibérico*. Encontrado en: <https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/maptra2005.pdf>
- [37] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2022, diciembre 2). *Resolución por la que se formula declaración ambiental estratégica de los "Planes de ordenación del espacio marítimo"*. Boletín Oficial del Estado, BOE-A-2022-21389. Encontrado en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-21389](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-21389)
- [38] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF). (2024). *Climate Data Store – ERA5 hourly data*. <https://cds.climate.copernicus.eu>
- [39] Furow. *Software para análisis de recurso eólico*.
- [40] Gobierno de España. (2024, 1 de agosto). *Respuesta del Gobierno a la pregunta escrita 184/13091 sobre zonas de alto potencial para energía eólica marina (ZAPER)*. Congreso de los Diputados. Encontrado en: [https://www.congreso.es/entradap/115p/e4/e\\_0043065\\_n\\_000.pdf](https://www.congreso.es/entradap/115p/e4/e_0043065_n_000.pdf)

- [41] Stevens, R. J. A. M., Gayme, D. F., & Meneveau, C. (2014). *Large Eddy Simulation Studies of the Effects of Alignment and Wind Farm Length*. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 6(2), 023105. Encontrado en: <https://doi.org/10.1063/1.4869568>
- [42] Bahamonde García, J., & Mena Nieto, Á. (2016). *Optimización de la implantación de grandes parques eólicos marinos*. CIDI 2016. Encontrado en: [http://dSPACE.aepro.com/xmlui/bitstream/handle/123456789/908/CIDIP2016\\_05042.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://dSPACE.aepro.com/xmlui/bitstream/handle/123456789/908/CIDIP2016_05042.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [43] Asociación Empresarial Eólica (AEE). (2023). *Anuario Eólico 2023: La voz del sector*. Encontrado en: [https://aeolica.org/wp-content/uploads/2023/07/AEE\\_ANUARIO-EOLICO\\_2023\\_LIBRO-DIGITAL.pdf](https://aeolica.org/wp-content/uploads/2023/07/AEE_ANUARIO-EOLICO_2023_LIBRO-DIGITAL.pdf)
- [44] Comisión Europea. *El Pacto Verde Europeo*. Encontrado en: [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_es](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es)
- [45] New Jersey Board of Public Utilities. (2020, December 29). *Offshore Wind Transmission Study: Comparison of Options*. Encontrado en: <https://nj.gov/bpu/pdf/publicnotice/Transmission%20Study%20Report%2029Dec2020%202nd%20FINAL.pdf>
- [46] da Silva, F. M. F., & Castro, R. (2009). *Power Flow Analysis of HVAC and HVDC Transmission Systems for Offshore Wind Parks*. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Encontrado en: [https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/400806976/Power\\_Flow\\_Analysis\\_of\\_HVAC\\_and\\_HVDC\\_Transmission\\_Systems\\_for\\_Offshore\\_Wind\\_Parks.pdf](https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/400806976/Power_Flow_Analysis_of_HVAC_and_HVDC_Transmission_Systems_for_Offshore_Wind_Parks.pdf)
- [47] GF Piping Systems. *Producción de Hidrógeno*. Encontrado en: <https://www.gfps.com/es-ar/industries/hydrogen/production.html>
- [48] Fundación Hidrógeno Aragón. (2023). *El agua: elemento vital para la obtención de hidrógeno*. Encontrado en: <https://hidrogenoaragon.org/es/el-agua-elemento-vital-para-la-obtencion-de-hidrogeno/>
- [49] DNV. (2021). *Study Specification of a European Offshore Hydrogen Backbone*. Recuperado de: [https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2023/03/DNV-Study\\_Specification\\_of\\_a\\_European\\_Offshore\\_Hydrogen\\_Backbone.pdf](https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2023/03/DNV-Study_Specification_of_a_European_Offshore_Hydrogen_Backbone.pdf)
- [50] DVGW. Normas técnicas europeas sobre redes de transporte de hidrógeno. Encontrado en: <https://www.normadoc.com/spanish/normas/normas-europeas/dvgw.html>
- [51] BEQUINOR. (s.f.). *Guía Técnica de Seguridad del Hidrógeno*. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Encontrado en: <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/tecnologia-hidrogeno/BuenasPracticas/Guia-Seguridad-H2-BEQUINOR.pdf>
- [52] ISO. (2025). *ISO 14687:2025 - Hydrogen fuel quality – Product specification*. International Organization for Standardization. Encontrado en: <https://www.iso.org/obp/ui/en/#iso:std:iso:14687:ed-2:v1:en>
- [53] Gobierno de España. (2017). *Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus*

- Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10*. Encontrado en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2017/06/23/656/con>
- [54] Gobierno de España. (2021). *Real Decreto 809/2021, de 21 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias*. Encontrado en: <https://www.boe.es/eli/es/rd/2021/09/21/809/con>
- [55] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea. (2014). *Directiva 2014/34/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de febrero de 2014*. Encontrado en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2014-80627>
- [56] PV Magazine. (2023, marzo 10). *The hydrogen stream: German grid operator increases hydrogen blending in regional gas network*. Encontrado en: <https://www.pv-magazine.com/2023/03/10/the-hydrogen-stream-german-grid-operator-increases-hydrogen-blending-in-regional-gas-network/>
- [57] ENGIE. *Power-to-Gas: the GRHYD demonstration project*. Encontrado en: <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>
- [58] Gobierno de España. (2018). *Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas*. Encontrada en: [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-14557](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2018-14557)
- [59] Clean Air Task Force (CATF). *Regulatory framework for hydrogen in the US*. Encontrado en: <https://www.catf.us/resource/regulatory-framework-hydrogen-us/>
- [60] Consejo de la Unión Europea. *Fit for 55*. Encontrado en: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/>
- [61] SSAB, LKAB & Vattenfall. (2021). *HYBRIT – Fossil-free steel*. Encontrado en: <https://www.hybritdevelopment.se/>
- [62] Fertiberia e Iberdrola (España) – Planta de hidrógeno para producción de amoníaco. Encontrado en: <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-pone-marcha-fertiberia-mayor-planta-hidrogeno-verde-para-industrial-europa>
- [63] CEMEX (México) – Cementera que incorpora hidrógeno como combustible alternativo. Encontrado en: <https://www.cemex.com/es/w/cemex-introducir-tecnologia-de-hidrogeno-para-reducir-emisiones-de-co2-en-cuatro-plantas-de-cemento-en-mexico>
- [64] Brey, J. (2024). *La electrólisis como una herramienta clave de la descarbonización del siglo XXI*. Revista de Economía Industrial, (424). Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Encontrado en: <https://www.mintur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/424/JAVIER%20BREY.pdf>
- [65] International Energy Agency (IEA). *The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities*. Report prepared for the G20, Japan, 2019. Encontrado en: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf)