



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

DEFINICIÓN DE PLANTA DE PRODUCCIÓN DE H₂
VERDE OFFSHORE EN PLATAFORMA TIPO H-FPSO

Autor: Antonio Juan Manjón-Cabeza Sánchez

Director: Clara García Sanz

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Definición de planta de producción de H₂ verde offshore en plataforma tipo H-FPSO”
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2023/24 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.

A handwritten signature in black ink, enclosed in a hand-drawn oval. The signature reads "Antonio M-C S".

Fdo.: Antonio Juan Manjón-Cabeza Sánchez

Fecha: 15/07/2024

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

A handwritten signature in black ink, consisting of stylized cursive letters.

Fdo.: Clara García Sanz

Fecha: 15/07/2024



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL (MII)

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

DEFINICIÓN DE PLANTA DE PRODUCCIÓN DE H₂
VERDE OFFSHORE EN PLATAFORMA TIPO H-FPSO

Autor: Antonio Juan Manjón-Cabeza Sánchez

Director: Clara García Sanz

Madrid

DEFINICIÓN DE PLANTA DE PRODUCCIÓN DE H₂ VERDE OFFSHORE EN PLATAFORMA TIPO H-FPSO

Autor: Manjón-Cabeza Sánchez, Antonio Juan.

Director: García Sanz, Clara.

Entidad colaboradora: Bluenewables.

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este proyecto consiste en remarcar el excelente potencial que tiene el uso de la eólica marina para la producción de hidrógeno verde. La eólica marina, a diferencia de la eólica terrestre, resulta más eficiente debido a los fuertes vientos que se producen en alta mar, aumentando por tanto la capacidad de generación de energía de los aerogeneradores.

El planteamiento de este proyecto consiste en el uso de un parque eólico offshore de 135 MW para alimentar una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis situada en una plataforma flotante semisumergible. Para ello, ha sido necesario realizar un dimensionamiento de todos los equipos que intervienen en el proceso de obtención de hidrógeno, desde la extracción del agua de mar para alimentar al proceso de electrólisis (el cual será posteriormente purificada antes de entrar a los electrolizadores) hasta la obtención del hidrógeno puro después de atravesar los procesos de purificación. Además, también se ha realizado un estudio de diseño y dimensionamiento del sistema de tuberías necesario, así como un estudio económico sobre el coste estimado de inversión que requeriría una planta de generación de hidrógeno verde como la analizada en este proyecto.



Figura. Descripción general del objetivo del proyecto [1]

Palabras clave: Hidrógeno Verde, Eólica Offshore, Plataforma Flotante, Electrólisis

Introducción:

Se parte de un parque eólico offshore que vierte su energía a una plataforma flotante H-FPSO (Hydrogen – Floating Production Storage and Offloading Unit) que tiene incorporado su propio aerogenerador de 15 MW. El top side o planta de la plataforma H-FPSO posee 4 cubiertas: una primera cubierta dedicada a la recepción de cables eléctricos del parque eólico, la segunda dedicada a un centro de transformación, la tercera dedicada a la planta de generación de H₂ y la cuarta dedicada a la habilitación.

Este proyecto se centra en los procesos y diseño de la planta de H₂. Los datos de la envolvente son conocidos (parque eólico marino, plataforma y dimensiones), siendo el objetivo principal del trabajo desarrollar la planta de H₂, centrándose en los diversos sistemas (electrolizadores, sistemas de almacenamiento, sistema de ósmosis con agua marina, almacenamiento de la salmuera sobrante, sistemas de tuberías para el transporte de los diversos subproductos y productos, etc.).

Descripción del proyecto:

Este proyecto consiste en el diseño y dimensionamiento de una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis situada en una plataforma flotante tipo H-FPSO alimentada por un parque eólico offshore de 135 MW de potencia instalada. Para ello, ha sido necesario el planteamiento de diferentes alternativas y realizar un estudio exhaustivo de los equipos y procesos que intervienen en el proceso de generación de hidrógeno, para así obtener el resultado más eficiente; es decir, la mayor cantidad de hidrógeno de alta pureza posible con el menor consumo de energía asociado.

Para el diseño de la planta, se ha optado por el uso de electrolizadores PEM, debido a que se adaptan mejor a las tecnologías asociadas con las energías renovables, como es el caso de este proyecto. Dichos electrolizadores resultan más adecuados que los alcalinos ya que los PEM presentan mayor rapidez de respuesta y presentan una mayor eficiencia frente a variaciones de carga, el cual es un factor importante a tener en cuenta cuando se trabaja con energías renovables, ya que su generación de energía no es constante en el tiempo.

Una vez se ha obtenido el hidrógeno de alta pureza, dicho hidrógeno es enviado a un local de hidrogenación presente en la propia planta, el cual se utilizará para cargar el amoníaco con hidrógeno para su posterior almacenaje y transporte por barco a tierra.

Resultados:

El parque eólico offshore utilizado para alimentar la planta de generación de hidrógeno verde de la plataforma tiene una capacidad instalada de 135 MW. No obstante, la energía disponible para la alimentación de los equipos de la planta depende de la localización del parque ya que, según el emplazamiento escogido, el número de horas equivalentes o factor de capacidad del parque es diferente.

Según el emplazamiento escogido en este proyecto, nuestro parque cuenta con un total de 3300 horas equivalentes de funcionamiento. Después de analizar los consumos de los equipos de la planta y de los equipos auxiliares de la plataforma, se dispone de un total de 129.5 MW para alimentar a los electrolizadores; que equivale en el emplazamiento seleccionado a 427.37 GWh de energía producida anual disponible.

Como se detallará más adelante, este proyecto cuenta con 10 electrolizadores de 10 MW cada uno; por tanto, teniendo en cuenta que el factor de capacidad de cada electrolizador es de 0.488, se tiene que la planta produce un total de 22450 kg de hidrógeno al día.

Conclusiones:

La producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica es crucial para alcanzar las metas globales de cero emisiones netas para 2050, también llamado Net Zero. El Net Zero es el objetivo acordado internacionalmente para mitigar los efectos del calentamiento global a corto plazo. Al reemplazar los métodos convencionales de producción de hidrógeno, que dependen de combustibles fósiles, con tecnologías basadas en fuentes renovables, se reduce significativamente la huella de carbono asociada a la industria del hidrógeno.

Los parques eólicos offshore suelen estar expuestos a vientos más fuertes que los terrestres. Esto aumenta la eficiencia y la capacidad de generación de energía, lo que se traduce en una mayor producción de hidrógeno por cada MW de capacidad instalada. Este acceso mejora la viabilidad económica y técnica de los proyectos de hidrógeno verde.

Además, producir hidrógeno directamente en el sitio donde se genera la energía eólica elimina la necesidad de transportar electricidad a grandes distancias. Esto reduce las pérdidas de transmisión y los costos asociados con la expansión de la infraestructura de red en tierra.

Por último, cabe destacar que el hidrógeno verde producido en plataformas offshore puede ser exportado directamente a mercados internacionales a través de barcos; es decir, sin la necesidad de una infraestructura de transporte terrestre extensa. Esto puede abrir nuevas oportunidades comerciales y facilitar la entrada en mercados donde la demanda de hidrógeno verde es alta, pero la capacidad de producción local es limitada.

DEFINITION OF AN OFFSHORE GREEN H₂ PRODUCTION PLANT ON A H-FPSO TYPE PLATFORM

Author: Manjón-Cabeza Sánchez, Antonio Juan.

Supervisor: García Sanz, Clara.

Collaborating entity: Bluenewables.

ABSTRACT

The objective of this project is to highlight the excellent potential of using offshore wind for the production of green hydrogen. Offshore wind, unlike onshore wind, is more efficient due to the strong winds that occur offshore, therefore increasing the power generation capacity of wind turbines.

The approach of this project consists on using a 135 MW offshore wind farm to supply an electrolysis based green hydrogen generation plant located on a semi-submersible floating platform. For this purpose, it has been necessary to dimension all the equipment involved in the process of obtaining hydrogen, from the extraction of seawater to feed the electrolysis process (which will be subsequently purified before entering the electrolyzers) to obtaining pure hydrogen after going through the purification processes. In addition, a design and sizing study of the necessary piping system has also been carried out, as well as an economic study on the estimated investment cost that a green hydrogen generation plant such as the one analyzed in this project would require.



Figure. General description of project's objective [1]

Keywords: Green Hydrogen, Offshore Wind, Floating Platform, Electrolysis

Introduction:

The starting point of the project is an offshore wind farm that delivers its energy to a H-FPSO floating platform (Hydrogen - Floating Production Storage and Offloading Unit) which has its own 15 MW wind turbine. The top side of the H-FPSO platform has 4 decks: a first deck dedicated to the reception of the wind farm's electrical cables, a second deck dedicated to a transformation center, a third deck dedicated to the hydrogen generation plant and a fourth deck dedicated to the habilitation.

This project focuses on the processes and design of the hydrogen plant. The envelope data are known (offshore wind farm, platform and dimensions), being the main objective of the work to develop the hydrogen plant, focusing on the various systems (electrolyzers, storage systems, seawater osmosis system, storage of excess brine, piping systems for the transport of the various by-products and products, etc.).

Project description:

This project consists of the design and sizing of an electrolysis based green hydrogen generation plant located on a H-FPSO type floating platform powered by an offshore wind farm of 135 MW of installed capacity. For this purpose, it has been necessary to consider different alternatives and to carry out an exhaustive study of the equipment and processes involved in the hydrogen generation process, in order to obtain the most efficient result, i.e., the highest amount of high purity hydrogen possible with the lowest associated energy consumption.

For the design of the plant, the use of PEM electrolyzers has been chosen, because they are better adapted to the renewable energy technologies, as in this project. These electrolyzers are more suitable than alkaline electrolyzers, since PEM electrolyzers have a faster response time and greater efficiency in the case of load variations, which is an important factor to take into account when working with renewable energies, since their energy generation is not constant over time.

Once the high purity hydrogen has been obtained, it is sent to a hydrogenation unit at the plant itself, which will be used to load the ammonia with hydrogen for subsequent storage and transport by ship to land.

Results:

The offshore wind farm used to power the platform's green hydrogen generation plant has an installed capacity of 135 MW. However, the energy available to power the plant's equipment depends on the location of the wind farm, since the number of equivalent hours of the wind farm is different depending on the site chosen.

According to the site chosen in this project, our wind farm has a total of 3300 equivalent hours of operation. After analyzing the consumption of the plant equipment and the auxiliary equipment of the platform, a total of 129.5 MW is available to feed the electrolyzers; which translates as 427.37 GWh of annual available energy.

As will be detailed below, this project has 10 electrolyzers of 10 MW each; therefore, taking into account that the capacity factor of each electrolyzer is 0.488, the plant produces a total of 22450 kg of hydrogen per day.

Conclusions:

The production of green hydrogen from wind power is crucial for achieving global goals of net zero emissions by 2050, also called Net Zero. Net Zero is the internationally agreed target to mitigate the effects of global warming in the short term. Replacing conventional hydrogen production methods, which rely on fossil fuels, with technologies based on renewable sources significantly reduces the carbon footprint associated with the hydrogen industry.

Offshore wind farms are often exposed to stronger winds than onshore wind farms. This increases efficiency and power generation capacity, resulting in higher hydrogen production per MW of installed capacity. This access improves the economic and technical feasibility of green hydrogen projects.

In addition, producing hydrogen directly at the site where wind power is generated removes the need to transport electricity over long distances. This reduces transmission losses and costs associated with the expansion of land-based grid infrastructure.

Finally, it is worth mentioning that green hydrogen produced on offshore platforms can be exported directly to international markets via ships, i.e., without the need for extensive land transportation infrastructure. This can open up new commercial opportunities and facilitate entry into markets where the demand for green hydrogen is high.

Índice

Capítulo 1. Introducción.....	20
1.1. MOTIVACIÓN DEL PROYECTO	20
1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	21
1.3. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE	22
Capítulo 2. Estado de la Cuestión.....	24
2.1. EL HIDRÓGENO Y LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO.....	24
2.1.1. TIPOS DE HIDRÓGENO	27
2.2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE ELECTRÓLISIS DEL AGUA ...	29
2.3. H ₂ VERDE OFFSHORE: VENTAJAS Y RAZONES PARA SU IMPLEMENTACIÓN.....	41
2.4. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO	42
2.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO	55
2.6. GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE EÓLICA MARINA	61
2.7. TIPOS DE PLATAFORMAS FLOTANTES EÓLICAS MARINAS	63
Capítulo 3. Caso Base.....	66
3.1. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO	66
3.2. ENTORNO MARINO.....	72
3.3. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE.....	83
3.4. SISTEMAS DE LA PLANTA.....	87
3.5. BALANCE DE ENERGÍA.....	88
3.6. TRANSPORTE A TIERRA	90

Capítulo 4. Dimensionamiento de la Planta	93
4.1. PROCESO DE PRODUCCIÓN	93
4.1.1. DESALINIZADORA.....	94
4.1.2. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PURIFICADA Y SALMUERA	
96	
4.1.3. ELECTROLIZADORES.....	99
4.1.4. SEPARADORES DE H ₂ Y O ₂	104
4.2. PROCESO DE PURIFICACIÓN	106
4.2.1. CONDENSADORES.....	107
4.2.2. DEOXIGENADORES.....	110
4.2.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO INTERMEDIO	112
4.2.4. SECADORES.....	113
4.3. PLANTA DE LOHC	116
4.3.1. TANQUES INTERMEDIOS DE LOHC Y LOCAL DE HIDROGENACIÓN ..	117
4.3.2. BOMBAS DE DESCARGA DE LOHC.....	118
4.4. SISTEMA DE TUBERÍAS	121
4.5. DISPOSICIÓN GENERAL.....	126
Capítulo 5. Estudio Económico	128
CONCLUSIONES.....	135

Índice de figuras

<i>Figura 1. Comparativa entre los métodos de obtención de los diferentes tipos de hidrógeno (Fuente: Río Negro, 2022).....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 2. Diagrama de bloques sobre las diferentes tecnologías de electrólisis aplicadas al contexto marino. (Fuente: Modificado de [9]).....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 3. Esquema de funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador alcalino [12].....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 4. Esquema de funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador PEM [12].....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 5. Esquema de funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador SOE [12]</i>	<i>36</i>
<i>Figura 6. Grieta generada por la fragilización por hidrógeno [18].....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 7. Comparativa entre los tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno a presión (Fuente: Modificado de [19])</i>	<i>45</i>
<i>Figura 8. Alternativas de almacenamiento de hidrógeno a gran escala (Fuente: Fundación Naturgy).....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 9. Diseño de tanque esférico y cilíndrico con extremos hemisféricos (Fuente: Modificado de [23]).....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 10. Uso de tanques esféricos en el transporte de hidrógeno líquido [24]</i>	<i>50</i>
<i>Figura 11. Proceso de distribución de hidrógeno a través de LOHC (Fuente: Modificado de [27]).....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 12. Secuencia de procesos en el uso de la tecnología Power-to-Gas (Fuente: Modificado de [30]).....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 13. Logística del hidrógeno (Fuente: Modificado de [26]).....</i>	<i>55</i>

<i>Figura 14. Prototipo de gasoducto para separación de hidrógeno del gas natural [32]</i>	58
<i>Figura 15. Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg) [26]</i>	59
<i>Figura 16. Coste de transporte de hidrógeno según la distancia y el modo de transporte para 2030 y 2050 [33]</i>	60
<i>Figura 17. Proyecciones de eólica marina mundial para 2030 y 2050 [34]</i>	62
<i>Figura 18. Tipos de plataformas flotantes eólicas marinas (Fuente: Modificado de [35])</i>	65
<i>Figura 19. Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina [36]</i>	66
<i>Figura 20. Zona seleccionada para la colocación del emplazamiento [36]</i>	67
<i>Figura 21. Lugar del emplazamiento seleccionado para la colocación de la plataforma (Fuente: Elaboración propia)</i>	68
<i>Figura 22. Restricciones acerca de la colocación de instalaciones eólicas marinas en España para la protección de la biodiversidad marina (Fuente: Modificado de [37]).</i>	69
<i>Figura 23. Zonas de uso prioritario y de alto potencial en la Demarcación Marina (DM) Estrecho y Alborán (Fuente: Modificado de [38])</i>	70
<i>Figura 24. Recurso eólico a 100 metros de altura medido en metros por segundo en la Demarcación Marina (DM) Estrecho y Alborán [38]</i>	71
<i>Figura 25. Localización de la boya de Alborán [39]</i>	73
<i>Figura 26. Rosa de oleaje medida por la boya de Alborán [39]</i>	75
<i>Figura 27. Régimen extremal escalar de oleaje medido por la boya de Alborán: valores metoceanicos para periodo de retorno de 50 años [41]</i>	77
<i>Figura 28. Rosa de velocidad media anual medida por la boya de Alborán [42]</i>	79

<i>Figura 29. Disposición de la plataforma frente a la influencia del viento (Fuente: Modificado de [42]).....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 30. Zona de colocación de la plataforma junto con la profundidad de dicha zona (Fuente: Modificado de [43]).....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 31. Plataforma tipo S-bos de Bluenewables [44]</i>	<i>82</i>
<i>Figura 32. Horas equivalentes brutas a 80 metros de altura [45]</i>	<i>84</i>
<i>Figura 33. Calificación del funcionamiento de las instalaciones eólicas según el factor de capacidad [20].....</i>	<i>85</i>
<i>Figura 34. Interacción de la estela con el flujo de viento ambiente [46].....</i>	<i>86</i>
<i>Figura 35. Subprocesos en una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis [48].....</i>	<i>88</i>
<i>Figura 36. Redes de distribución de hidrógeno y posibles lugares de almacenamiento para 2040 [49].....</i>	<i>92</i>
<i>Figura 37. Valores necesarios para cada desalinizadora (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack).....</i>	<i>94</i>
<i>Figura 38. Potencia requerida por cada desalinizadora (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack).....</i>	<i>95</i>
<i>Figura 39. Análisis de optimización de ratios entre la capacidad de los sistemas de energía renovables y los electrolizadores [51].....</i>	<i>99</i>
<i>Figura 40. Capacidad de los electrolizadores y factor de carga (Fuente: Elaboración propia).....</i>	<i>101</i>
<i>Figura 41. Dimensiones necesarias para los separadores H₂-líquido (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)</i>	<i>105</i>
<i>Figura 42. Dimensiones necesarias para los separadores O₂-líquido (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)</i>	<i>106</i>

<i>Figura 43. Dimensionamiento de los condensadores (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack).....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 44. Dimensionamiento de los condensadores (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack).....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 45. Dimensionamiento de los deoxigenadores (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack).....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 46. Disposición de los tanques en las columnas estabilizadoras de la plataforma [20]</i>	<i>118</i>
<i>Figura 47. Modelo 3D de la plataforma de generación de hidrógeno verde offshore [20]</i>	<i>126</i>
<i>Figura 48. Esquema general de la planta de generación de hidrógeno verde de la plataforma (Fuente: Elaboración propia)</i>	<i>127</i>
<i>Figura 49. Coste estimado del LCOH de nuestra planta (Fuente: Elaboración propia a partir de [62]).....</i>	<i>133</i>
<i>Figura 50. Coste nivelado del hidrógeno producido a través de eólica offshore [63]</i>	<i>134</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Valores de densidad energética del hidrógeno, gas natural, butano y gasolina [3]</i>	<i>26</i>
<i>Tabla 2. Valores teóricos de energía necesaria y eficiencia de la electrólisis del agua en función de la presión y la temperatura de operación (Fuente: Modificado de Prince-Richard, 2004).....</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 3. Características de los diferentes tipos de electrólisis (Fuente: Elaboración propia a partir de [9])</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 4. Comparativa de las dos distintas medidas de eficiencia para los distintos tipos de electrolizadores actualmente y en el futuro (Fuente: Elaboración propia a partir de [14], [15])</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 5. Tabla Período de pico (T_p) y Altura significativa (H_s) en % [39].....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 6. Balance eléctrico de los equipos auxiliares de la planta (Fuente: Elaboración propia a partir de [20]).....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 7. Balance eléctrico de la planta de generación de hidrógeno verde (Fuente: Elaboración propia).....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 8. Listado de elementos del proceso de producción (Fuente: Elaboración propia)</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 9. Características de los electrolizadores a utilizar (Fuente: Elaboración propia a partir de [54]).....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 10. Parámetros operacionales de cada electrolizador (Fuente: Elaboración propia).....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 11. Resumen de la cantidad de hidrógeno producido por todos los electrolizadores de la planta (Fuente: Elaboración propia)</i>	<i>104</i>

<i>Tabla 12. Listado de elementos del proceso de purificación (Fuente: Elaboración propia).....</i>	<i>107</i>
<i>Tabla 13. Composición, presión y Tª operación de los elementos de la planta (Fuente:Elaboración propia)</i>	<i>115</i>
<i>Tabla 14. Resumen del número de líneas, metros y diámetros para el sistema de tuberías de la planta (Fuente: Elaboración propia)</i>	<i>124</i>
<i>Tabla 15. Resumen del Nº metros/unidades según las diferentes tuberías/fittings y materiales (Fuente: Elaboración propia)</i>	<i>125</i>
<i>Tabla 16. Tabla resumen de los precios estimados de los elementos de la planta (Fuente: Elaboración propia)</i>	<i>129</i>
<i>Tabla 17. Nº metros/unidades, coste m/unidad y coste total de las tuberías y fittings utilizadas en el proyecto (Fuente: Elaboración propia a partir de [60]).....</i>	<i>131</i>

Capítulo 1. Introducción

1.1. *MOTIVACIÓN DEL PROYECTO*

Este proyecto busca generar un impacto en el sector energético actual, considerando la generación de energía eólica offshore como una potencial alternativa para la generación de hidrógeno verde.

La posibilidad de la utilización de hidrógeno como combustible del futuro surge de la situación social, económica y medioambiental actual. El hidrógeno promete disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y reducir las emisiones de gases contaminantes, afrontando así el problema del cambio climático. Económicamente, el hidrógeno puede diversificar los actuales recursos de energía y estimular la innovación tecnológica.

La generación de hidrógeno verde a partir de energía eólica marina ofrece una solución que favorece al acoplamiento de sectores. Esta estrategia mejora el aprovechamiento de los excedentes de generación de la instalación offshore durante los períodos de alta generación o baja demanda energética; o cuando existe una capacidad de conexión a red limitada.

La energía eólica offshore puede combinarse con otras fuentes de energía renovable, como la solar o la mareomotriz, para crear sistemas energéticos híbridos más robustos y eficientes.

La lucha contra el cambio climático y la necesidad inaplazable de reducir emisiones de carbono es un objetivo social global y el hidrógeno puede ser clave para la transición hacia un mundo descarbonizado.

1.2. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Se expondrán a continuación los principales objetivos de la realización de este proyecto:

- Fomentar el uso del hidrógeno (concretamente el hidrógeno verde) como vector energético del futuro, con la finalidad de contribuir a la lucha contra el cambio climático y la necesidad actual de reducir emisiones de carbono.
- Fomentar el uso de la eólica marina como potencial alternativa para la generación de hidrógeno verde. Esta fuente de energía será la encargada de alimentar los diferentes elementos y procesos que tendrán lugar en la top side o planta de generación de la plataforma tipo H-FPSO encargada de la producción de hidrógeno verde.
- Realizar un estudio de dimensionamiento de la planta de generación de hidrógeno verde, en el cual se estudiarán y dimensionarán las alternativas disponibles y viables de los diferentes elementos, equipos y sistemas que constituyen una planta de generación de hidrógeno verde offshore.

1.3. ALINEACIÓN CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de la generación de energía eólica marina están alineados con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por las Naciones Unidas. A continuación, se enumeran algunos de los ODS relacionados con esta forma de producción de energía:

- ODS 7: Energía asequible y no contaminante: La integración del hidrógeno como producto de la energía eólica marina utilizada en el proceso de electrólisis refuerza el ODS 7 al proporcionar energía limpia y renovable. Esto mejora el acceso a una energía asequible y sostenible, al tiempo que reduce la dependencia de fuentes contaminantes.
- ODS 9: Industria, innovación e infraestructuras: El uso de hidrógeno generado a partir de energía eólica marina fomenta el desarrollo de nuevas infraestructuras y tecnologías. Esto se alinea con el ODS 9, que promueve la construcción de soluciones sostenibles e innovadoras en la industria energética.
- ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles: El hidrógeno producido a partir del uso de la energía eólica marina en el proceso de electrólisis puede ser un componente clave para el desarrollo sostenible de las ciudades, proporcionando una fuente de energía limpia y reduciendo las emisiones urbanas, contribuyendo así al ODS 11.
- ODS 13: Acción por el clima: La energía eólica marina es una forma de energía renovable que ayuda a reducir las emisiones de CO₂ y a luchar contra el cambio climático, por lo que está directamente relacionado con el ODS 13, que busca tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos. Adicionalmente, el hidrógeno es un vector energético que puede aprovechar el uso de la energía eólica en su proceso de obtención, por lo que su uso también ayuda a reducir las emisiones de CO₂, en comparación a las emisiones que generan los combustibles fósiles.

- ODS 14: Vida submarina: Para que la generación de energía eólica marina y la generación de hidrógeno sean sostenibles, es esencial que se lleve a cabo de manera responsable para minimizar el impacto ambiental en los ecosistemas marinos. Esto se alinea con el ODS 14, cuyo objetivo es conservar y utilizar de forma sostenible los océanos, los mares y los recursos marinos.
- ODS 15: Vida de los ecosistemas terrestres y acuáticos: La generación de energía eólica marina y la generación de hidrógeno verde, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyen a la conservación de los ecosistemas terrestres y marinos. Esto es relevante para el ODS 15, que busca conservar la biodiversidad y gestionar de forma sostenible los ecosistemas.

Capítulo 2. Estado de la Cuestión

2.1. *EL HIDRÓGENO Y LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO*

Se conoce como vector energético a un portador de energía producido a partir de fuentes primarias. Los vectores energéticos son una parte imprescindible de los sistemas energéticos, ya que son un medio de almacenar y transportar la energía para su uso en el momento en que se necesite y en la forma adecuada.

El hidrógeno es un vector energético debido a que las moléculas de hidrógeno (H_2) no se encuentran de forma natural en la Tierra. Para generarlas se requiere una materia prima, como otras moléculas que contengan hidrógeno (como por ejemplo agua), y energía primaria para obtenerla a través de procesos adecuados.

La mayor parte de la energía que consumimos hoy en día proviene del carbón, del petróleo o del gas natural. Actualmente estas fuentes de energía se están viendo reducidas al haber una tendencia a la alza del uso de fuentes renovables. Aumentar el porcentaje de electricidad generada a partir de fuentes renovables requiere otros mecanismos para poder ajustar la demanda y la producción de electricidad.

Se espera un gran aumento de la generación renovable hacia el año 2030, donde el hidrógeno presenta un papel muy importante. En línea con los objetivos fundamentales del marco del clima y energía para 2030 de la Comisión Europea, se estima un 40% de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, al menos un 27% de cuota de energías renovables y al menos un 27% de mejora de la eficiencia energética [2].

De esta situación energética surge el interés actual por el almacenamiento de energía, donde el hidrógeno representa una posibilidad con unos puntos fuertes muy característicos. Se plantea que las nuevas formas de obtener y gestionar la energía estén relacionadas con el hidrógeno y las pilas de combustible, en lo que se ha denominado “economía del hidrógeno”.

Las principales ventajas que presenta el hidrógeno como portador de energía y de las pilas de combustible como dispositivos de conversión de energía son:

- La molécula de hidrógeno está entre las moléculas más simples. Además, es relativamente estable.
- El hidrógeno tiene el contenido de energía por unidad de masa más alto que cualquier otro combustible.
- Su molécula es la más ligera y la más pequeña: en caso de fuga, se dispersaría rápidamente en la atmósfera.
- Permite la combustión a elevadas relaciones de compresión en máquinas de combustión interna.
- Cuando se combina con oxígeno en las pilas de combustible electroquímicas, el hidrógeno produce electricidad directamente, rebasando los límites de eficiencia obtenidos en máquinas y ciclos termodinámicos.
- El hidrógeno puede obtenerse a partir del agua, el cual es una fuente abundante y renovable.

Sin embargo, el hidrógeno también presenta una serie de particularidades que explican por qué hasta la fecha se ha preferido la utilización de combustibles fósiles:

- Densidad energética por unidad de volumen muy baja en estado gaseoso. Para incrementar su densidad energética por unidad de volumen, el hidrógeno suele almacenarse en forma de gas a presión, líquido criogénico o sólido.
- Los contenedores destinados a su almacenaje resultan voluminosos y pesados, dada su baja densidad energética por unidad de volumen en estado gaseoso (690 kWh/m^3). Si es comprimido a 700 bar (presión común para el almacenamiento de hidrógeno en aplicaciones de transporte) puede llegar hasta aproximadamente 1611 kWh/m^3 . Si el hidrógeno se encuentra en estado líquido, presenta una densidad energética por unidad de volumen de aproximadamente 2375 kWh/m^3 , lo cual resulta más eficiente para su transporte. Sin embargo, si lo comparamos con la densidad energética volumétrica de la gasolina, la del hidrógeno líquido es casi 4 veces menor [3].

	Densidad [kg/m ³]	Energía almacenada		
		volumen [kWh/m ³]	volumen [kWh/Nm ³]	masa [kWh/kg]
H ₂ Líquido (1 bar; -252,8°C)	70,71	2375	3	33,59
H ₂ Gas (300 bar; 25°C)	20,55	690		
H ₂ Gas (700 bar; 25°C)	47,96	1611		
Gas natural (1 bar; 25°C)	0,65	9,1	10	13,93
Butano Líquido (25°C)	550	7000	33	12,73
Gasolina	750	9270	---	12,36

Tabla 1. Valores de densidad energética del hidrógeno, gas natural, butano y gasolina [3]

- La temperatura de licuefacción que presenta el hidrógeno es extremadamente baja (-253°C), por lo que la obtención de hidrógeno líquido requiere un proceso muy complejo y caro energéticamente.
- La temperatura de ebullición del hidrógeno es criogénica, por lo que es sencillo que se produzca la evaporación del hidrógeno durante su transporte, debido a que resulta complicado mantener las condiciones de presión y temperatura idóneas durante todo el trayecto.
- El hidrógeno no es tóxico y no es contaminante, pero requiere de tecnología específica para ser detectado, puesto que es incoloro, inodoro y su llama al aire es casi invisible.

Como conclusiones de este capítulo, conviene destacar que la excesiva dependencia energética de las fuentes de energía fósiles, emisoras de gases de efecto invernadero y agotables obliga a replantear el sistema energético global a medio plazo, para comenzar una era posterior a los combustibles fósiles entre 2030 y 2050 [2].

Además, debido a lo anteriormente expuesto, se concluye que el hidrógeno tiene un excelente potencial para convertirse en una alternativa a los vectores energéticos más utilizados en la actualidad [4].

2.1.1. TIPOS DE HIDRÓGENO

Existen diferentes tipos de hidrógeno, según el método utilizado para su obtención [5] [6]:

- Hidrógeno blanco: Este tipo de hidrógeno hace referencia al hidrógeno que se encuentra en la naturaleza, generalmente en estado gaseoso. En algunas ocasiones se puede encontrar en depósitos subterráneos.
- Hidrógeno gris: Este tipo de hidrógeno se obtiene a partir del reformado de gas natural. Actualmente es el más abundante y el más barato de producir, aunque se prevé que el coste aumente debido al precio de los derechos de emisiones de CO₂. Para producir una tonelada de H₂ gris se emiten de 9 a 12 toneladas de CO₂.
- Hidrógeno azul: Este tipo de hidrógeno se genera también a partir del reformado de gas natural, con la diferencia de que parte o el total de las emisiones de CO₂ se evitan mediante un sistema de captura de carbono. Después, ese CO₂ puede ser utilizado para fabricar combustibles sintéticos, por ejemplo.
- Hidrógeno marrón: Este tipo de hidrógeno es igual que el gris, pero con la diferencia de que éste utiliza lignito (carbón marrón) en lugar de utilizar gas natural.
- Hidrógeno turquesa: Este tipo de hidrógeno se genera mediante la pirólisis del metal fundido, alimentado a través de gas natural. En el proceso, el gas natural pasa a través de un metal fundido, y libera hidrógeno y carbono sólido, por lo que se evitan emisiones contaminantes de CO₂.
- Hidrógeno rosa / magenta: Este tipo de hidrógeno es el que se obtiene mediante electrólisis del agua alimentada a través de energía nuclear.

- **Hidrógeno amarillo:** Este tipo de hidrógeno es aquel en el que la electricidad utilizada para la electrólisis procede de fuentes mixtas, desde energías renovables hasta combustibles fósiles. El hidrógeno verde que se obtiene a partir de energía solar también se considera hidrógeno amarillo.
- **Hidrógeno verde:** Este tipo de hidrógeno sería aquel que se obtiene a partir de la electrólisis del agua utilizando electricidad procedente de fuentes renovables. En su proceso de obtención no se emite CO₂, y por ello se posiciona como una solución eficaz para favorecer la descarbonización de todos los sectores.

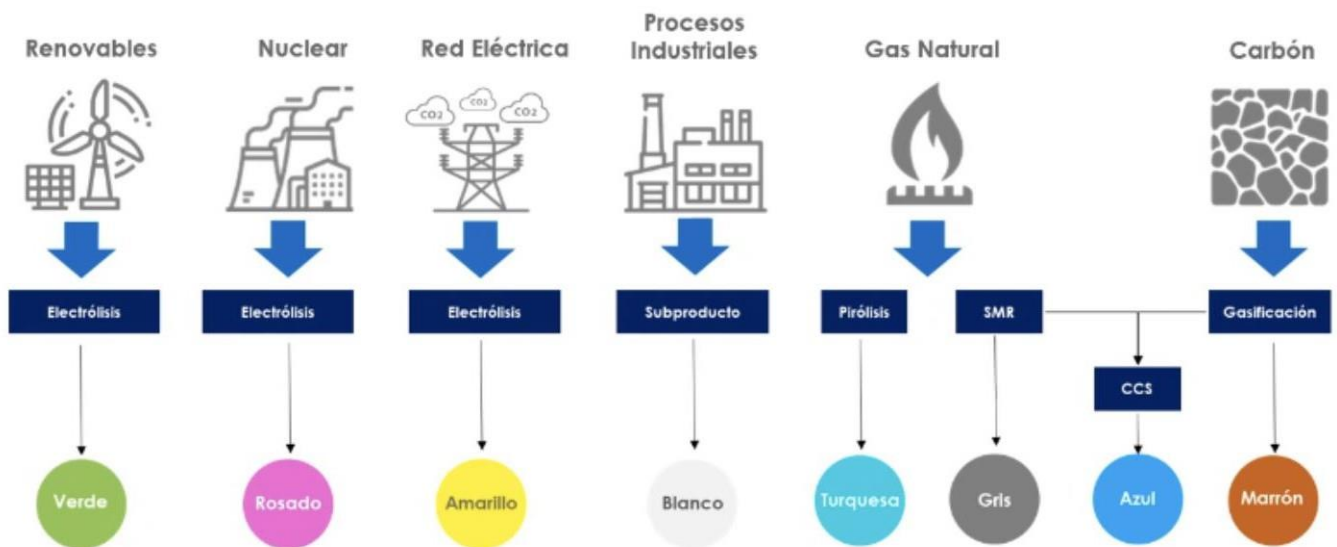


Figura 1. Comparativa entre los métodos de obtención de los diferentes tipos de hidrógeno (Fuente: Río Negro, 2022)

- **Hidrógeno dorado:** Este es un tipo de hidrógeno que ha surgido como novedad en la actualidad. Se obtiene a partir del biometano, que es un gas renovable que se produce a partir del biogás generado por la digestión anaerobia de residuos orgánicos, tras un proceso de upgrading y es indistinguible del gas natural. Si se captura el CO₂ liberado se obtendrían emisiones negativas (captura pre-combustión). Debido a que este CO₂ proviene de fuentes biológicas, su captura puede llevar a emisiones negativas de CO₂, lo cual significa que se retira más CO₂ de la atmósfera del que se emite durante el proceso de producción [7].

2.2. PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO MEDIANTE ELECTRÓLISIS DEL AGUA

Existen multitud de métodos de producción de hidrógeno a partir de energías renovables, pero este proyecto se centra en la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua. El hidrógeno obtenido será denominado “hidrógeno verde” siempre y cuando el origen de la electricidad que se utilice en el proceso sea de origen renovable (eólica, hidráulica, fotovoltaica, etc.).

La obtención de hidrógeno a través de la electrólisis del agua es el proceso de producción más desarrollado en la actualidad y con más perspectivas de futuro. Actualmente, los electrolizadores se alimentan principalmente de energía procedente de parques eólicos, plantas solares fotovoltaicas y de centrales hidráulicas.

Un electrolizador es un dispositivo que permite producir hidrógeno a través de un proceso químico (electrólisis) capaz de separar las moléculas de hidrógeno y oxígeno de las que se compone el agua mediante la utilización de electricidad. Los enlaces entre las moléculas de hidrógeno y las moléculas de oxígeno en el agua son muy estables, y es por ello la necesidad de aportar una gran cantidad de energía eléctrica para que dicha división se produzca (286.45 kJ/mol a 25°C). Una forma de paliar esta situación se centra en elevar la temperatura de trabajo; ya que, a temperaturas bajas, con agua en estado líquido, prácticamente toda la energía que es necesaria aportar para la separación debe realizarse en forma de electricidad; pero conforme se eleva la temperatura, aunque la energía total necesaria también aumente ligeramente, es posible sustituir parte de la electricidad por calor. Es por ello que la electrólisis suele realizarse a elevadas temperaturas, ya que pueden aprovecharse fuentes de calor residual procedentes de otros procesos.

En términos de presión, si la presión de operación del electrolizador es elevada, se evitan costes adicionales de compresión del hidrógeno, en los que es necesario incurrir en su almacenamiento.

En cuanto a la relación temperatura-presión en un electrolizador, resulta más eficiente operar a altas presiones y bajas temperaturas que operar a bajas presiones y altas temperaturas, tal y como se puede observar en la *Tabla 2* [2].

P (bar)	T (°C)	Valores técnicos de :			
		Electricidad necesaria (GJ/GJ H ₂)	Calor necesario (GJ/GJ H ₂)	Energía total necesaria (GJ/GJ H ₂)	Eficiencia global (%)
1	1.000	0,74	0,63	1,37	73,10
400	25	1,07	0,20	1,27	78,60

Tabla 2. Valores teóricos de energía necesaria y eficiencia de la electrólisis del agua en función de la presión y la temperatura de operación (Fuente: Modificado de Prince-Richard, 2004)

Un electrolizador consiste en un apilamiento de electrodos conductores separados por una membrana, a los cuales se les aplica un voltaje y una intensidad elevados. Esto provoca una corriente eléctrica en el agua que hace que se descomponga en sus componentes: hidrógeno y oxígeno. El sistema completo también incluye bombas, electrónica de potencia, separadores de gases y otros componentes auxiliares, como los tanques de almacenamiento [8].

El oxígeno generado en paralelo se libera a la atmósfera o puede almacenarse para su uso posterior en algunos casos. El hidrógeno generado se almacena generalmente como gas comprimido o se licúa para su uso en industrias o en pilas de combustible de hidrógeno.

Para la generación de hidrógeno verde en una plataforma offshore a partir de la electrólisis del agua, el cual es el objetivo principal de este proyecto, se encuentran las siguientes alternativas en cuanto a electrolizadores se refiere: electrolizadores alcalinos (AE), electrolizadores de membrana polimérica (PEME), electrolizadores de uso directo de agua salada (DES) y electrolizadores de óxido sólido (SOE).

A continuación, en la *Figura 2* se muestra un diagrama de bloques que ilustra las diferentes tecnologías de electrólisis aplicadas al contexto marino y sus correspondientes recursos y procesos previos a la electrólisis:

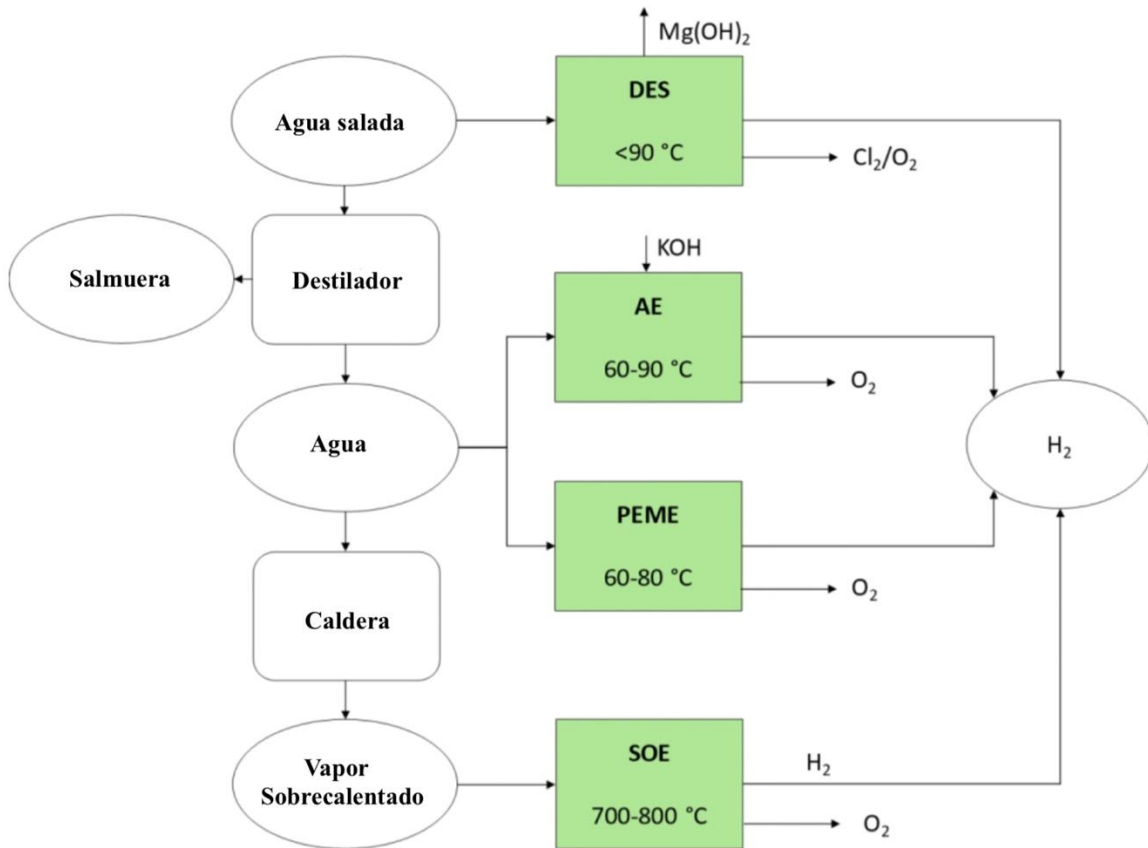


Figura 2. Diagrama de bloques sobre las diferentes tecnologías de electrólisis aplicadas al contexto marino. (Fuente: Modificado de [9])

Tal y como se puede observar en la *Figura 2*, el electrolizador de uso directo de agua salada (DES) es el único tipo de electrolizador que permite utilizar el agua de mar directamente sin necesidad de realizar un proceso previo de purificación del agua, mientras que las otras alternativas sí que necesitan dichos procesos previos de purificación.

En el caso de los electrolizadores alcalinos (AE) y los electrolizadores de membrana polimérica (PEME) necesitan agua purificada en estado líquido; mientras que los electrolizadores de óxido sólido (SOE) en lugar de usar agua líquida purificada utilizan vapor sobrecalentado que se obtiene calentando dicha agua previamente en una caldera.

Una vez ilustrada la visión general de los distintos electrolizadores, se procede a desarrollar más en profundidad cada uno de ellos:

- *Electrolizadores alcalinos (AE):*

Los electrolizadores alcalinos utilizan un electrolito líquido, como puede ser el hidróxido de potasio (KOH) o el hidróxido de sodio (NaOH), y agua. Si se comparan ambos electrolitos líquidos, el hidróxido de potasio (KOH) es comúnmente más utilizado, debido principalmente a que presenta una mayor conductividad específica que el hidróxido de sodio (NaOH). El hidrógeno se produce en una celda que consta de un ánodo, un cátodo y una membrana. Las celdas se suelen montar en serie para producir más hidrógeno y oxígeno a la vez. Cuando se aplica corriente a la pila de celdas de electrólisis, los iones de hidróxido se mueven a través del electrolito desde el cátodo hasta el ánodo de cada célula, generándose burbujas de gas hidrógeno en el lado del cátodo del electrolizador y de gas oxígeno en el lado del ánodo del electrolizador [8].

La membrana que actúa como separador puede obstruirse debido a las impurezas presentes en el agua de entrada. Como consecuencia de dichas impurezas, el electrolito se ensucia y pierde conductividad iónica. Por lo tanto, es necesario renovar periódicamente el electrolito. El hecho de que sea necesario renovar periódicamente el electrolito hace que la tecnología alcalina sea menos adecuada en alta mar [10].

En entornos terrestres los electrolizadores alcalinos son los más utilizados, mientras que en entornos marinos se pueden utilizar tanto electrolizadores alcalinos como PEME, aunque aún no existen estudios que revelan cual es la tecnología que mejor se adapta a los entornos marinos. Sin embargo, los electrolizadores alcalinos son más resistentes a impurezas en la fuente de alimentación de agua de entrada que los PEME, lo que los hace a priori la tecnología más idónea.

Los electrolizadores basados en esta tecnología suelen funcionar entre 60 °C y 90 °C.

Estos electrolizadores producen hidrógeno con una pureza del 99.8%, aunque si se precisa una mayor pureza, puede obtenerse hidrógeno con una pureza de hasta 99,99% añadiendo una etapa de purificación adicional (secado y deoxidación) [11].

En la *Figura 3* se ilustra el funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador alcalino:

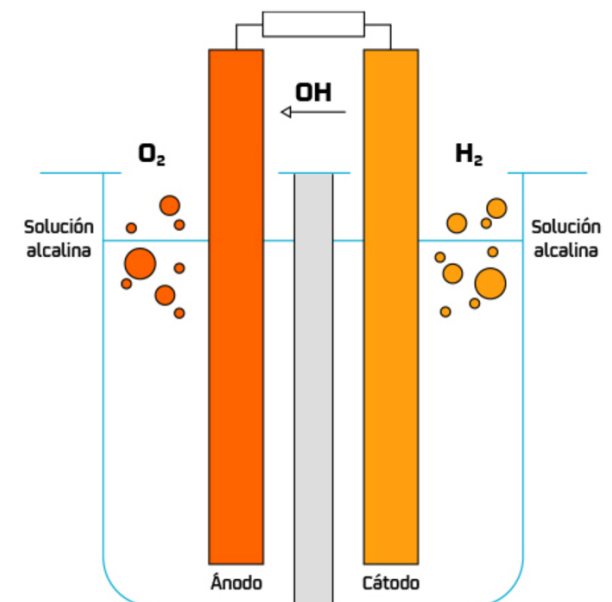


Figura 3. Esquema de funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador alcalino [12]

- *Electrolizadores de membrana polimérica (PEME):*

Este tipo de electrolizadores utilizan una membrana de intercambio de protones y un electrolito polimérico sólido. Cuando se aplica corriente a la pila, el agua se divide en hidrógeno y en oxígeno, y los protones del hidrógeno pasan a través de la membrana para formar gas de hidrógeno en el lado del cátodo.

Dentro de los diferentes tipos de electrolizadores, estos son los más populares, ya que son los que producen el hidrógeno de mayor pureza. Además, son fáciles de refrigerar y son los más adecuados para acoplarse a la variabilidad de energías renovables [8]. Los electrolizadores basados en esta tecnología suelen funcionar entre 60 y 80 °C y producen hidrógeno con una pureza del 99.9998%.

Este tipo de electrolizador puede funcionar con operación presurizada, a menudo a 30 bar, lo que ahorra energía en las etapas de compresión subsiguientes del hidrógeno producido. No obstante, los nuevos electrolizadores que están saliendo al mercado pueden operar hasta a 60 bares de presión.

Sin embargo, los electrolizadores de membrana polimérica son muy sensibles a las impurezas presentes en el agua de alimentación. La presencia de impurezas como los iones de magnesio y calcio puede provocar la precipitación y formación de incrustaciones en la membrana, lo que conduce a problemas operativos y a la reducción de la eficiencia. Por esta razón, los electrolizadores de membrana polimérica no resultan ser los más adecuados para la utilización en ambientes marinos [9].

En la *Figura 4* se ilustra el funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador de membrana polimérica:

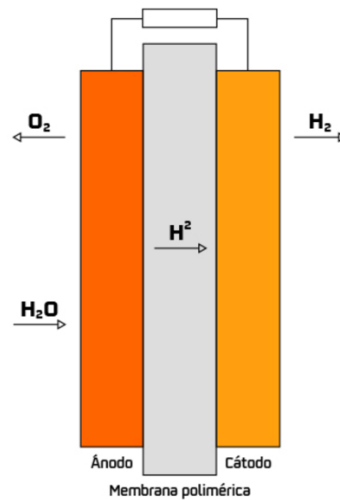


Figura 4. Esquema de funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador PEM [12]

- Electrolizadores de óxido sólido (SOE):

Los electrolizadores de óxido sólido utilizan un electrolito de cerámica que conduce iones de oxígeno (O₂⁻) cuando se calienta a altas temperaturas, generalmente entre 700 y 800 °C. Estas altas temperaturas permiten que las reacciones de electrólisis ocurran de manera más eficiente en comparación con las tecnologías de baja temperatura [12].

Tal y como se ha mencionado anteriormente, este tipo de electrolizadores utiliza vapor sobrecalentado en lugar de agua líquida para su funcionamiento, lo cual aumenta la eficiencia del proceso de separación del hidrógeno y oxígeno.

El proceso electroquímico de un electrolizador de óxido sólido (SOE) involucra la disociación de vapor de agua a altas temperaturas sobre un cátodo para formar hidrógeno e iones de oxígeno. Los iones de oxígeno se transportan a través de la membrana cerámica del electrolito hacia el ánodo, donde se recombinan y liberan como oxígeno molecular.

En cuanto a la posibilidad de utilizar este tipo de electrolizador en entornos marinos, no resulta ser la alternativa más eficiente. El problema radica en la escasa probabilidad de encontrar una fuente de calor de alta temperatura renovable para mantener el dispositivo SOE a temperatura de operación en todo momento. No mantener el dispositivo permanentemente a la temperatura de operación afecta la durabilidad y la dinámica de la planta.

En la *Figura 5* se ilustra el funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador de óxido sólido:

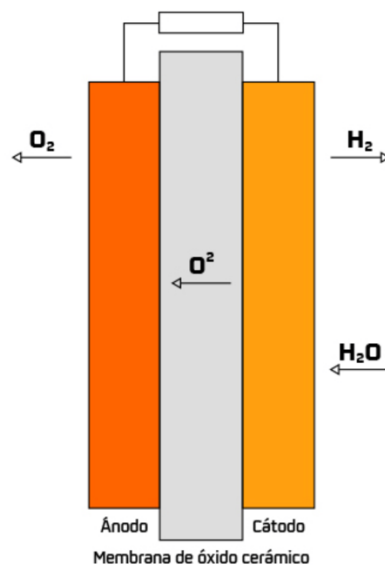


Figura 5. Esquema de funcionamiento de una celda electrolítica de un electrolizador SOE [12]

- *Electrolizadores de uso directo de agua salada (DES):*

Este tipo de electrolizador se caracteriza por su capacidad de utilizar directamente el agua de mar como recurso para la producción de hidrógeno, sin necesidad de procesos previos de desalinización y purificación. El agua de mar es un recurso prácticamente inagotable y se considera un electrolito natural, además de ser mucho más sostenible que el agua dulce. Por ello, resulta interesante evaluar la posibilidad de utilizar electrolizadores que usen directamente agua salada como electrolito, sobre todo en ambientes marinos, dónde es más sencillo extraer el agua salada para la alimentación del electrolizador.

El funcionamiento de este tipo de electrolizador consiste en lo siguiente: el agua de mar se introduce en una celda de electrólisis, que está compuesta por dos electrodos: un ánodo y un cátodo. Al aplicar voltaje entre estos electrodos, se induce un proceso electroquímico que descompone las moléculas de agua. Los iones de hidrógeno, que son positivamente cargados, se dirigen hacia el cátodo, donde ganan electrones y se convierten en hidrógeno gas (H_2). Este proceso se conoce como reducción, y el hidrógeno gaseoso producido se recoge para su uso posterior.

Mientras tanto, en el ánodo, ocurre una reacción de oxidación. Sin embargo, debido a la presencia de cloruro (Cl^-) en el agua de mar, es más probable que se produzca cloro gaseoso (Cl_2) en lugar de oxígeno (O_2), que sería el producto esperado en la electrólisis de agua pura. Esto se debe a que los iones de cloruro tienden a oxidarse más fácilmente que las moléculas de agua, liberando cloro en lugar de oxígeno.

Además de H_2 y O_2/Cl_2 , la electrólisis de agua salada puede generar hidróxido de sodio ($NaOH$) en la solución, debido a la reacción entre los iones de sodio y los iones hidróxido que permanecen en el electrolito [13].

Cabe destacar que la presencia de Mg^{2+} (acuoso) o Ca^{2+} (acuoso) en el agua de mar de alimentación previsiblemente producirá incrustaciones en el cátodo, afectando drásticamente su rendimiento [9].

Para evaluar si la utilización de electrolizadores de uso directo de agua salada en ambientes marinos resulta eficiente, hay que tener en consideración varios aspectos, ya que es una tecnología que actualmente se encuentra en desarrollo.

La idea principal es atractiva debido a la abundancia de agua de mar, que podría ofrecer un suministro prácticamente ilimitado de materia prima para la generación de hidrógeno, uno de los vectores energéticos más prometedores para el futuro. La facilidad de obtener agua de mar directamente sin necesidad de desalinización previa sugiere un proceso potencialmente más sencillo y económico que los métodos convencionales de electrólisis que requieren agua dulce.

Sin embargo, uno de los problemas principales que presenta el uso directo de agua salada es la corrosión de los componentes de la celda de electrólisis, causada por el entorno altamente corrosivo del agua de mar. Esto requiere el uso de materiales avanzados y costosos para los electrodos, como titanio recubierto con metales nobles, para asegurar una vida útil razonable de la celda [9].

Además, como se ha mencionado anteriormente, la presencia de iones de magnesio y calcio en el agua de mar puede causar incrustaciones en el cátodo, lo cual disminuye la eficiencia del proceso y aumenta la necesidad de mantenimiento.

La formación de cloro es otro subproducto que presenta desafíos tanto desde el punto de vista operativo como ambiental, dada la toxicidad y reactividad del cloro.

Por tanto, como conclusión, este tipo de electrolizadores ofrece una ruta prometedora para la producción sostenible de hidrógeno, pero la viabilidad técnica y económica de esta tecnología aún está por determinar. Se necesitará más investigación y desarrollo para mejorar los materiales, optimizar los procesos y disminuir los costos de operación y mantenimiento.

Una vez desarrollados los diferentes tipos de electrólisis, se muestra en la *Tabla 3* un resumen de los diferentes aspectos que definen cada alternativa, como son: el electrolito que utilizan, la fuente de alimentación, las temperaturas y presiones de operación, y las eficiencias energéticas de cada tecnología.

Electrolizador	AE	PEME	SOE	DES
Electrolito	KOH ó NaOH	Membrana Polimérica Sólida	Membrana Cerámica de Óxido Sólido	Agua Salada
Alimentación	Agua Pura	Agua Pura	Vapor Sobrecalentado	Agua Salada
Tª Operación	60-90 °C	60-80 °C	700-800 °C	<90 °C
P. Operación	25-30 bar	30-60 bar	1 bar	Atmosférica ó ligeramente superior

Tabla 3. Características de los diferentes tipos de electrólisis (Fuente: Elaboración propia a partir de [9])

En términos de como medir la eficiencia de los electrolizadores, existen principalmente dos alternativas: la eficiencia PCI (Poder Calorífico Inferior) y la eficiencia medida como kWh/kg de H₂. La eficiencia PCI se basa en el poder calorífico inferior del hidrógeno, que es la cantidad de energía térmica que se libera cuando el hidrógeno se convierte en agua en estado vapor, la cual no incluye la energía asociada con la fase de condensación del vapor a líquido. La eficiencia PCI en un contexto de producción de hidrógeno a menudo se expresa como la relación entre la energía térmica obtenida de la combustión del hidrógeno y la energía eléctrica utilizada para producir ese hidrógeno. Por otro lado, la eficiencia medida como kWh/kg de H₂ refleja la cantidad de energía eléctrica requerida para producir un kilogramo de hidrógeno.

No se considera la energía térmica potencial que se puede obtener de la combustión del hidrógeno; solo se tiene en cuenta la energía eléctrica consumida durante la electrólisis.

A continuación, se muestra en la *Tabla 4* una comparativa de las dos distintas medidas de eficiencia para los distintos tipos de electrolizadores que existen en la actualidad y la eficiencia que se espera que adquieran en el futuro:

Electrolizador		Eficiencia PCI (%)	Eficiencia kWh/kg
Alcalino	2020	63-70	50-78
	2030	65-74	48-70
	2050	70-80	<45
PEM	2020	56-65	50-83
	2030	63-68	46-70
	2050	67-74	<45
SOE	2020	74-81	45-55
	2030	77-84	43-52
	2050	77-90	<40

Tabla 4. Comparativa de las dos distintas medidas de eficiencia para los distintos tipos de electrolizadores actualmente y en el futuro (Fuente: Elaboración propia a partir de [14], [15])

No obstante, cabe destacar que, aunque generalmente se usa el PCI para calcular la eficiencia de un electrolizador, en varias ocasiones los fabricantes usan el PCS para calcular dicha eficiencia, ya que en este caso se obtienen valores de eficiencia superiores. Por tanto, para comparar eficiencias entre electrolizadores es necesario llevar todas las eficiencias a un término de eficiencia común. Para ello, se utilizan los valores (PCI 120 MJ/kg – PCS 141.86 MJ/kg) y se multiplica o divide consecuentemente según el caso.

Dado que los electrolizadores de uso directo de agua salada (DES) están actualmente en fase de desarrollo e investigación, no existe mucha información acerca de la eficiencia de estos electrolizadores, pero basado en el electrolizador creado por el equipo de la Universidad Tecnológica de Nanjing, el cual fue capaz de funcionar durante más de 3.200 horas sin fallos, consumió alrededor de 5 kWh por cada metro cúbico de hidrógeno producido. Dado que, en ese volumen, el hidrógeno transporta alrededor de 3,544 kWh de energía, la eficiencia PCI del electrolizador es de aproximadamente un 71% [16].

No obstante, dichos electrolizadores no requieren de procesos de desalinización previos del agua de entrada; por lo que, para realizar una comparativa equitativa, resultaría necesario incluir la energía consumida en la desalinización requerida para el uso del resto de electrolizadores.

2.3. H₂ VERDE OFFSHORE: VENTAJAS Y RAZONES PARA SU IMPLEMENTACIÓN

La implementación de la generación de hidrógeno verde en entornos offshore en lugar de onshore ofrece varias ventajas y razones estratégicas.

Una de las grandes ventajas que presenta la generación offshore es la gran escalabilidad que presenta. La ventaja de la escalabilidad asociada a la generación de hidrógeno offshore es uno de los aspectos más prometedores de esta tecnología, especialmente si se compara con las limitaciones que presentan los proyectos terrestres. Esta escalabilidad se basa en el amplio espacio disponible en los entornos marinos, que permite la realización de proyectos a una escala que sería difícil replicar en tierra debido a las limitaciones de espacio.

La posibilidad de escalar proyectos offshore facilita no solo el aumento de la capacidad de producción de hidrógeno verde, sino también la eficiencia en la inversión. A medida que los proyectos se expanden, se pueden lograr economías de escala que reducen el coste por unidad de energía producida y, por tanto, el coste del hidrógeno verde generado. Esto es crucial para mejorar la competitividad económica del hidrógeno como vector energético del futuro y para acelerar su implementación en los diferentes sectores de la industria.

Es importante considerar la disponibilidad de recursos hídricos para la producción de hidrógeno, dado que se requieren aproximadamente entre 9 y 10 litros de agua para obtener 1 kg de hidrógeno. En zonas donde el agua es un recurso natural escaso, como algunas regiones áridas o islas como Canarias, podría ser necesario recurrir a la desalinización y depuración para la obtención de agua. Esto destaca la necesidad de una gestión eficiente y sostenible del agua en la producción del hidrógeno.

Generalmente, este tipo de proyectos requiere de una inversión inicial grande, pero una situación estratégica del parque eólico a implementar puede llevar a la reducción de dicha inversión mediante el aprovechamiento de infraestructuras ya existentes, como es el caso de sistemas de tuberías o incluso plataformas previamente instaladas, reduciendo así los costes de inversión iniciales y aumentando la velocidad de ejecución del proyecto.

La comercialización de esta tecnología está aún en sus primeras fases y hasta la fecha tan solo 35 países tienen un plan de hidrógeno y 17 lo están preparando, según BNEF (Bloomberg New Energy Finance). IRENA (International Renewable Energy Agency) señala a China, la UE, India, Japón, Corea del Sur y EE.UU. como países pioneros [17].

2.4. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

La construcción de una red global de distribución eficaz que garantice un suministro constante y oportuno de hidrógeno a los consumidores depende en gran medida de sistemas de almacenamiento y transporte eficientes. La selección del método de almacenamiento más adecuado se basará en el propósito específico del hidrógeno, la cantidad requerida, el periodo de almacenamiento, la tasa de suministro necesaria, las condiciones geográficas disponibles y el alcance del almacenamiento, ya sea a nivel local o a gran escala.

El almacenamiento de hidrógeno puede clasificarse en dos categorías basadas en su portabilidad: estacionario y no estacionario.

El almacenamiento estacionario se refiere al almacenamiento de hidrógeno en un lugar fijo para uso a largo plazo. Este tipo de almacenamiento es adecuado para instalaciones que requieren un suministro constante y confiable de hidrógeno, como estaciones de recarga, plantas de energía o industrias. Los sistemas de almacenamiento estacionario suelen diseñarse para manejar grandes volúmenes y no requieren frecuentes operaciones de carga y descarga. La densidad energética y el tiempo de llenado no son limitantes críticos en este contexto.

El almacenamiento no estacionario se refiere a soluciones portátiles o móviles, donde el hidrógeno debe ser transportado, como en el caso de los vehículos de pila de combustible o aplicaciones donde el hidrógeno se traslada entre diferentes ubicaciones. En estos sistemas, aspectos como la densidad energética, el peso, la seguridad y el tiempo de llenado son cruciales, ya que afectan directamente la autonomía y la eficiencia del transporte o del dispositivo que utiliza el hidrógeno.

Hidrógeno como gas comprimido:

El almacenamiento de hidrógeno como gas comprimido representa una de las técnicas más extendidas y tecnológicamente avanzadas en la gestión del hidrógeno, ofreciendo una solución práctica y relativamente eficiente para una amplia gama de aplicaciones. La compresión del hidrógeno es un método que permite almacenar una mayor cantidad de hidrógeno con respecto al hidrógeno en estado gaseoso sin comprimir, debido a que al estar comprimido su densidad energética por unidad de volumen aumenta, lo que conlleva a poder utilizar un volumen reducido para almacenar la misma cantidad de hidrógeno, facilitando tanto su transporte como su almacenamiento estacionario.

Para maximizar la eficiencia y seguridad del almacenamiento de hidrógeno comprimido, se han desarrollado materiales compuestos para la construcción de los tanques. Estos materiales, que incluyen polímeros, fibras de carbono o vidrio, y resinas, permiten incrementar la presión de almacenamiento, reduciendo al mismo tiempo el tamaño y el peso del contenedor. Esta innovación material es crucial para superar los desafíos asociados con las altas presiones y las fatigas debidas a los ciclos continuados de carga y

descarga, así como para mitigar el riesgo de fragilización por hidrógeno, un fenómeno que puede comprometer la integridad estructural de los tanques metálicos [18].



Figura 6. Grieta generada por la fragilización por hidrógeno [18]

Los tanques se clasifican en varios tipos según su material de fabricación, peso y presión que pueden soportar [18]:

- **Tipo I:** Conformado principalmente por acero, representa la opción más económica pero también la más pesada, adecuada para aplicaciones estacionarias donde el peso no es una limitación crítica. Pueden almacenar el hidrógeno a una presión de entre 150 y 200 bar.
- **Tipo II:** Incorpora una capa interna de acero reforzada con fibras de vidrio o carbono, lo que permite soportar presiones más altas y reducir significativamente el peso en comparación con los tanques de Tipo I, pero también resultan más caros. La presión máxima de almacenamiento varía entre 250 y 300 bar.

- **Tipo III:** Construido con una fina capa de metal envuelta en un material compuesto de fibra y resina, que permite reducir el peso del contenedor con respecto a los anteriores. Su coste es también más elevado. Para las botellas de aluminio y fibra de vidrio, la presión máxima de almacenamiento ronda los 300 bar, mientras que los de aluminio y fibra de carbono soportan presiones de hasta 700 bar.
- **Tipo IV:** Es el que cuenta con la mejor relación peso-almacenaje. Suelen tener un plástico de polietileno de alta densidad para el revestimiento y un material de fibra de carbono/vidrio de carbono para la estructura. Es el más ligero de los cuatro tipos, pero también el más caro. La presión de almacenamiento máxima ronda los 700 bar.
- **Tipo V:** Aunque se encuentra aún en fase de desarrollo, promete ser aún más ligero que el Tipo IV, eliminando completamente el revestimiento metálico y utilizando exclusivamente materiales compuestos, aunque actualmente solo es viable para almacenar hidrógeno a presiones más bajas.

En la *Figura 7*, se muestra una comparativa de los cuatro tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno a presión que actualmente se utilizan:

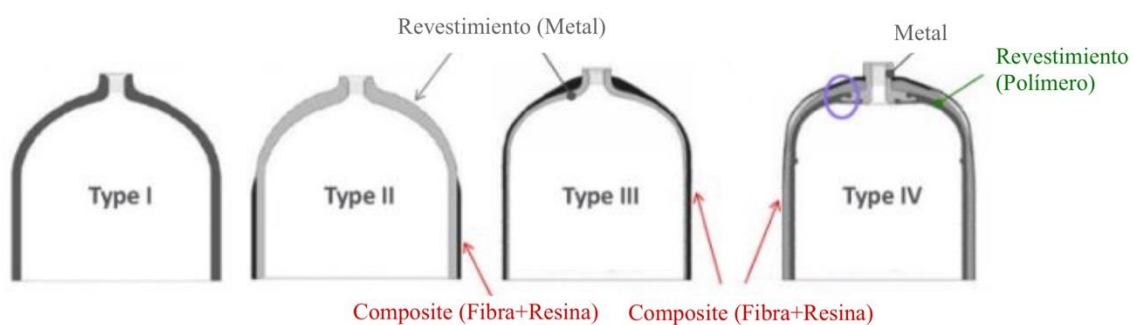


Figura 7. Comparativa entre los tipos de tanques de almacenamiento de hidrógeno a presión (Fuente: Modificado de [19])

A pesar de las ventajas, uno de los principales inconvenientes del almacenamiento de hidrógeno comprimido es el elevado costo energético requerido para comprimir el gas. Este factor, junto con el costo de los materiales avanzados utilizados en los tanques de Tipo III, IV y V, puede influir en la viabilidad económica de su uso, especialmente en aplicaciones móviles donde la eficiencia energética y el costo son críticos.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento a gran escala, el hidrógeno se puede almacenar como gas comprimido en sistemas estacionarios, como cavernas de sal, antiguos acuíferos y yacimientos de gas natural.

Las cavernas de sal se prefieren por su alta integridad estructural y la capacidad de crear espacios de almacenamiento de tamaño y forma controlados mediante la disolución de la sal. Estas cavernas ofrecen un entorno altamente impermeable que minimiza el riesgo de fugas de hidrógeno. Además, la presión puede ser manejada de manera eficiente en estas estructuras, lo que permite el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno a presiones relativamente altas. Un ejemplo destacado es el Proyecto de Almacenamiento de Hidrógeno en Cavernas de Sal en Teesside, Reino Unido, que busca utilizar estas estructuras geológicas para almacenar hidrógeno a gran escala como parte de su estrategia de energía limpia [20].

Los acuíferos, por otro lado, son formaciones de roca porosa saturadas con agua que pueden ser adaptadas para almacenar hidrógeno. Aunque pueden no ser tan herméticos como las cavernas de sal y podrían requerir más trabajo para asegurar la contención del hidrógeno, los acuíferos tienen el potencial de almacenar enormes volúmenes de hidrógeno. En Alemania, el proyecto H2STORE investiga el uso de acuíferos para el almacenamiento subterráneo de hidrógeno, demostrando la viabilidad técnica y económica de este enfoque [21].

Los yacimientos de gas natural agotados presentan una opción para reutilizar infraestructura existente y conocimientos geológicos. Estos yacimientos ya han demostrado su capacidad para contener gas a largo plazo y pueden ofrecer una transición económica hacia el almacenamiento de hidrógeno, especialmente en áreas donde la extracción de gas natural ha cesado. Aunque la adaptación de estos yacimientos para el hidrógeno puede requerir una inversión inicial para modificar las instalaciones existentes, el aprovechamiento de los pozos y sistemas de monitoreo existentes puede reducir significativamente los costos en comparación con desarrollar nuevas instalaciones de almacenamiento.

En la *Figura 8* se muestra una comparativas entre las 3 diferentes alternativas de almacenamiento de hidrógeno a gran escala:

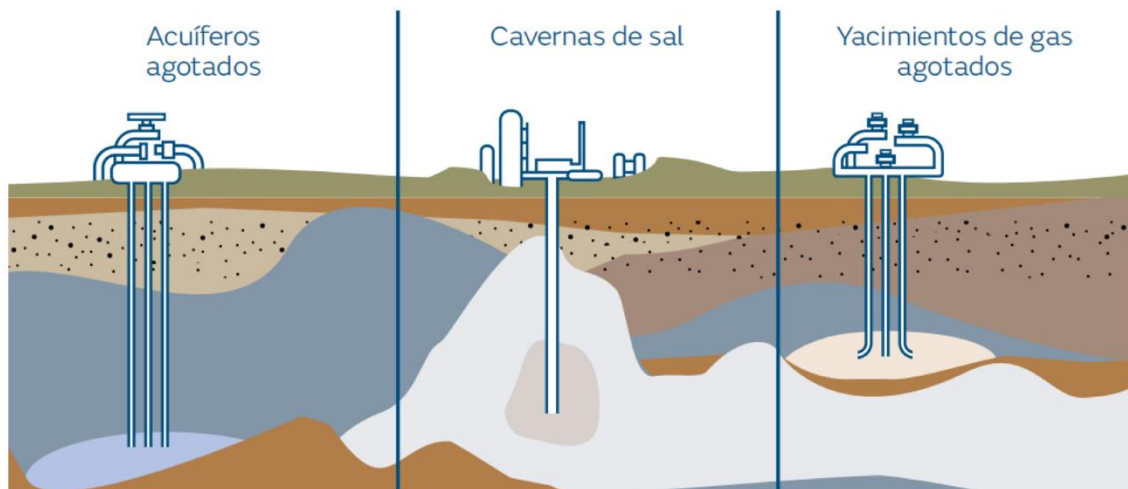


Figura 8. Alternativas de almacenamiento de hidrógeno a gran escala (Fuente: Fundación Naturgy)

Hidrógeno licuado:

El almacenamiento de hidrógeno líquido es una tecnología que permite aprovechar el aumento de la densidad energética del hidrógeno al enfriarlo a temperaturas criogénicas cercanas a los -253°C . A estas temperaturas extremadamente bajas, el hidrógeno adopta una forma líquida, con la principal ventaja de que su densidad energética por unidad de volumen es mucho mayor que las soluciones basadas en gas, incluso a bajas presiones.

El proceso de licuefacción del hidrógeno a menudo implica el uso de sistemas de refrigeración criogénica, como el ciclo de Linde-Hampson, que es una metodología establecida para enfriar gases hasta convertirlos en líquidos. La desventaja más evidente es el coste energético asociado al proceso de licuefacción y mantenimiento de una temperatura criogénica, que puede llegar a 30-40 % de la energía total contenida en el hidrógeno almacenado [18].

No obstante, además de los altos costos energéticos asociados con la licuefacción y el mantenimiento del hidrógeno líquido, un desafío significativo es la evaporación o "boil-off" del hidrógeno debido a la transferencia de calor con el entorno. Esto requiere sistemas de manejo del gas evaporado para evitar la presurización excesiva y la pérdida de producto.

Una vez licuado, el hidrógeno puede ser almacenado en tanques criogénicos diseñados para minimizar la transferencia térmica con el entorno y mantener la temperatura necesaria para evitar la evaporación.

El hidrógeno líquido es particularmente útil en aplicaciones donde la densidad energética es primordial y el espacio es limitado, como es el caso del transporte marítimo intercontinental de hidrógeno, donde la reducción del volumen del combustible es crucial para la eficiencia de dicho transporte marítimo [18].

En cuanto a la forma que deben tener los tanques de almacenamiento de hidrógeno líquido, la forma más eficiente se diseña para minimizar la transferencia de calor y maximizar la capacidad volumétrica. Los tanques esféricos o cilíndricos con extremos hemisféricos son a menudo preferidos debido a su relación superficie-volumen favorable, lo que reduce la cantidad de área a través de la cual el calor puede ingresar. Estas formas también ayudan a distribuir uniformemente la presión en las paredes del tanque, lo que es particularmente importante a las temperaturas tan bajas necesarias para el almacenamiento de hidrógeno líquido [22].

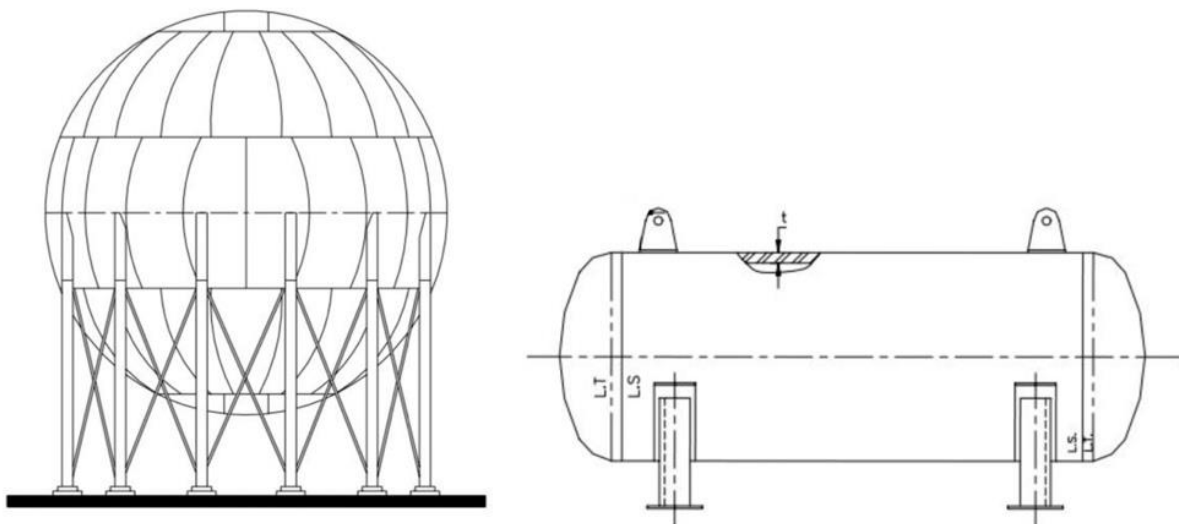


Figura 9. Diseño de tanque esférico y cilíndrico con extremos hemisféricos (Fuente: Modificado de [23])

Adicionalmente, en la *Figura 10* puede visualizarse el uso de tanques esféricos para el transporte de hidrógeno líquido a través de buques:



Figura 10. Uso de tanques esféricos en el transporte de hidrógeno líquido [24]

Amoníaco y otros líquidos orgánicos portadores de H₂ (LOHC):

Líquidos orgánicos portadores de H₂ (LOHC):

Una de las barreras tecnológicas en las que se está trabajando en los últimos tiempos es la mejora del almacenamiento de hidrógeno mediante líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (Liquid Organic Hydrogen Carrier, LOHC). Es importante destacar que, aunque su empleo como almacenamiento de hidrógeno se ha comenzado a investigar en los últimos tiempos, las reacciones químicas en las que interviene el hidrógeno han sido utilizadas con éxito en la industria durante décadas, por ejemplo, para la modificación de aceites vegetales, grasas o derivados del petróleo [25].

Los LOHC se encuentran en estado líquido en condiciones ambientales y presentan propiedades similares a las de los combustibles fósiles. Existen una gran variedad de LOHC, tales como el metanol, el octano, el amoníaco o los derivados amónicos y los líquidos orgánicos como el metilciclohexano (MCH) o el 12-H N-etilcarbazol (NEC), entre otros. De entre ellas, destaca el amoníaco, al no contener carbono en su molécula y contar con una infraestructura propia desarrollada [26].

La tecnología de almacenamiento de hidrógeno que emplea LOHC se basa en el proceso de hidrogenación-deshidrogenación. Una reacción de hidrogenación consiste en la adición de hidrógeno a otro compuesto. En general, la misma tiene lugar de manera reversible, lo que significa que es posible obtener el reactivo inicial liberando el gas incorporado mediante la reacción inversa, llamada deshidrogenación. Además, durante el proceso se produce una compensación de la energía: la reacción de hidrogenación es una reacción exotérmica, mientras que la deshidrogenación es endotérmica. Esto implica que la energía liberada en la primera es igual a la energía que es necesaria aportar para que tenga lugar la segunda, obteniéndose idealmente un requerimiento energético neto igual a cero [25].

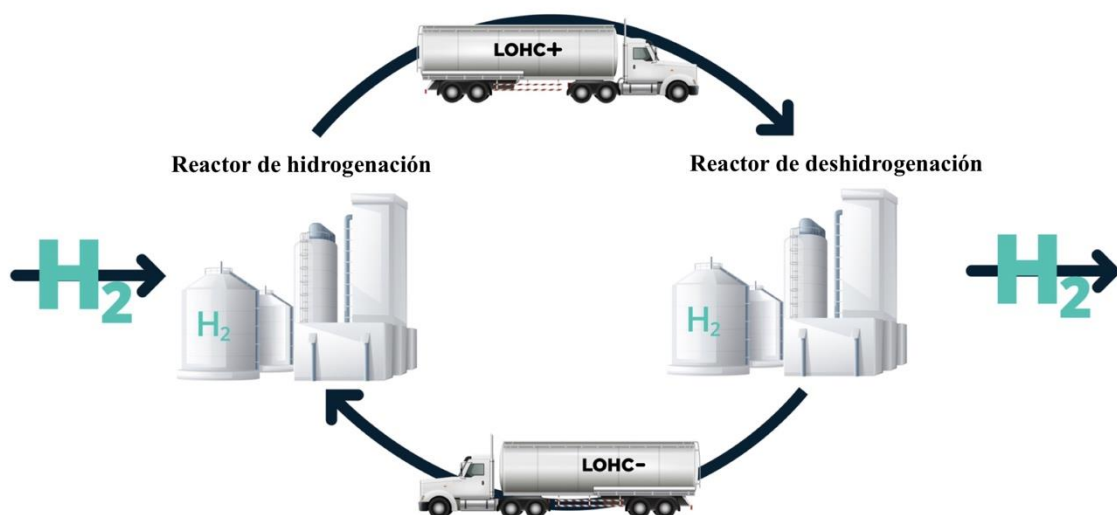


Figura 11. Proceso de distribución de hidrógeno a través de LOHC (Fuente: Modificado de [27])

Amoníaco:

El amoníaco es el segundo compuesto químico más producido en el mundo, pues cuenta con multitud de aplicaciones en diversas industrias. Si bien su obtención hasta ahora ha supuesto el uso de combustibles fósiles, es precisamente por el uso de hidrógeno verde que se ha abierto la puerta a poder hablar de amoníaco verde. El amoníaco destaca entre el resto de LOHC, debido principalmente al no contener carbono en su molécula.

En el proceso conocido como síntesis de amoníaco (es decir, la combinación de hidrógeno y nitrógeno para producir amoníaco o NH_3) está también la clave para poner en marcha el almacenamiento del hidrógeno. Así, cuando se descompone, el amoníaco verde supone un eficiente portador de hidrógeno (siendo el porcentaje un 17,8% de contenido de hidrógeno en masa).

Mientras que el hidrógeno requiere compresión a altas presiones o licuefacción a temperaturas criogénicas, el amoníaco líquido puede almacenarse a una presión de 8-10 bar a temperatura ambiente o a una temperatura de -33°C a presión atmosférica. Esta característica reduce significativamente la complejidad y el costo asociado con el almacenamiento.

El amoníaco también tiene la ventaja de poder almacenarse en recipientes más pequeños y ligeros en comparación con los necesarios para el hidrógeno, gracias a su mayor densidad energética. Además, su red de distribución ya está bien establecida en muchas partes del mundo, lo que significa que se pueden reutilizar las infraestructuras existentes para la distribución de amoníaco verde, reduciendo así los costos y acelerando su implementación.

La seguridad es otra área donde el amoníaco tiene ventajas. Es menos inflamable que el hidrógeno y las fugas son más detectables, lo que contribuye a un perfil de seguridad mejorado durante su almacenamiento.

Por tanto, debido a todo lo expuesto anteriormente, el amoníaco se posiciona como un método altamente eficaz para el almacenamiento de hidrógeno verde.

Proyectos como ARENHA de la Unión Europea están trabajando para desbloquear el potencial del amoníaco verde, demostrando el compromiso global con soluciones innovadoras para el desafío del almacenamiento de energía [28].

Gas natural sintético (Power-to-gas):

Power-to-Gas (P2G) es el proceso de convertir el excedente de energía renovable en hidrógeno gaseoso mediante electrólisis. El hidrógeno producido se puede utilizar directamente o puede someterse a un proceso adicional de metanación, donde se combina con dióxido de carbono (CO_2) para producir metano (CH_4), el principal componente del gas natural. A continuación, el hidrógeno puede inyectarse en la red de gas natural. De este modo, el hidrógeno puede desplazar al gas natural, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de combustibles con alto contenido en carbono. El P2G es un medio eficaz de transición hacia una combinación de gas natural más ecológica [29].

La relación del hidrógeno con el GNS es fundamental, ya que el hidrógeno actúa como un intermediario energético que puede ser transformado y almacenado como gas natural sintético. Esto ofrece una solución para el desafío de almacenar el excedente de energía renovable, proporcionando una forma de convertir y guardar esta energía para su uso cuando la producción de energía renovable es baja o la demanda es alta.

Sin embargo, la eficiencia general del proceso Power-to-Gas, especialmente cuando se incluye la etapa de metanación, puede ser un desafío, ya que la conversión de energía en gas conlleva pérdidas energéticas. Por lo tanto, la optimización de la eficiencia y la reducción de los costes son áreas clave de investigación y desarrollo en la tecnología Power-to-Gas.

En resumen, el Gas Natural Sintético a través de la tecnología Power-to-Gas ofrece una estrategia prometedora para el almacenamiento a largo plazo de energías renovables, facilitando la transición hacia un sistema energético más sostenible y flexible.

La capacidad de convertir el hidrógeno verde en metano ofrece una integración más fluida con la infraestructura y los mercados de gas natural existentes, brindando una solución versátil para el almacenamiento y uso de energía renovable.

En la *Figura 12* se muestra la secuencia de procesos que tiene lugar en el uso de la tecnología Power-to-Gas:

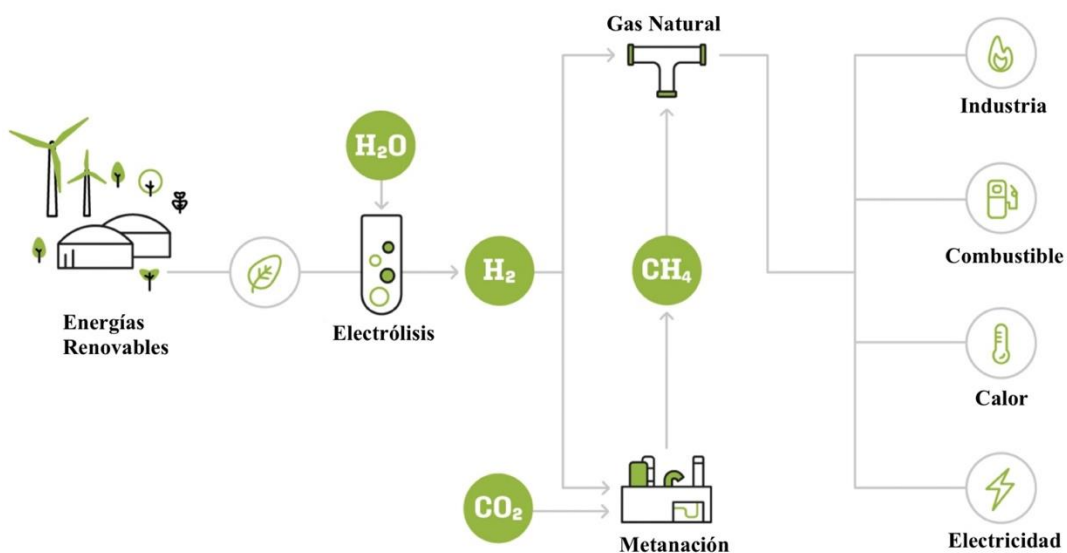


Figura 12. Secuencia de procesos en el uso de la tecnología Power-to-Gas (Fuente: Modificado de [30])

Combustibles líquidos sintéticos (Power-to-liquid):

Los combustibles líquidos sintéticos (Power-to-Liquid, PtL) representan una innovadora solución energética que transforma fuentes de energía renovable en combustibles líquidos mediante el uso de hidrógeno como intermediario. Este proceso comienza con la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua, utilizando electricidad generada por fuentes renovables. El hidrógeno producido se combina luego con dióxido de carbono (CO₂) capturado del aire o de procesos industriales para producir

hidrocarburos líquidos mediante un proceso químico conocido como síntesis Fischer-Tropsch. Este proceso es clave para la creación de combustibles sostenibles, permitiendo el almacenamiento de energía renovable en forma de combustibles líquidos versátiles y de fácil transporte.

2.5. *TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO*

Para determinar cuál es la opción óptima para su transporte, deben tenerse en cuenta diversos factores, tales como el caudal producido y el caudal de consumo en cada punto (Nm^3/h), la distancia desde la planta de producción hasta el punto o puntos de consumo y el uso que se le va a dar en los diferentes tipos de consumos. En función de estos factores, en la *Figura 13* se muestran las alternativas disponibles para el hidrógeno obtenido según su estado:

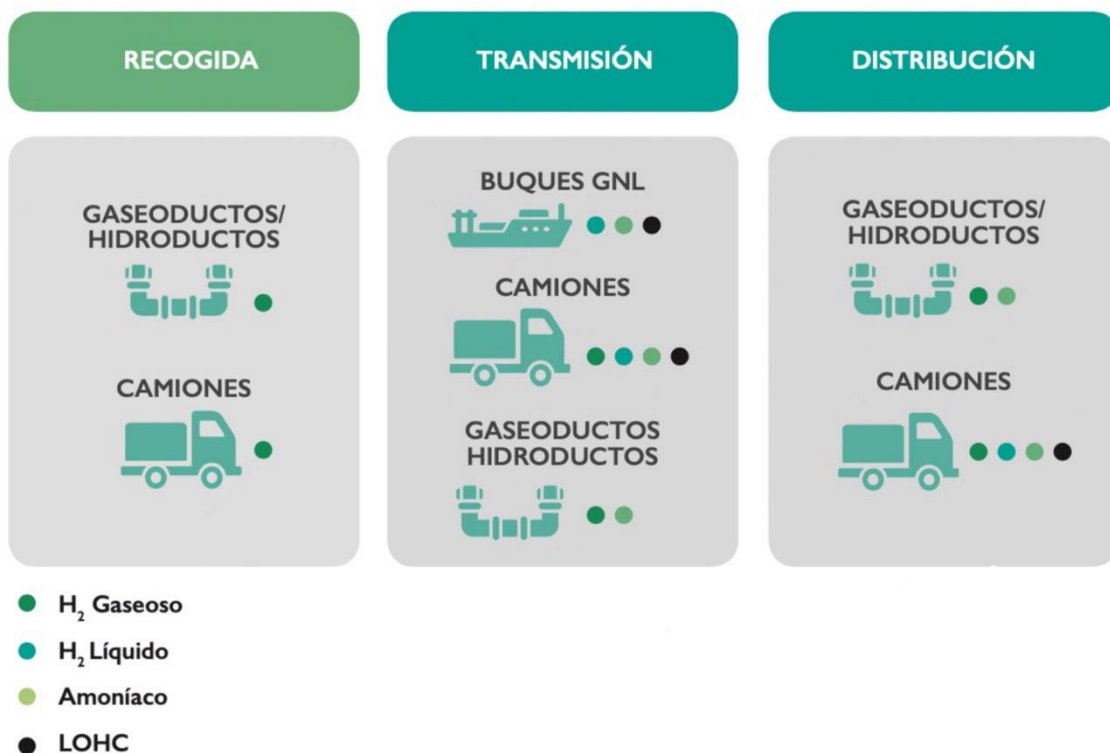


Figura 13. Logística del hidrógeno (Fuente: Modificado de [26])

El transporte de hidrógeno se puede llevar a cabo principalmente a través de tres medios: camión, barco o tuberías. Para ello, el hidrógeno debe estar comprimido o licuado, o bien ser transportado mediante líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC) u otros portadores químicos.

Camión:

El transporte de hidrógeno por carretera mediante camiones se puede realizar tanto comprimido como licuado.

Cuando se transporta gas comprimido mediante camión, el coste variable asociado al transporte es elevado, debido principalmente a la distancia a recorrer y al bajo volumen de hidrógeno que es posible transportar; sin embargo, los costes fijos son bajos y flexibles. Esto implica que cuando la distancia al lugar de destino aumenta, el transporte como gas comprimido deja de ser rentable, siendo el transporte de hidrógeno líquido una mejor opción. Los camiones cisterna pueden transportar 360 kg para hidrógeno comprimido y 4.300 kg para hidrógeno líquido. Para el caso del transporte de hidrógeno líquido, éste presenta una tasa de evaporación de aproximadamente 0.3-0.6 %/día [26], [31].

Barco:

El transporte de hidrógeno en barcos suele realizarse con hidrógeno licuado, ya que de esta forma se aprovecha de mejor manera el volumen de carga de los buques. Esto es debido a que la densidad energética del hidrógeno por unidad de volumen en estado gaseoso es menor que la densidad energética del hidrógeno por unidad de volumen en estado líquido. Los tanques utilizados en los buques de carga para el transporte marítimo tienen una capacidad de unas 70 toneladas de hidrógeno. El medio de transporte marítimo presenta una tasa de evaporación de aproximadamente 0.2-0.4 %/día [31].

Tubería:

Respecto al transporte de hidrógeno en forma de gas comprimido, existe la forma de transportar conjuntamente hidrógeno verde y gas natural, potenciando el uso de gasoductos para el transporte de hidrógeno.

La mezcla de hidrógeno en redes de tuberías de gas natural se ha propuesto como un medio para suministrar hidrógeno a los mercados, utilizando tecnologías de separación y purificación aguas abajo que permitan extraer el hidrógeno de la mezcla cerca del punto de uso final. Este procedimiento permite el ahorro de los costes de inversión necesarios en la creación de la infraestructura requerida para el transporte de hidrógeno.

Los costes de inversión van en función del diámetro de las tuberías. Si se realiza una comparación con el gas natural, para transportar hidrógeno, como su densidad energética por unidad de volumen es aproximadamente un cuarto de la del gas natural, existen dos opciones: utilizar una tubería de mayor diámetro o una mayor presión para suministrar la misma cantidad de energía.

Actualmente, existe un prototipo de gasoducto que permite separar el hidrógeno del gas natural mediante la utilización de una membrana de carbono en el interior del gasoducto. Dicha membrana, fabricada a partir de materiales cerámicos o de carbono, separa las pequeñas moléculas de hidrógeno que forman el gas y que atraviesan la membrana, mientras que las moléculas de metano de mayor tamaño se quedan retenidas. Los poros del carbono tienen menos de un micrómetro de diámetro y esto los hace efectivos para la separación de gases. Según los resultados, con este método se puede obtener hidrógeno con un grado de pureza del 80 % [32].

Se muestra en la *Figura 14* el esquema de funcionamiento de dicho gasoducto:

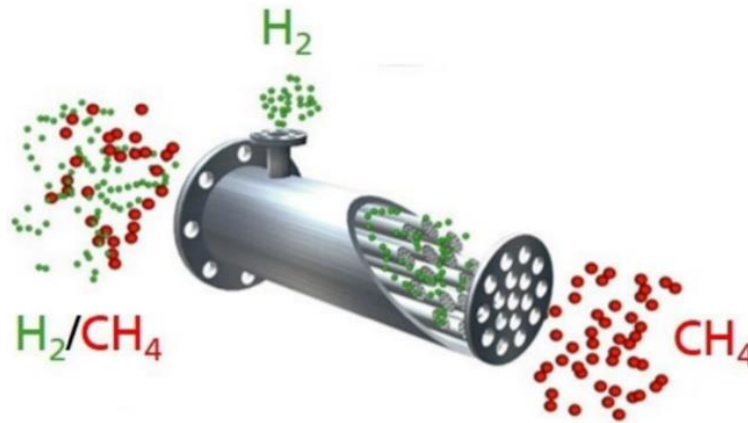


Figura 14. Prototipo de gasoducto para separación de hidrógeno del gas natural [32]

Por tanto, a modo resumen, se describe el medio de transporte más eficiente según distancia y cantidad de hidrógeno a transportar:

- **Transporte por carretera:** Para distancias cortas y pequeñas cantidades de hidrógeno se utiliza hidrógeno como gas comprimido, y para largas distancias (+500 km) se utiliza hidrógeno en estado líquido o líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC) para su transporte.
- **Transporte marítimo:** Se suele utilizar hidrógeno líquido, para así aprovechar de mejor manera el volumen de carga de los buques. Se usa este medio de transporte cuando las distancias son mayores de aproximadamente 5000 km y para grandes cantidades de producto.
- **Transporte por tubería:** Se suele utilizar hidrógeno en estado gaseoso. Al igual que en el transporte marítimo, se utiliza para transportar grandes cantidades a grandes distancias.

Otro factor importante a tener en cuenta en el transporte del hidrógeno es el coste del mismo. Dicho coste es variable, dependiendo del volumen de hidrógeno a transportar, el medio de transporte a emplear y la distancia total a recorrer.

A continuación, se muestra en la *Figura 15* una comparativa entre los costes de transporte de hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg):

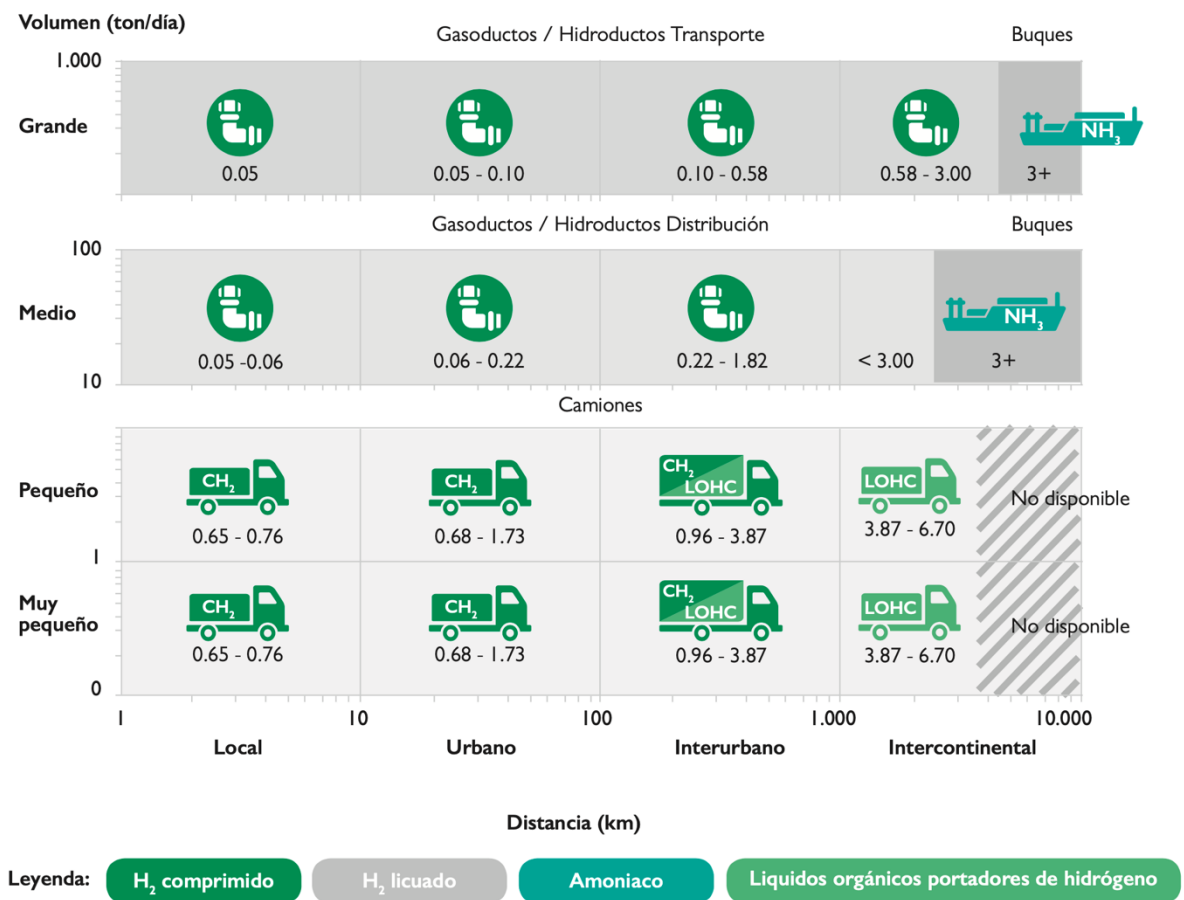


Figura 15. Costes de transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado (\$/kg) [26]

Tal y como se puede observar, los gasoductos/hidroductos son más económicos para grandes volúmenes y distancias cortas a medianas, mientras que los camiones son preferibles para volúmenes pequeños, aunque con costos que aumentan significativamente con la distancia. Los buques son viables únicamente para volúmenes grandes y medianos en distancias intercontinentales .

Los costes mostrados en la *Figura 15* hacen referencia a los costes de transporte de hidrógeno en función de la distancia recorrida y volumen transportado en un contexto actual. Sin embargo, se espera que los costes de transporte del hidrógeno se reduzcan a largo plazo gracias a las economías de escala y al grado de aprendizaje.

La estimación de los nuevos costes asociados al transporte del hidrógeno para 2030 y 2050 se muestran en la *Figura 16*, mostrada a continuación:

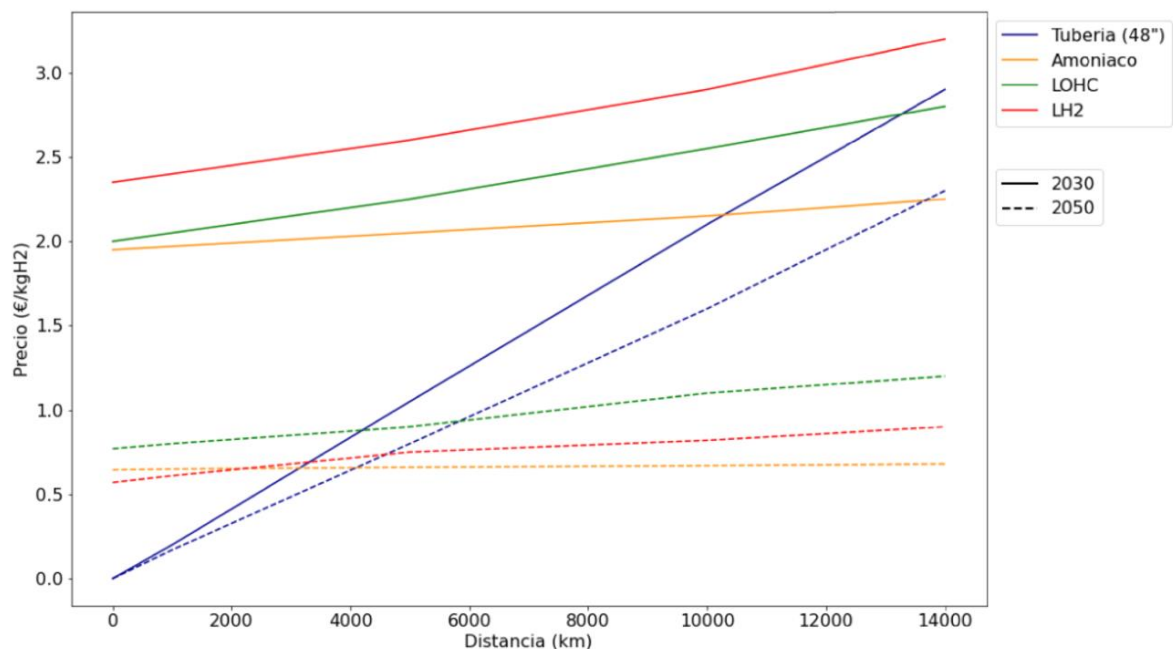


Figura 16. Coste de transporte de hidrógeno según la distancia y el modo de transporte para 2030 y 2050 [33]

Como se puede ver en la *Figura 16*, para 2030 la mejor forma de transportar hidrógeno a distancias de hasta 10 000 km es por tubería, siempre que sea posible. En caso contrario, el transporte en forma de amoníaco por barco es la mejor opción, siendo su coste de alrededor de 2€/kgH₂, muy cercano al coste de producción de hidrógeno esperado para 2030 en muchas regiones exportadoras.

Se espera que los costes de transporte se reduzcan significativamente para 2050 debido a la innovación, que permitirá minimizar el consumo de energía en la licuefacción del hidrógeno y la conversión a amoníaco y LOHC, y a las economías de escala, que logran una reducción de hasta un 80% en los costes de inversión de estas tecnologías. Estas innovaciones implican que el transporte de hidrógeno por barco se vuelva más competitivo, siendo una mejor opción para transportar hidrógeno que las tuberías a partir de 4 000 km [33].

2.6. GENERACIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE EÓLICA MARINA

La integración de la energía eólica marina con la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis representa una estrategia innovadora y prometedora para avanzar hacia la descarbonización global y aprovechar al máximo las fuentes de energía renovable.

La energía eólica marina, conocida por su alta fiabilidad y capacidad para generar electricidad de manera consistente gracias a los fuertes y constantes vientos en alta mar, se posiciona como una base sólida para la generación sostenible de hidrógeno. Este potencial es especialmente relevante para los Pequeños Países Insulares en Desarrollo (PEID) y las regiones costeras remotas, donde la energía eólica marina puede ofrecer una alternativa real a los costosos y contaminantes combustibles fósiles importados. El hidrógeno verde puede reforzar la independencia, seguridad y resiliencia energética de los países al reducir la dependencia de las importaciones y la volatilidad de los precios e impulsar la flexibilidad del sistema energético [20].

En 2022 se inauguró en Francia la primera plataforma de producción de hidrógeno verde en el mar. El electrolizador, suministrado por Plug Power y desarrollado con Lhyfe, es el primero capaz de funcionar en una plataforma flotante. Utilizará la electricidad suministrada por la turbina eólica marina flotante de BW Ideol Floatgen, instalada en el test site en alta mar en 2018 [17].

Con el 80% del potencial mundial de recursos eólicos marinos en zonas con una profundidad de agua superior a 60 metros, a partir de 2030 se espera ver una rápida aceleración de la energía eólica marina flotante [13].

En Europa, en cuanto a eólica marina se refiere, se espera que se encuentren instalados 60 GW para 2030 y 300 GW para 2050, con un 45% de la energía procedente de energía renovable para 2030 [17].

En términos globales, para 2030, los expertos del sector estiman que podrían instalarse entre 5 GW y 30 GW de capacidad flotante en alta mar en todo el mundo y que, según el ritmo de desarrollo en las distintas regiones, los parques eólicos flotantes podrían cubrir entre el 5% y el 15% de la capacidad mundial instalada de energía eólica en alta mar (casi 1 000 GW) para 2050 [34].

Esto se puede visualizar en la *Figura 17*:

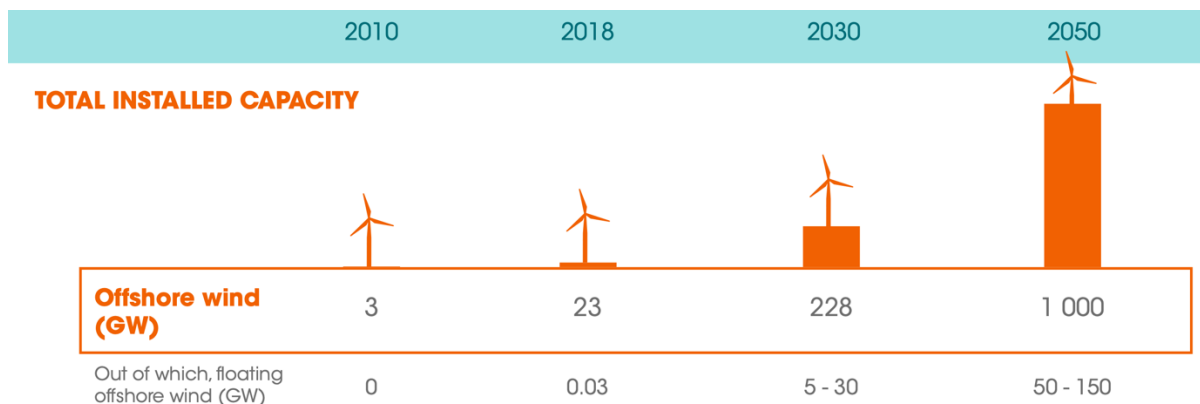


Figura 17. Proyecciones de eólica marina mundial para 2030 y 2050 [34]

No obstante, el Gobierno de Dinamarca, IRENA y GWEC (Global Wind Energy Council) fundaron la GOWA (Global Offshore Wind Alliance) en septiembre de 2022, con una visión más optimista de la expuesta anteriormente, con el fin de impulsar la implantación de la energía eólica marina mediante la movilización política y la creación de una comunidad mundial de prácticas. GOWA pretende contribuir a alcanzar una capacidad eólica marina mundial total de al menos 380 GW para 2030 y 2.000 GW para 2050, con un despliegue medio anual de 35 GW durante la década de 2020 y un mínimo de 70 GW anuales a partir de 2030 [17].

2.7. TIPOS DE PLATAFORMAS FLOTANTES EÓLICAS MARINAS

Tal y como se ha descrito anteriormente, este proyecto se centra en la definición de una planta de producción de hidrógeno verde alimentado a través de energía eólica offshore. Dichos aerogeneradores necesitan una superficie sobre la que instalarse, y es ahí donde entra el concepto de plataforma flotante. Una plataforma flotante es la subestructura de hormigón, de acero o híbrida sobre la que se instala el aerogenerador y le proporciona flotabilidad y estabilidad. La elección de un tipo u otro dependerá de las condiciones del mar y los fondos marinos, los vientos de la zona, el tamaño del aerogenerador, la profundidad de los puertos, las instalaciones de fabricación o la disponibilidad y precio de los materiales y equipos [35].

Existen principalmente cuatro tipos de plataformas flotantes para los aerogeneradores, las cuales se describen a continuación:

- **Barcaza:** El concepto es parecido al de un barco en lo que se refiere a dimensiones. Es decir, el tamaño de manga y eslora (largo y ancho) es sensiblemente mayor al del calado (altura). La plataforma flotante presenta mucha superficie de contacto con el agua, que es precisamente lo que le da estabilidad.

Al igual que los barcos, están hechos para moverse y evitar sobreesfuerzos y tensiones en la estructura. Para minimizar esos movimientos, la plataforma suele dotarse de placas de arfado (heave plates), que son unas superficies que se sitúan debajo de la línea de flotación [35].

- **Semisumergible:** Este diseño busca minimizar la superficie expuesta al agua, pero siempre maximizando el volumen, que es el que realmente desplaza la masa de agua y aporta flotabilidad. Son estructuras que flotan parcialmente sumergidas en la superficie mientras que están ancladas al fondo marino mediante líneas de amarre tipo catenaria. Suelen tener columnas de gran tamaño conectadas entre sí por elementos tubulares que proporcionan la estabilidad a la estructura. Además, a pesar de su gran tamaño y peso, las plataformas semisumergibles pueden ser remolcadas a diferentes ubicaciones, lo que les confiere una ventaja en términos de movilidad y flexibilidad operativa [20].
- **SPAR:** Las plataformas SPAR consisten en estructuras de gran longitud que se extienden verticalmente bajo el agua, ancladas al lecho marino. La parte superior del cilindro sobresale por encima de la superficie del mar y sirve como plataforma de trabajo. Esta configuración proporciona una excelente estabilidad incluso en aguas muy profundas. Las plataformas SPAR instaladas actualmente son cilindros largos y delgados. La flotabilidad se la da la geometría del cilindro, mientras que la estabilidad se la da el peso en el punto más bajo. Como las turbinas son cada vez más grandes, obliga a cilindros muy largos para compensar los pesos, lo que hace esta solución muy difícil de fabricar, transportar e instalar, requiriendo además emplazamientos con profundidades muy grandes [35].

- **TLP (Tensioned Legs Platform):** Las TLP son plataformas flotantes ancladas al fondo marino mediante tendones verticales tensados. Estos tendones son tubos o cables de acero que mantienen la plataforma en tensión vertical, lo que limita sus movimientos horizontales, verticales y rotacionales de cabeceo y balance, actuando como un péndulo invertido.

Los fondeos de las plataformas TLP son tendones que funcionan de manera distinta a las catenarias tensionadas, que pueden ser de fibra, cable o tubo de acero. Son indicados para grandes profundidades ya que mejoran el comportamiento de la plataforma y el impacto del fondeo en el fondo marino. Sin embargo, requieren de un mayor esfuerzo económico para su construcción y despliegue en comparación con los otros tipos de plataformas flotantes ya que, por lo general, las TLP no son estables sin los tendones [35].

Una vez se han descrito los cuatro tipos de plataformas flotantes, se muestra en la *Figura 18* una imagen que enseña los distintos tipos de plataformas flotantes:

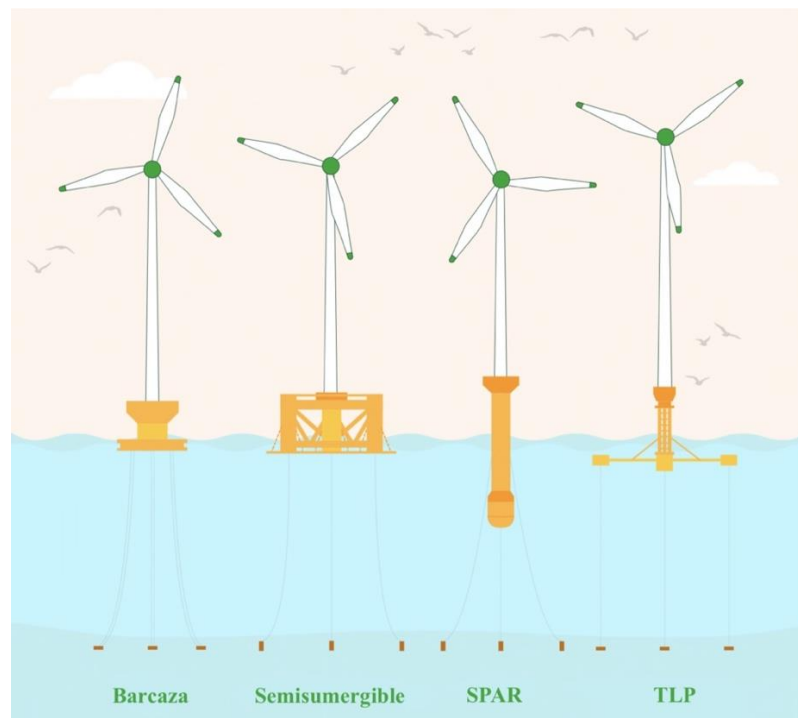


Figura 18. Tipos de plataformas flotantes eólicas marinas (Fuente: Modificado de [35])

Capítulo 3. Caso Base

3.1. SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO

Para la selección del emplazamiento, es necesario que la zona en la cual vaya a ser colocada la plataforma sea una zona de alto potencial de desarrollo de recurso eólico. Para ello, se realiza un primer análisis de las zonas con mayor potencial de recurso eólico en el litoral español. Para dicho análisis, se hace uso del visor de información geográfica marina proporcionado por *INFOMAR (MITECO)*. Dichas zonas pueden apreciarse en la *Figura 19* [36].

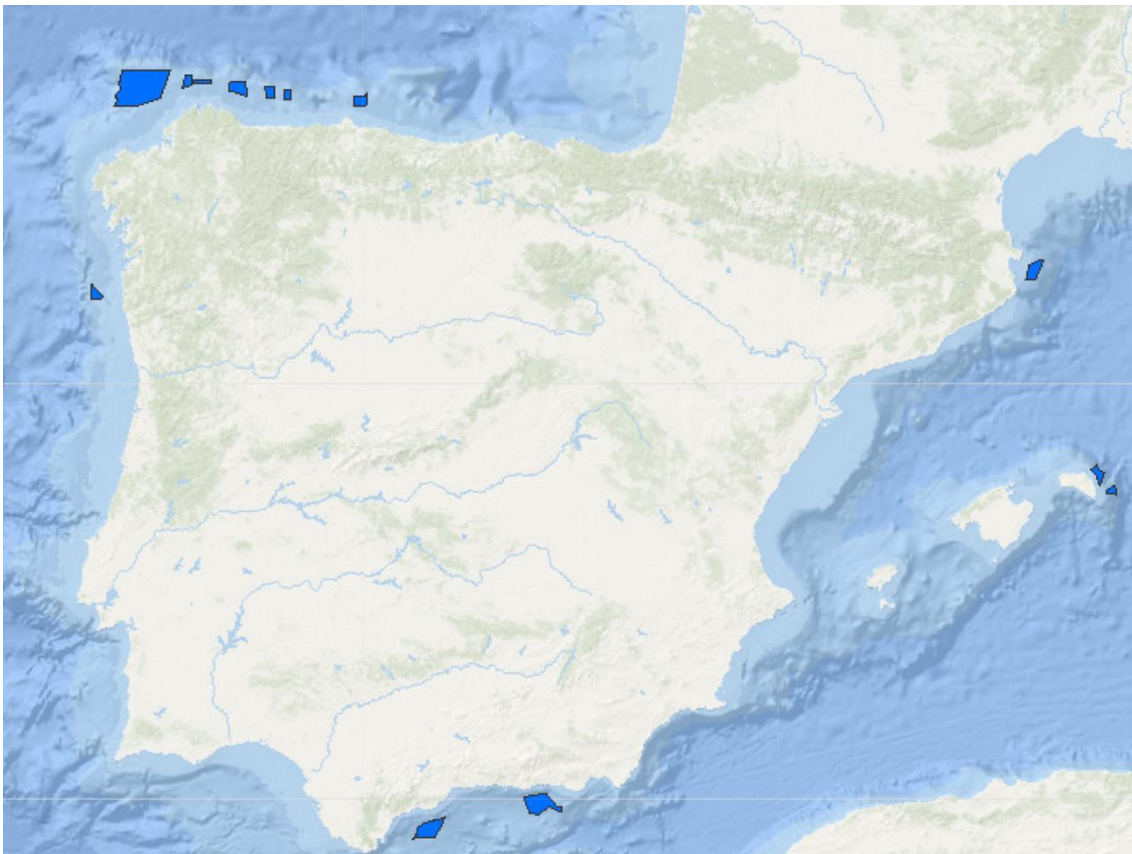


Figura 19. Zonas de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina [36]

De las zonas señaladas se ha optado por las que se encuentran en el mediterráneo ya que el clima suele ser más benigno; es decir, menor altura de ola pero más o menos el mismo viento. La generación de hidrógeno hasta la fecha se ha hecho onshore o en estructuras fijas por lo que no había movimientos que afectasen a la producción. Por ello se ha decidido optar por emplazamientos que se asemejen a dichas condiciones.

Dentro de las diferentes zonas de alto potencial para el desarrollo de energía eólica marina, se opta por la zona mostrada a continuación:



Figura 20. Zona seleccionada para la colocación del emplazamiento [36]

La zona mostrada en la *Figura 20* corresponde con la zona costera de la provincia de Málaga. En la *Figura 21* se muestra más en detalle los alrededores de la zona seleccionada y el lugar exacto de la colocación de la plataforma:



Figura 21. Lugar del emplazamiento seleccionado para la colocación de la plataforma (Fuente: Elaboración propia)

No obstante, resulta importante destacar que, aunque dicha zona ha sido declarada como zona de alto potencial para el desarrollo de energía eólica marina, hay que tener en cuenta las restricciones impuestas por el gobierno acerca de la colocación de recursos eólicos marinos. Dichos factores son de vital importancia para estudiar la viabilidad del proyecto.

Dichas restricciones están relacionadas con el tránsito marítimo por esa zona, la biodiversidad marina, actividad pesquera, etc. Es crucial, por tanto, realizar estudios ambientales detallados y consultas con comunidades locales, organismos de conservación y autoridades portuarias antes de avanzar con el desarrollo del proyecto.

En la *Figura 22* se muestran las restricciones que presenta el gobierno con respecto a la colocación de instalaciones eólicas marinas para la protección de la biodiversidad marina en España. La zona seleccionada para nuestro emplazamiento presenta restricciones respecto a la instalación de recursos eólicos marinos, pero no se encuentra en una zona de prohibida colocación de recursos eólicos marinos.

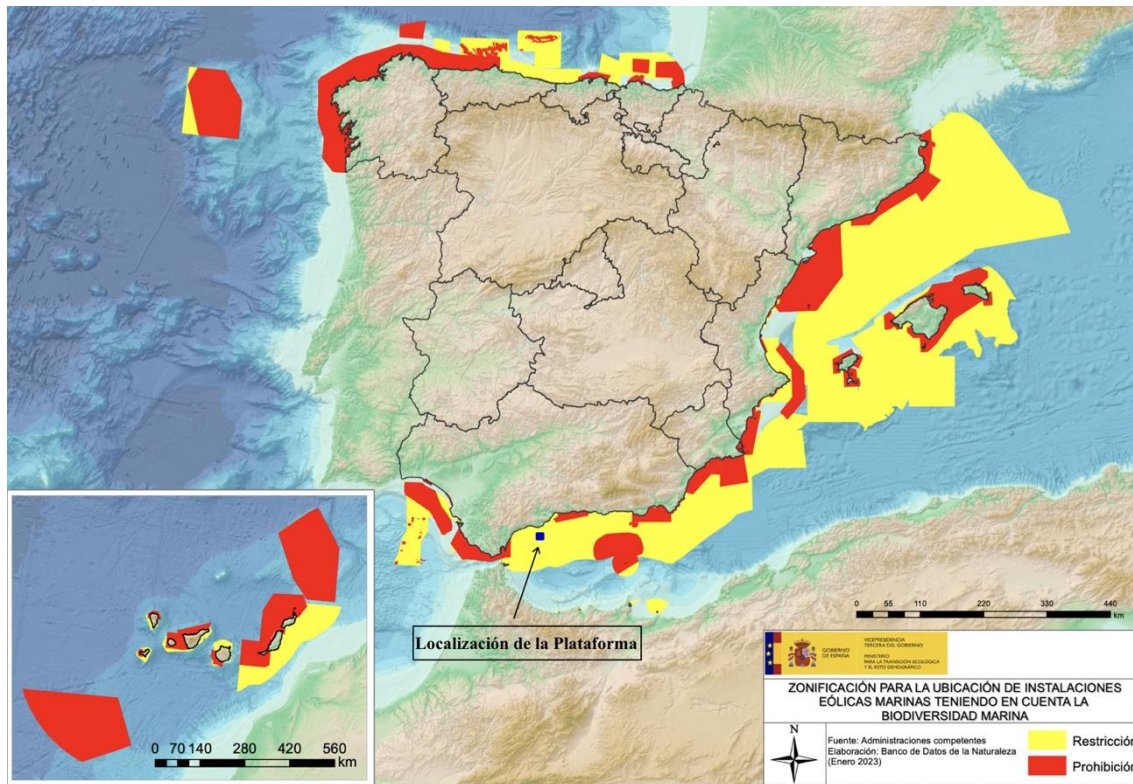


Figura 22. Restricciones acerca de la colocación de instalaciones eólicas marinas en España para la protección de la biodiversidad marina (Fuente: Modificado de [37])

Sin embargo, existen más tipos de restricciones a tener en cuenta para establecer la viabilidad del proyecto, como son las zonas de uso prioritario.

En la Demarcación Marina (DM) Estrecho y Alborán las zonas de uso prioritario y de alto potencial para la energía eólica marina eran cuatro en el borrador de POEM, por valor de una superficie total de 1.598 kilómetros cuadrados, lo que suponía un 6,40% de la superficie de la demarcación (las zonas en cuestión distan de la costa entre 5,8 y 11 kilómetros) [38].

El POEM finalmente aprobado limita las zonas potencialmente eólicas de esta Demarcación Marina a 1.222,61 kilómetros cuadrados (antes eran casi 1.600) y establece que no habrá eólica marina frente a Cabo de Gata (Almería), donde la protesta social por la conservación de un espacio natural que tiene grandes valores ambientales ha convencido al Gobierno [38].

A continuación, en la *Figura 23* se muestran las zonas de uso prioritario y las zonas de alto potencial en la Demarcación Marina (DM) Estrecho y Alborán, además de la zona seleccionada para la colocación de la plataforma:

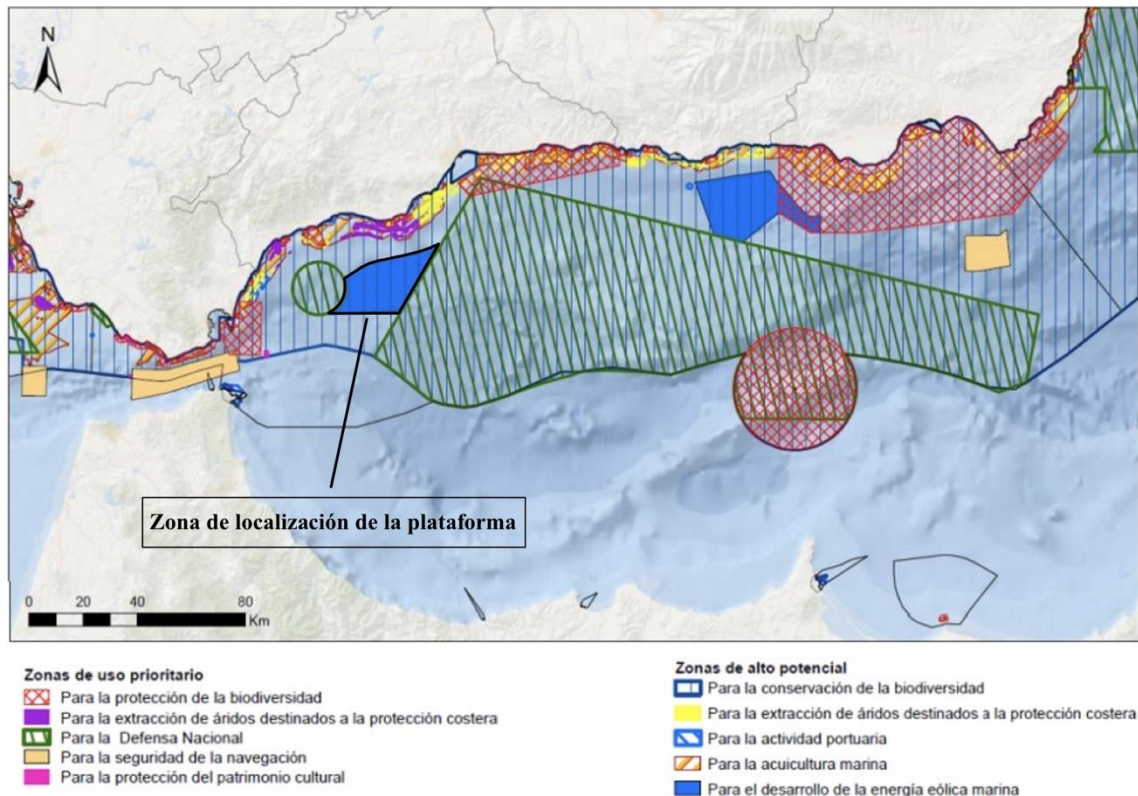


Figura 23. Zonas de uso prioritario y de alto potencial en la Demarcación Marina (DM) Estrecho y Alborán (Fuente: Modificado de [38])

Además de tener en cuenta que la zona seleccionada para la colocación del emplazamiento sea una zona de alto potencial para la colocación de instalaciones eólicas marinas, un factor fundamental a tener en cuenta es el viento en dicha zona. El análisis detallado sobre el viento va a ser estudiado más adelante; no obstante, resulta importante explicar la selección de dicha zona.

En la *Figura 24* se muestra el recurso eólico a 100 metros de altura medido en metros por segundo en la Demarcación Marina (DM) Estrecho y Alborán:

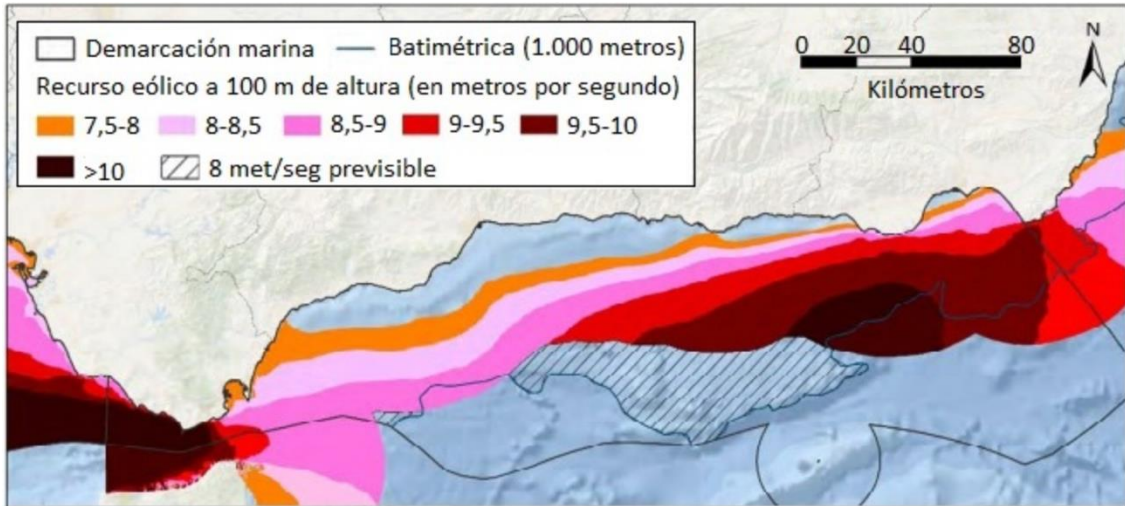


Figura 24. Recurso eólico a 100 metros de altura medido en metros por segundo en la Demarcación Marina (DM) Estrecho y Alborán [38]

Tal y como se puede observar en la *Figura 24*, las zonas más ventosas se encuentran en gran parte de la franja marítima de las provincias de Granada y Almería, así como en la zona de Tarifa, que se halla bajo la influencia de los frentes atlánticos, y que presenta máximos en su vértice este.

No obstante, tal y como se puede observar en la *Figura 22* y en la *Figura 23*, dichas zonas son zonas de uso prioritario para la protección de la biodiversidad marina, siendo por tanto prohibidas para la instalación de recursos eólicos marinos.

En resumen, la zona escogida para la colocación del emplazamiento se encuentra localizada en la franja marítima de la provincia de Málaga, ya que presenta una zona de alto potencial para el desarrollo de recursos eólicos marinos y vientos de gran velocidad, sin intervenir en las zonas de uso prioritario.

3.2. ENTORNO MARINO

Para el análisis del entorno marino es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las condiciones del mar, principalmente el oleaje, es un factor decisivo para garantizar la estabilidad e integridad estructural de la plataforma y la seguridad de las operaciones. Un análisis detallado del oleaje permite diseñar plataformas capaces de resistir los golpes del mar, minimizando el riesgo de daños o fallos que podrían llevar a desastres ambientales y económicos.
- Los vientos juegan un papel igualmente crucial, especialmente para proyectos de energía eólica marina. La intensidad y consistencia de los vientos determinan la capacidad de generación de energía, afectando directamente la rentabilidad del proyecto. Además, los patrones de viento influyen en la logística y seguridad de las operaciones offshore, desde la construcción hasta el mantenimiento de la infraestructura.
- La profundidad del agua en la zona seleccionada es otro factor determinante. Afecta directamente al tipo de plataforma que se puede instalar y tiene implicaciones significativas en términos de costos de construcción y operación. Las aguas más profundas presentan desafíos técnicos mayores y requieren tecnologías avanzadas, lo que puede incrementar los costos iniciales y de mantenimiento.

Para la evaluación de todas las condiciones expuestas anteriormente, se utilizará como referencia la información recopilada por la boya más cercana a la zona seleccionada para nuestro emplazamiento. Dicha boya recibe el nombre de la boya de Alborán, y su localización se muestra a continuación:

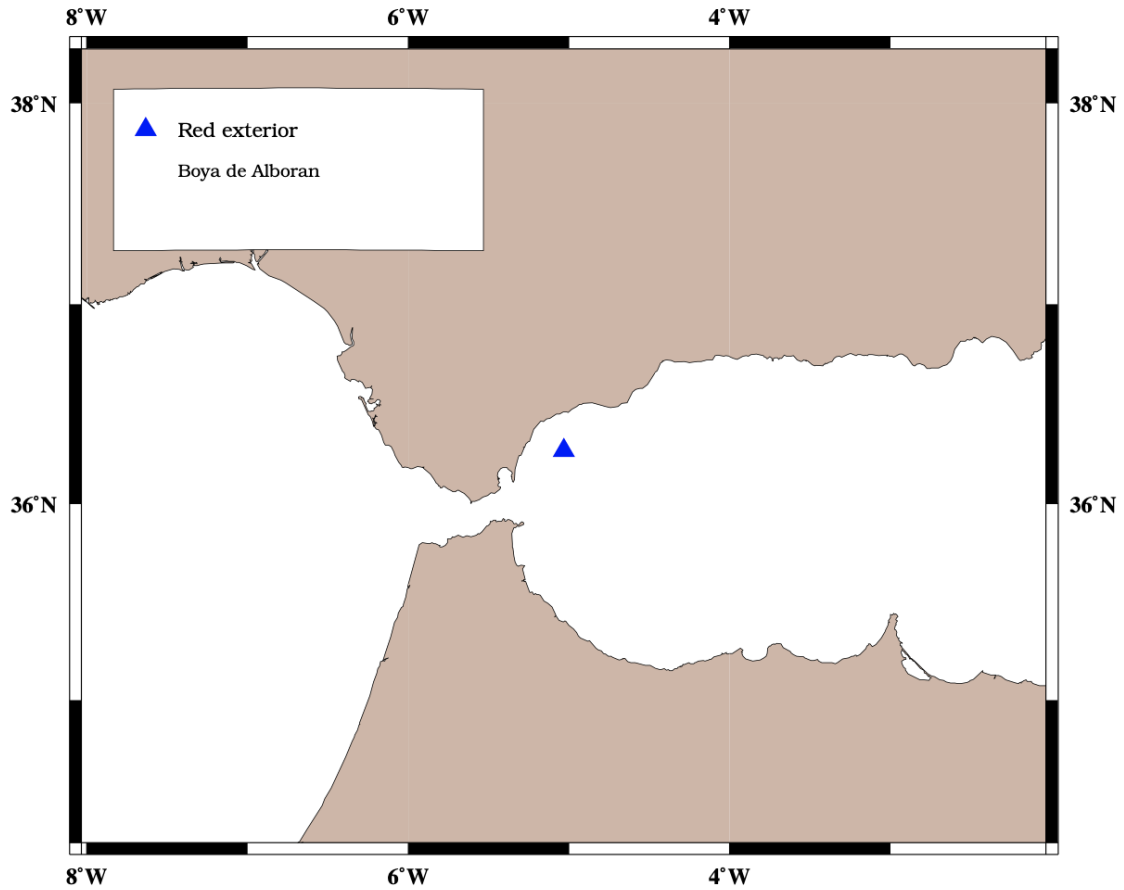


Figura 25. Localización de la boya de Alborán [39]

Condiciones del mar:

Oleaje:

Con respecto al análisis del oleaje, las características más importantes a considerar son la relación Período de pico (T_p)-Altura significativa (H_s) y la rosa de oleaje.

En primer lugar, se van a explicar los conceptos de Período de pico (T_p) y Altura significativa (H_s):

El periodo de pico (T_p) es el período (tiempo entre olas sucesivas) correspondiente al pico del espectro de energía de las olas. En otras palabras, es el período de ola que contiene la mayor cantidad de energía, lo que normalmente corresponde a las olas más significativas durante el período de observación. Este conocimiento es crucial para la ingeniería marítima, porque estas son las olas que más estrés van a poner en una plataforma offshore o en cualquier estructura en el mar. Las estructuras deben ser diseñadas para resistir la fuerza repetida de estas olas.

Por tanto, el T_p no es simplemente cualquier intervalo de tiempo entre olas, sino el tiempo entre las olas más significativas en términos de energía y fuerza, lo que a menudo tiene las implicaciones más serias para las operaciones y la seguridad marítimas.

En cuanto a la altura significativa se refiere, la altura significativa es, técnicamente, el promedio de la altura del tercio más alto de las olas observadas durante un período específico; es decir, si se midieran varias olas durante un período de tiempo específico, se ordenaran dichas alturas de menor a mayor, y se tomaran el tercio superior de esa lista, el promedio de esas alturas sería la altura significativa.

A continuación, se muestra en la *Tabla 5* los datos recopilados por la boya de Alborán respecto al Período de pico (T_p) y Altura significativa (H_s):

Hs (m)	Tp (s)											Total
	≤ 1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	> 10.0	
≤ 0.5	-	-	6.574	9.498	6.294	8.405	6.355	4.414	0.882	0.950	0.581	43.952
1.0	-	-	1.435	16.188	10.387	5.228	5.023	2.330	0.622	0.437	0.239	41.889
1.5	-	-	-	0.321	3.328	1.770	2.207	1.374	0.246	0.164	0.068	9.478
2.0	-	-	-	-	0.116	0.451	0.547	0.916	0.171	0.096	0.041	2.337
2.5	-	-	-	-	-	0.048	0.287	0.547	0.144	0.062	0.048	1.134
3.0	-	-	-	-	-	-	0.041	0.362	0.164	0.034	0.014	0.615
3.5	-	-	-	-	-	-	-	0.096	0.096	0.048	0.007	0.246
4.0	-	-	-	-	-	-	-	0.041	0.062	0.041	0.027	0.171
4.5	-	-	-	-	-	-	-	0.007	0.041	0.034	0.014	0.096
5.0	-	-	-	-	-	-	-	-	0.007	0.034	0.021	0.062
> 5.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.021	0.021
Total	-	-	8.009	26.008	20.124	15.901	14.459	10.086	2.433	1.900	1.080	100%

Tabla 5. Tabla Período de pico (T_p) y Altura significativa (H_s) en % [39]

En cuanto a la rosa de oleaje se refiere, en la *Figura 26* se muestra la rosa de oleaje medida por la boya de Alborán:

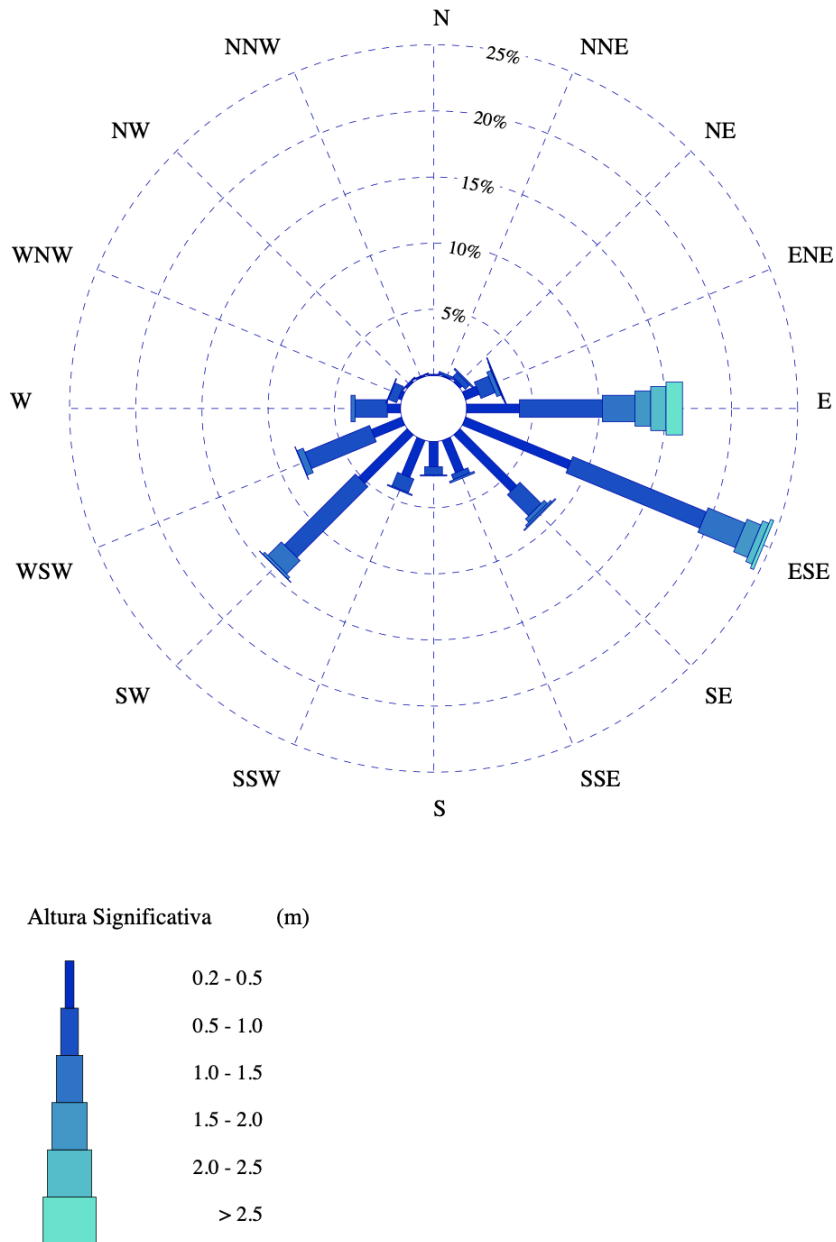


Figura 26. Rosa de oleaje medida por la boya de Alborán [39]

Una rosa de oleaje es un tipo de diagrama polar utilizado para representar la distribución de la altura y la dirección de las olas en un lugar específico durante un período de tiempo. Para interpretar correctamente la información procedente de una rosa de oleaje hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

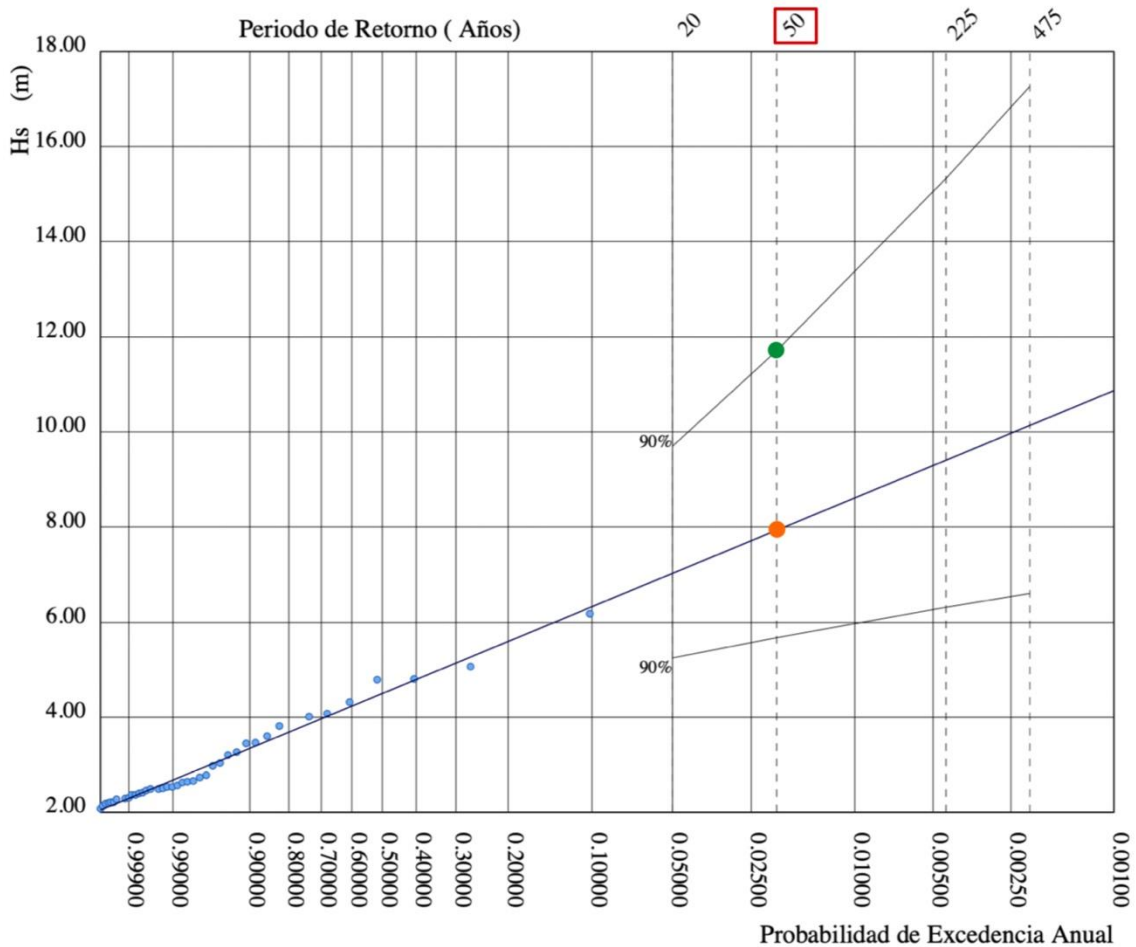
- **Dirección de las Olas:** El ángulo en el que la barra se proyecta desde el centro indica la dirección de la que provienen las olas.
- **Frecuencia de la Dirección:** La longitud de la barra indica qué tan frecuente es que las olas vengan de esa dirección. Una barra más larga significa que esa dirección de oleaje es más común.
- **Altura de las Olas:** El color de la barra indica la altura de las olas. Las barras pueden estar segmentadas en varios colores, lo que indica una distribución de diferentes alturas de olas que vienen de la misma dirección.

En nuestro caso, la rosa de oleaje mostrada en la *Figura 26* indica que la dirección de oleaje más probable es la dirección este-sureste (ESE). Resulta necesario el conocimiento de dicha información a la hora de dimensionar la plataforma, aunque cabe destacar que, generalmente, la plataforma se orienta según la dirección del viento, y no según la dirección del oleaje.

No obstante, además de lo analizado anteriormente, es necesario evaluar el régimen extremal escalar de oleaje. Resulta importante destacar que los valores de referencia tomados de la *Figura 27* corresponden al período de retorno a 50 años, que es el que se toma como variable de diseño por lo general como recomendación de sociedades de clasificación tales como DNV (Det Norske Veritas and Germanischer Lloyd) [40].

El gráfico presenta en el eje horizontal la Probabilidad de Excedencia Anual, que representa la probabilidad de que un evento (en este caso, una ola de cierta altura) se exceda en cualquier año dado. En el eje vertical, se muestra la Altura Significativa de las Olas (H_s) en metros.

A continuación, en la *Figura 27* se muestra el régimen extremal escalar de oleaje medido por la boya de Alborán:



P. de Retorno (Años)	50.00
<u>Estima Central de H_s (m)</u>	<u>7.93</u>
<u>Banda Sup. 90% H_s</u>	<u>11.71</u>
Valor Esperado de T _p (s)	11.75
Prob. de Exc. en 20 Años	0.33
Prob. de Exc. en 50 Años	0.64

Figura 27. Régimen extremal escalar de oleaje medido por la boya de Alborán: valores meteoceánicos para periodo de retorno de 50 años [41]

Los datos extraídos de la *Figura 27* se explican a continuación:

- **Estima Central de H_s (m):** Esta es la altura significativa de las olas estimada para el periodo de retorno de 50 años. La altura de 7.93 metros es el valor promedio del tercio superior de las olas que se espera superar una vez cada 50 años.

- **Banda Sup. 90% H_s :** Significa que hay un 90% de confianza de que la altura significativa real de las olas no excederá los 11.71 metros para el mismo periodo de retorno de 50 años.
- **Valor Esperado de T_p (s):** Es el periodo de pico promedio asociado con la altura significativa estimada. Así que, para olas con una altura significativa de 7.93 metros, se espera que el periodo más energético de esas olas sea de aproximadamente 11.75 segundos. La relación entre la altura significativa y el período de pico es la siguiente:
$$T_p = 4.91 H_s^{0.42}$$
- **Prob. de Exc. en 50 Años:** Es la probabilidad de que la altura significativa de las olas sea igualada o superada al menos una vez en los próximos 50 años. Hay un 64% de probabilidad de que se exceda un evento de oleaje con la altura significativa estimada en ese periodo.

Viento:

Para el análisis de viento, es necesario recurrir a la rosa de viento anual medida por la boya de Alborán. Dicha rosa de viento hace referencia a la rosa de velocidad media anual, y se muestra a continuación en la *Figura 28*:

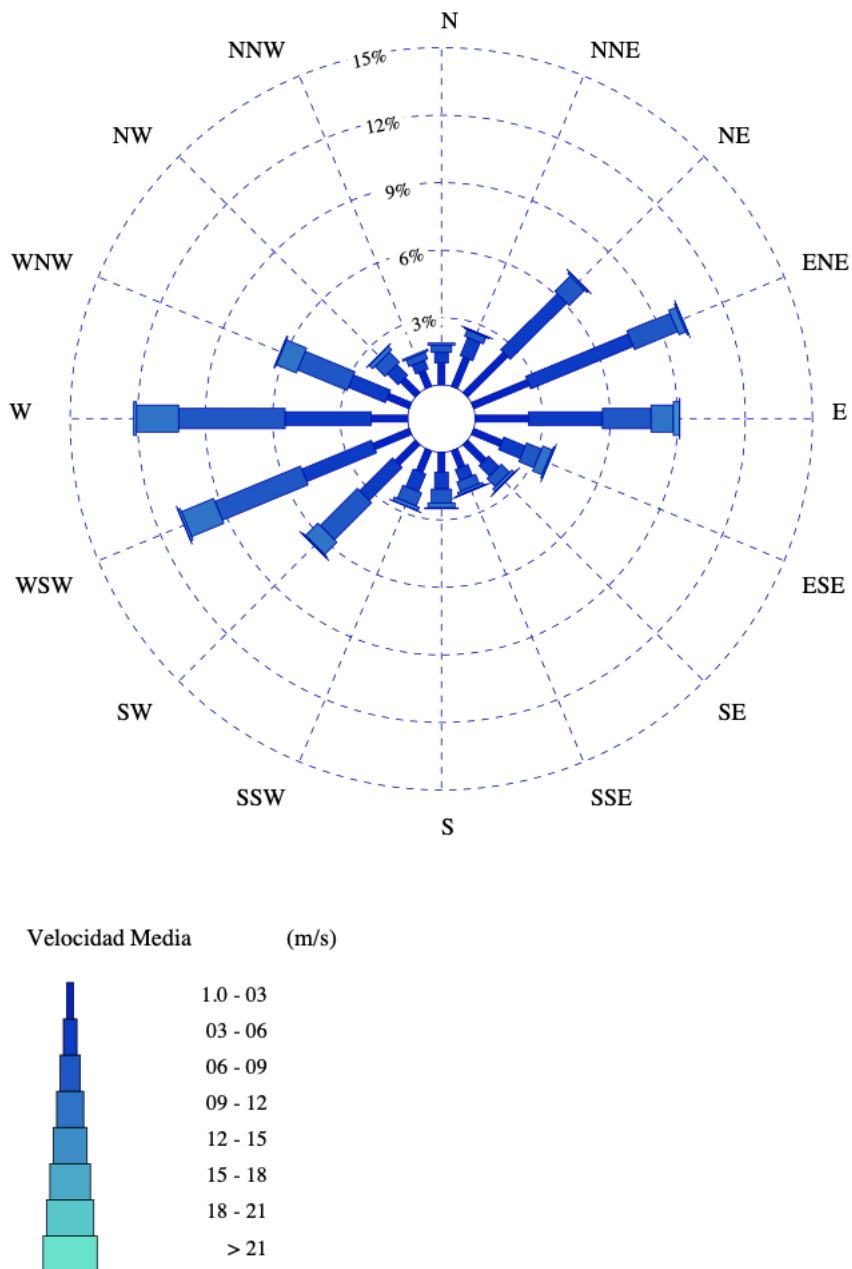


Figura 28. Rosa de velocidad media anual medida por la boya de Alborán [42]

Por tanto, de la *Figura 28* se puede deducir que las direcciones predominantes de viento son: *Oeste* (W) con aproximadamente un 12% de frecuencia, y *Oeste Suroeste* (WSW) con aproximadamente un 11% de frecuencia.

Tal y como se explicó anteriormente, la plataforma se orienta generalmente según la dirección del viento ya que el objetivo final es la producción de energía por la turbina. Por tanto, las direcciones con mayor frecuencia y velocidad deben estar alineadas de tal forma que enfrenten a la plataforma, siendo las diagonales de la plataforma orientadas por tanto en las direcciones menos predominantes.

En la *Figura 29* se muestra de forma orientativa la disposición más eficiente de la plataforma:

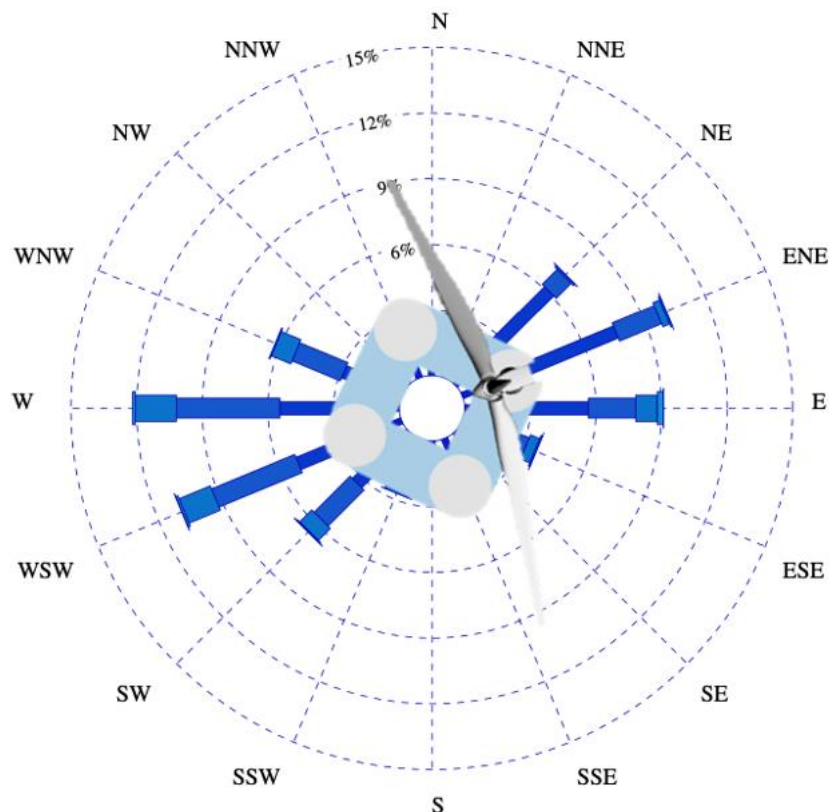


Figura 29. Disposición de la plataforma frente a la influencia del viento (Fuente: Modificado de [42])

Tal y como se puede apreciar, las diagonales están orientadas en las direcciones WNW-ESE y NNE-SSW.

Profundidad del agua:

La profundidad existente desde la superficie del agua y el lecho marino es un factor importante a considerar, ya que va a limitar el tipo de plataforma a implementar.

En la *Figura 30* se muestra aproximadamente la zona habilitada como alto potencial para el desarrollo de recursos eólico, y por tanto la zona en la cual va a ser colocada la plataforma.

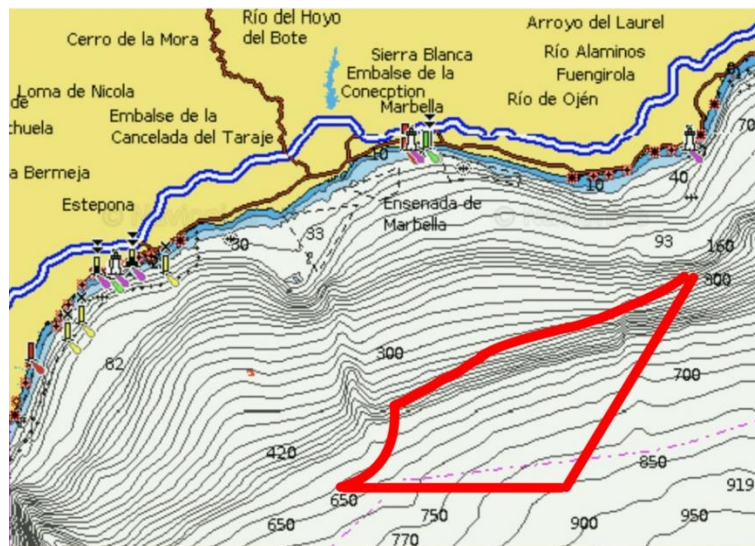


Figura 30. Zona de colocación de la plataforma junto con la profundidad de dicha zona (Fuente: Modificado de [43])

Por tanto, tal y como se puede observar en la *Figura 30*, el intervalo de profundidades se encuentra aproximadamente entre 300 y 850 metros.

Estos datos de entrada del parque eólico marino se utilizan principalmente en el diseño de la plataforma y el aerogenerador, optimizando así la producción de energía y de hidrógeno, y reduciendo los movimientos en condiciones de operación de la turbina.

A continuación, se muestra una breve descripción de la plataforma a utilizar en este proyecto: la plataforma S-bos de *Bluenewables*.

Se trata de una plataforma tipo semisumergible, diseñada en hormigón específicamente para la ubicación seleccionada y para un aerogenerador de 15 MW. Cuenta con cuatro columnas estabilizadoras, una de las cuales sostiene la turbina, y está anclada al fondo marino con catenarias de cadena.

Se ha seleccionado una plataforma semisumergible para este proyecto porque suelen ser más amplias que el resto de plataformas flotantes y no presentan problemas relacionados con el peso, es por ello que pueden instalarse topsides como la diseñada en este proyecto.

Adicionalmente, resulta importante destacar que la plataforma S-bos forma parte de un acuerdo de codesarrollo entre *Bluenerwables* y *Acciona*, lo cual ha ayudado a aumentar el desarrollo de la tecnología a un TRL 5-6 tras una campaña de ensayos realizada en el canal de ensayos hidrodinámicos de El Pardo (CEHIPAR) y a posicionar esta tecnología en el mercado de la eólica marina.

Por otro lado, ambas empresas están aprovechando el potencial y las ventajas que presenta la S-bos para desarrollar proyectos innovadores que requieren albergar un topside de grandes dimensiones. Algunos ejemplos incluyen la generación de hidrógeno verde, las subestaciones flotantes de corriente alterna y corriente continua, e incluso la inyección de dióxido de carbono en yacimientos o acuíferos submarinos.

A continuación, en la *Figura 31* se muestra una plataforma tipo S-bos de *Bluenerwables*:



Figura 31. Plataforma tipo S-bos de Bluenerwables [44]

3.3. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE

El objetivo consiste en optimizar la captación de energía situando los aerogeneradores en zonas de alto recurso eólico, manteniendo una distancia suficiente entre ellos para minimizar las pérdidas energéticas entre aerogeneradores.

En nuestro caso, se parte de un parque eólico offshore formado por 9 turbinas de 15 MW de potencia nominal cada una, obteniéndose un total de 135 MW de potencia nominal para el parque completo.

Para evaluar el potencial del parque eólico, es necesario calcular la energía total generada por el parque en un año, para así evaluar la eficiencia que va a tener dicho parque. Para ello, se hará uso de la estimación de horas equivalentes de producción para la zona en la cual se encuentra posicionada el parque eólico.

Resulta importante destacar que los datos a utilizar no tienen en consideración ni las pérdidas entre aerogeneradores ni los períodos de inactividad del parque, además de que dichas medidas se encuentran realizadas a 80 metros de altura y no a la que se encuentra el rotor del aerogenerador; por tanto, los resultados obtenidos corresponden a un modelo predictivo.

La zona escogida para nuestro emplazamiento se encuentra aproximadamente en una zona de 3300 horas equivalentes; por tanto:

$$\text{Energía generada anualmente} = 135\text{MW} \cdot 3300\text{ h} = 445.5\text{ GWh}$$

No obstante, este cálculo no te da la cantidad de energía que realmente puedes utilizar para alimentar a los sistemas de la planta. Para ello, es necesario tener en cuenta la eficiencia de conversión de energía de las turbinas, la cual se ha supuesto que es aproximadamente del 94% [20].

A continuación, en la *Figura 32* se muestra el mapa de horas de funcionamiento equivalente para las zonas costeras españolas:

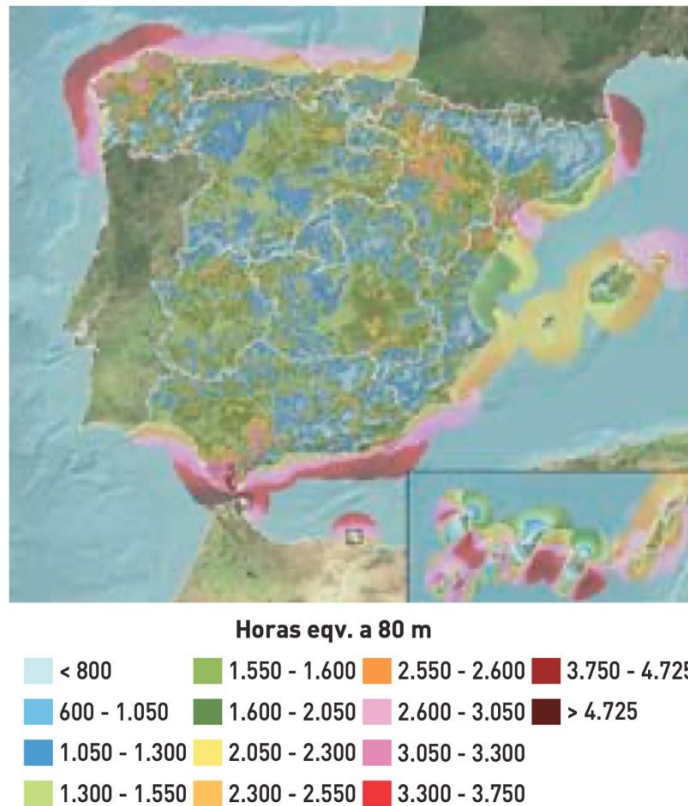


Figura 32. Horas equivalentes brutas a 80 metros de altura [45]

Teniendo en cuenta que un año cuenta con 8760 horas y que nuestro parque eólico se encuentra en una zona que permite 3300 horas equivalentes de funcionamiento, da lugar a que nuestro parque eólico tenga un factor de carga de aproximadamente 38%, el cual muestra el gran potencial de generación de energía de la zona escogida.

El factor de carga de un aerogenerador es una medida de la eficiencia de producción de energía, que se calcula como el cociente entre la energía real generada durante un periodo determinado y la energía que hubiera generado si hubiese operado a su capacidad máxima durante el mismo periodo. El factor de capacidad puede también expresarse como las horas equivalentes de funcionamiento a potencia máxima de un aerogenerador al cabo de un año.

A continuación, en la *Figura 33* se muestra la calificación del funcionamiento de las instalaciones eólicas según el factor de capacidad:

Factor de capacidad	Calificación
Menos de 0,2	Inaceptable
0,2 – 0,25	Aceptable
0,25 – 0,30	Bueno
0,30 – 0,40	Muy bueno
0,40 – 0,50	Excelente
Mayor de 0,5	Extraordinario

Figura 33. Calificación del funcionamiento de las instalaciones eólicas según el factor de capacidad [20]

A la hora de estudiar la disposición más eficiente de un parque eólico offshore, se tienen en cuenta principalmente dos restricciones: el efecto estela y el posicionamiento del sistema de fondeo, en nuestro caso catenarias.

No obstante, en parques eólicos reales, se consideran numerosos factores adicionales como el relieve del fondo marino, las rutas pesqueras, el acceso a las plataformas por buques, el posicionamiento de los cables de exportación, la ubicación de la subestación offshore, el acceso a la subestación y a las turbinas con helicóptero, y los movimientos de traslación de las plataformas. Sin embargo, para este proyecto, se simplifican dichos aspectos a las dos restricciones recientemente expuestas.

Efecto Estela:

El efecto estela, también conocido como "wake effect", es un fenómeno aerodinámico que ocurre en parques eólicos cuando el flujo de aire se ve perturbado por las turbinas. Esta perturbación genera una región de flujo de aire más lento y turbulento detrás de cada turbina, lo cual puede afectar significativamente la eficiencia y producción energética de otras turbinas situadas dentro de la misma área.

Cuando el aire pasa a través de las palas de una turbina eólica, parte de la energía cinética del viento se convierte en energía mecánica. Esto disminuye la velocidad del aire y crea una zona de baja presión detrás de la turbina, conocida como estela. Las turbinas situadas dentro de la estela de otra turbina reciben viento con menor energía cinética, lo cual reduce su capacidad para generar electricidad. Por tanto, la disposición óptima de las turbinas es crucial para minimizar el efecto estela. Es por ende de vital importancia incluir un espaciamiento adecuado entre turbinas para permitir que el viento se recupere después de pasar por cada turbina.

En la *Figura 34* se puede contemplar visualmente el efecto estela en aerogeneradores:

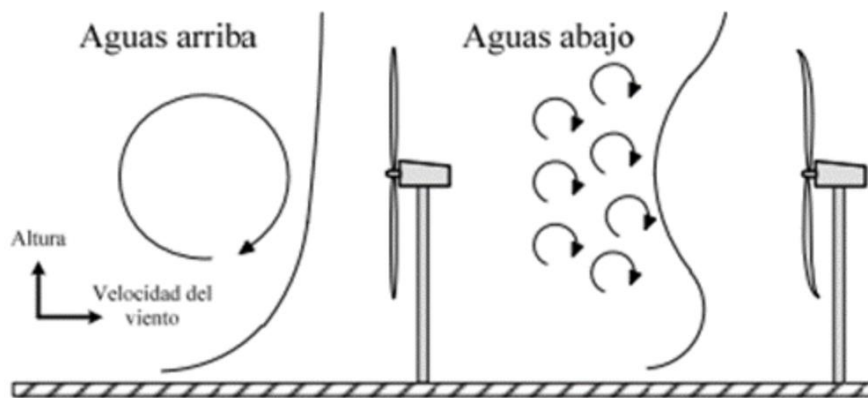


Figura 34. Interacción de la estela con el flujo de viento ambiente [46]

Por tanto, para evitar al máximo posible el efecto estela en un parque eólico, se recomienda una separación entre 5-8 veces el diámetro del rotor de la turbina en las direcciones predominantes del viento y una separación entre 2-4 veces el diámetro del rotor en las direcciones no predominantes [46].

Posicionamiento de las catenarias:

Otro factor a tener en cuenta será la disposición de las líneas de fondeo. Se dispone de plataformas semisumergibles fijadas al fondo marino a través de catenarias que salen desde las cuatro columnas estabilizadoras.

Por la naturaleza del funcionamiento de éstas, la longitud de cadena necesaria varía en función de la profundidad del lecho marino, y con ello la huella del sistema alrededor del aerogenerador [20].

En base a las líneas de fondeo proyectadas para la plataforma *VolturnUS*, se estima que la huella alrededor de la plataforma que deja cada línea de fondeo es de 3 a 4 veces la profundidad. Por la similitud de la plataforma proyectada en el proyecto con la de *VolturnUS*, se tomarán estos valores como referencia [20], [47].

Otros aspectos a tener en cuenta a la hora de proyectar las líneas de fondeo es que deben dirigirse hacia la dirección de viento predominante ya que es la más demandante y se debe evitar la superposición de estas puesto que su funcionalidad se podría ver afectada [20].

3.4. SISTEMAS DE LA PLANTA

El esquema general de una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis consta principalmente de cuatro subprocesos: el proceso de producción, el proceso de purificación, el proceso de almacenamiento y el proceso de refrigeración.

El proceso de producción es la etapa en la cual el hidrógeno es producido. Para su correcto funcionamiento, será necesario: el agua destilada, el electrolito (en caso de utilizar electrolizadores alcalinos) y la energía eléctrica que alimenta al electrolizador.

El proceso de purificación es la segunda etapa, en la cual se hace pasar el hidrógeno obtenido por un proceso de limpieza que retira las posibles impurezas que pudiese contener; además de retirar el agua, se retira el electrolito (en el caso de utilizar electrolizadores alcalinos) y el oxígeno restante.

La tercera etapa es el proceso de almacenamiento, en la cual el hidrógeno seco y purificado obtenido en el proceso de purificación es sometido a un proceso de compresión, con el objetivo de aumentar la presión de dicho hidrógeno para poder almacenarlo de forma más eficiente en tanques de alta presión.

Cabe destacar que lo detallado en la tercera etapa es para el caso de que se quiera almacenar hidrógeno puro al final del proceso. En dichos casos, por cuestiones de eficiencia, se suele comprimir el hidrógeno obtenido a presiones entre 350-800 bar. No obstante, no es el caso de este proyecto, ya que se hará uso de LOHC para el almacenamiento de hidrógeno, tal y como se detallará más adelante.

Por último, se encuentra el proceso de refrigeración, el cual se encarga de mantener una temperatura de operación adecuada de todo el sistema completo, con el fin de obtener una mayor eficiencia de la propia planta [4].

En la *Figura 35* se muestra un esquema visual sobre los procesos que contiene una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis:

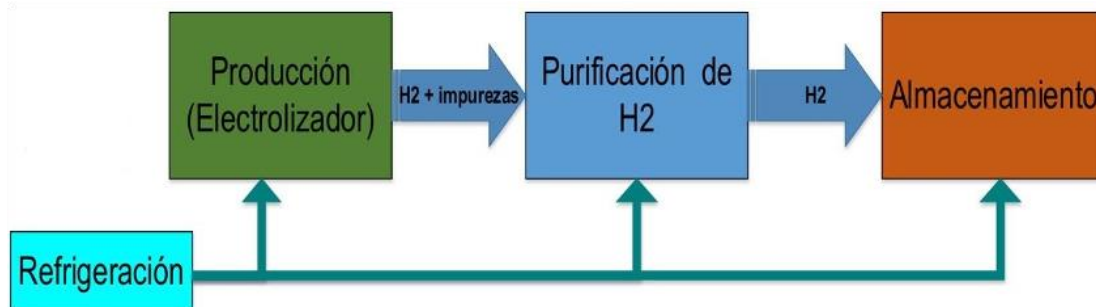


Figura 35. Subprocesos en una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis [48]

3.5. BALANCE DE ENERGÍA

En este apartado se procede a realizar un balance de energía de la planta, el cual resulta crucial para conocer la energía aprovechable por los electrolizadores. No obstante, a la hora de dimensionar dicha planta, hay que tener en cuenta los diferentes consumos que componen el funcionamiento básico de una plataforma offshore, como puede ser: ventilación, iluminación, protecciones contra incendios, recursos sanitarios, etc.

Basado en un caso similar al nuestro acerca de los recursos necesarios en una plataforma offshore, se definen los siguientes consumos. Cabe destacar que para dichas cargas se considera un factor de carga de aproximadamente 0.8.

Tipo de servicio	Potencia instalada (kW)	Factor de carga	Potencia activa (kW)
Cámara de máquinas	200.6	0.75	150.45
Casco y cubierta	31	0.8	24.8
Ventilación	44.1	0.8	35.28
Contraincendios	55.5	0.8	44.4
Sanitarios	22.1	0.8	17.68
Refrigeración	13	0.8	10.4
Tratamiento de residuos	5.2	0.8	4.16
Habilitación	110	0.8	88
Iluminación	17.1	0.8	13.68
Grúas x2	180	0.8	144
Comunicaciones	5.8	0.8	4.64
Potencia activa total (kW)			
	537.49		
Potencia útil total (kW)			
	571.80		
Potencia real total (kW)			
	1504.73		

Tabla 6. Balance eléctrico de los equipos auxiliares de la planta (Fuente: Elaboración propia a partir de [20])

A continuación, se muestra en la *Tabla 7* el balance eléctrico de la planta de generación de hidrógeno. En ella se detallan todos los elementos que intervienen en la generación del hidrógeno:

Tipo de servicio	Potencia instalada (kW)	Factor de carga	Potencia activa (kW)
Desalinizadora	132.16	0.8	105.73
Bombeo agua salada	6.7	0.8	5.36
Bombeo agua pura	16.88	0.8	13.50
Enfriadora	250	0.8	200
Condensadores	13	0.8	10.40
Deoxigenadores	200	0.8	160
Secadores	220	0.8	176
Local de hidrogenación	600	0.8	480
Bombas descarga LOHC	162.43	0.8	129.94
Sistema de lastre	200	0.8	160
Potencia activa total (kW)			
	1427.43		
Potencia útil total (kW)			
	1518.54		
Potencia real total (kW)			
	3996.17		

Tabla 7. Balance eléctrico de la planta de generación de hidrógeno verde (Fuente: Elaboración propia)

Los valores de potencia instalada mostrados en la *Tabla 7* serán detallados en el siguiente capítulo.

En primer lugar, la potencia activa se obtiene mediante la multiplicación de la potencia instalada con el correspondiente factor de carga. En segundo lugar, la potencia útil se obtiene mediante el cociente de dicha potencia activa con el rendimiento de los generadores. Por último, la potencia real se obtiene mediante el cociente entre la potencia real y el factor de capacidad del parque.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de la potencia activa, útil y real se muestran a continuación:

$$P_{activa} = P_{instalada} \cdot f_{DC}; P_{útil} = \frac{P_{activa}}{\eta_{gen}}; P_{real} = \frac{P_{útil}}{f_{DC\ Parque}}$$

En nuestro caso, el rendimiento de los generadores es del 94% y el factor de capacidad del parque es 0.38.

Por tanto, la potencia real total (teniendo en cuenta equipos auxiliares y la planta de generación de hidrógeno) es de 5.5 MW. Se disponen de 129.5 MW de potencia nominal para alimentar a los electrolizadores.

3.6. TRANSPORTE A TIERRA

En este apartado se va a desarrollar el proceso que tendría lugar para transportar el hidrógeno producido en la planta a tierra. Este apartado se considera una continuación de lo explicado en el apartado 2.5. *Transporte y distribución del hidrógeno*.

Tal y como se explicó anteriormente, existen diversas formas de realizar el transporte del hidrógeno producido a tierra, ya sea variando el estado del hidrógeno o mediante diferentes medios de transporte. En este caso, como se detalla más adelante, se opta por el uso de líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC), concretamente el amoníaco, para el transporte del hidrógeno producido.

En cuanto al estado del LOHC, se escoge la opción de transportarlo en estado líquido. El LOHC cargado de hidrógeno (LOHC+) puede ser almacenado en tanques y transportado fácilmente, ya que es un líquido a temperatura ambiente. Esto hace que el hidrógeno sea mucho más seguro de manejar y transportar en comparación con su forma gaseosa.

En cuanto al medio de transporte se refiere, haciendo referencia a la información mostrada en la *Figura 13*, *Figura 15* y *Figura 16*, para el transporte de LOHC, concretamente el amoníaco (NH_3), el medio de transporte más adecuado para nuestro caso resulta ser el transporte por barco.

Dichos barcos deben tener la capacidad suficiente para almacenar tanto el LOHC cargado de hidrógeno (LOHC+) como el LOHC descargado de hidrógeno (LOHC-) de forma independiente, ya que si se transportaran conjuntamente se perdería rendimiento en el proceso.

El proceso a seguir por los barcos es el siguiente: en el camino de ida hacia la plataforma, los barcos almacenan el LOHC-. Una vez llegan a la plataforma, devuelven el LOHC- y recogen el LOHC+ para llevarlo de vuelta a tierra. Una vez allí, se extrae el hidrógeno del LOHC+ y se vuelve a almacenar el LOHC- resultante para devolverlo a la plataforma.

Una vez extraído el hidrógeno en tierra, se procede a la distribución del mismo. Tal y como se puede observar en la *Figura 36*, una de las potenciales alternativas sería el uso de tuberías de gas natural para el transporte de hidrógeno. Actualmente, se ha empezado a mezclar el hidrógeno con el gas natural en proporciones bajas en las redes de gas natural, ya que la inyección de grandes cantidades podría causar la fragilización de ciertas tuberías. No obstante, la transición a redes de hidrógeno es un hecho, y dichas redes de gas natural acabarán siendo utilizadas como redes de hidrógeno.

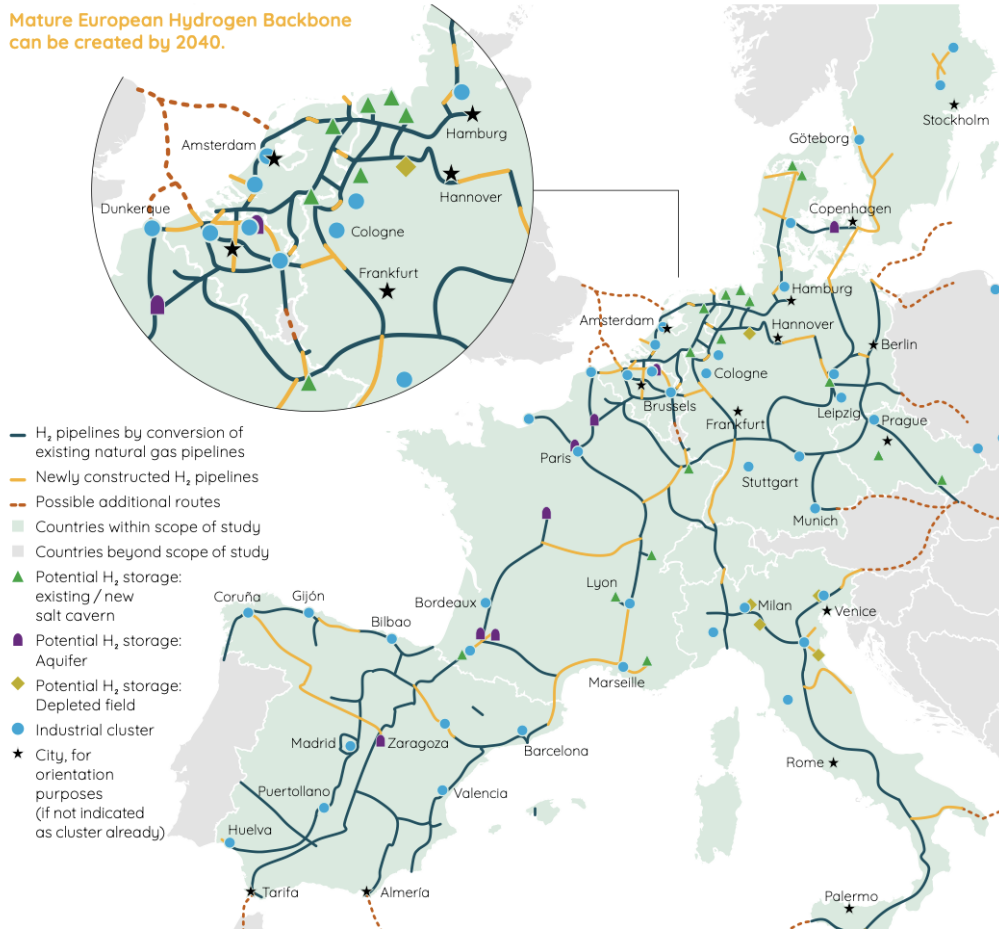


Figura 36. Redes de distribución de hidrógeno y posibles lugares de almacenamiento para 2040 [49]

Capítulo 4. Dimensionamiento de la Planta

En este capítulo se procede a dimensionar los diferentes elementos que intervienen en una planta de generación de hidrógeno verde offshore, diferenciando entre el proceso de producción y el proceso de purificación.

4.1. PROCESO DE PRODUCCIÓN

En el proceso de producción de hidrógeno intervienen numerosos elementos, tal y como se ha explicado a lo largo de este proyecto. No obstante, cada planta de generación de H₂ verde es diferente, dependiendo de la localización, capacidad de la planta, etc. Es por ello que se muestra en la *Tabla 8* un listado de los elementos que conforman el proceso de producción de esta planta de generación de H₂ verde en concreto:

Listado de elementos	Nº elementos
Desalinizadora	x2
Tanque de almacenamiento de agua purificada	x2
Tanque de almacenamiento de salmuera	x2
Bombas	x6
Electrolizadores	x10
Separadores de H ₂	x5
Separadores de O ₂	x5

Tabla 8. Listado de elementos del proceso de producción (Fuente: Elaboración propia)

4.1.1. DESALINIZADORA

El objetivo principal del diseño de esta planta de generación de hidrógeno verde es utilizar el agua salada procedente del mar como flujo de alimentación para los procesos de electrólisis. Sin embargo, los procesos de electrólisis necesitan un agua de alta purificación para su correcto funcionamiento, es por ello la necesidad de instalar una desalinizadora en nuestra planta.

Para el dimensionamiento de la desalinizadora, es necesario conocer previamente el consumo nominal de agua que requieren los electrolizadores. En nuestro caso, tal y como se expondrá con más detalle en el próximo apartado, cada electrolizador requiere 1850 l H₂O/h, y como se cuenta con un total de diez electrolizadores, la desalinizadora debe aportar a la salida un total de 18500 l H₂O/h.

No obstante, por cuestiones de seguridad y eficiencia, se propone el uso de dos desalinizadoras, cada una con un aporte a la salida de 9250 l H₂O/h.

A continuación, en la *Figura 37* se muestran los valores necesarios para el flujo de entrada de agua salada para satisfacer el flujo de agua purificada a la salida que requieren los electrolizadores. Resulta importante destacar el uso del software *Hyjack* para la obtención de los valores necesarios para el dimensionamiento.

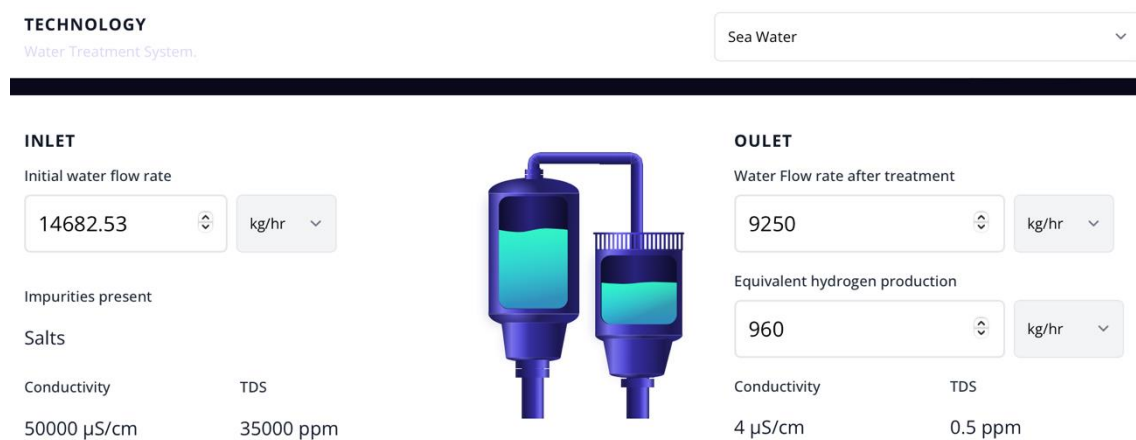


Figura 37. Valores necesarios para cada desalinizadora (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)

Tal y como se muestra en la *Figura 37*, cada desalinizadora requiere un flujo de entrada de agua salada de aproximadamente 14682.5 l H₂O/h; por tanto, para ambas desalinizadoras se va a requerir de un total de 29365 l H₂O/h.

En términos de consumos, gracias al mismo software utilizado para la estimación del flujo de agua salada necesario a la entrada, se proporciona a continuación un consumo estimado de la potencia requerida por la ósmosis inversa de cada desalinizadora:

	Power required	
Reverse Osmosis	66.07	kW
<hr/>		
	Power required	
Fine Screening	0.01	kW

Figura 38. Potencia requerida por cada desalinizadora (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)

Por tanto, teniendo en cuenta ambas desalinizadoras, se necesitan 132.16 kW de potencia para su correcto funcionamiento.

Adicionalmente, cabe destacar la necesidad de impulsar el agua salada procedente del mar hacia las desalinizadoras, y para ello se recurre a la utilización de bombas.

Para calcular el consumo de cada una de estas bombas, es necesario conocer el caudal de agua a impulsar y la altura máxima de la columna de agua. En este caso, el caudal de agua salada a impulsar es de 14.68 m³/h y la altura máxima de la columna de agua es de 23.10 metros [20].

Se asume un rendimiento de las bombas del 70%:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = \frac{1025 \text{ kg/m}^3 \cdot 9.81 \text{ m/s}^2 \cdot 23.1 \text{ m} \cdot 14.68 \text{ m}^3/\text{h}}{0.7 \cdot 3600} \cdot 10^{-3} = 1.35 \text{ kW}$$

Por tanto, teniendo en cuenta ambas bombas se tiene un consumo total de 2.70 kW.

4.1.2. TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE AGUA PURIFICADA Y SALMUERA

Una vez tenemos el agua purificada procedente de la desalinizadora, es necesario almacenar dicha agua purificada y almacenar la salmuera sobrante procedente del agua salada.

Según el planteamiento de diseño de esta planta, se propone el uso de dos desalinizadoras, con sus correspondientes tanques de almacenamiento de agua purificada y de salmuera. Por tanto, se cuenta con un tanque de agua purificada y de salmuera por cada 5 electrolizadores.

Tal y como se ha explicado anteriormente, se necesitan un total de 9250 l H₂O/h (1850 l H₂O/h por cada electrolizador); por tanto, el volumen diario de agua purificada necesario para cada tanque es de:

$$V_{H_2O \text{ purificada}} = 9250 \text{ l H}_2\text{O/h} \cdot 24\text{h} = 222\,000 \text{ l H}_2\text{O} \approx 222 \text{ m}^3$$

No obstante, tal y como se explicará posteriormente, los separadores de H₂ y O₂ se encargan de separar el agua purificada líquida del flujo de H₂ y O₂ de alta presión, respectivamente. Por tanto, dicha agua es recirculada hacia el tanque de almacenamiento de agua purificada, por lo que es necesario sobredimensionar dicho tanque para asegurarse de que no se llene por completo, aunque dichas recirculaciones sean pequeñas.

Para ello, se propone que cada tanque de almacenamiento de agua purificada tenga una capacidad de 250 m³. Cada tanque tiene 6.5 m de altura y 7.0 m de diámetro, con un espesor de 7 mm.

Además, resulta necesario incorporar bombas para impulsar el agua procedente de los tanques de almacenamiento de agua purificada hacia los electrolizadores. Para ello, se opta por aumentar la presión del flujo de agua hasta llegar a una presión de 25 bar. Como se detallará más adelante, los electrolizadores operan a una presión de 30 bar.

Por tanto una presión ligeramente inferior a su presión de operación resulta la mejor forma de optimizar su funcionamiento.

Para ello, es necesario conocer el incremento de presión que la bomba utilizada para extraer el agua de mar ha realizado en el flujo inicial. Como se conoce la potencia que consume cada una de esas bombas, resulta sencillo calcular la presión del flujo de agua a la salida de dichas bombas:

$$P = Q \cdot (P_2 - P_1) \rightarrow 1.35 \text{ kW} = \frac{14.68 \text{ m}^3/\text{h}}{3600} \cdot (P_2 - 100 \text{ kPa}) \rightarrow P_2 \approx 4.31 \text{ bar}$$

Por tanto, como se quiere aumentar la presión del flujo de salida de agua procedente del tanque de almacenamiento de agua purificada hasta una presión de 25 bar, las bombas necesarias han de tener una potencia de:

$$P = Q \cdot (P_2 - P_1) \rightarrow P = \frac{14.68 \text{ m}^3/\text{h}}{3600} \cdot (2500 \text{ kPa} - 431 \text{ kPa}) \approx 8.44 \text{ kW}$$

Por ende, cada bomba colocada a la salida de los tanques de almacenamiento de agua purificada necesita una potencia de 8.44 kW. Como se cuenta con dos bombas, la potencia total consumida por dichas bombas es de 16.88 kW.

Respecto a los tanques de almacenamiento de salmuera, se sabe que, en nuestro caso, se necesitan aproximadamente 14682.5 litros de agua salada cada hora para obtener los 9250.0 litros de agua purificada cada hora que se han expuesto anteriormente. Por tanto, eso significa que obtenemos 5432.5 kg de salmuera cada hora.

En cuanto al vaciado de la salmuera, aprovechando la conveniencia de estar situados en una plataforma offshore, se propone el vertido de la salmuera obtenida al mar. No obstante, no es posible verter la salmuera directamente al mar, ya que aumentaría considerablemente la concentración salina en el área de vertido, influyendo directamente en el ambiente marino.

Para ello, la solución consiste en equilibrar la concentración salina de la salmuera, y eso se consigue mediante la dilución de la salmuera con agua directamente del mar. Dicha dilución suele tener una proporción 1:4 antes de devolverlo al mar [50].

Utilizando la misma fórmula usada para el cálculo del volumen de almacenamiento de agua purificada, se propone el vaciado de salmuera cada 5 horas:

$$V_{\text{salmuera}} = 5432.5 \text{ kg/h} \cdot 5 \text{ h} = 27162.5 \text{ kg salmuera}$$

Tal y como se acaba de mencionar, resulta necesario tener una proporción 1:4 entre la cantidad de salmuera y la cantidad de agua salada antes de poder devolverlo al mar; por ende, el volumen del tanque de almacenamiento de salmuera ha de tener una capacidad de, al menos:

$$V_{\text{tanque salmuera}} = 27162.5 \text{ kg salmuera} \cdot 5 = 135\,812.5 \text{ kg salmuera} + \text{agua de mar}$$

Por tanto, aplicando un factor de seguridad adecuado, se propone el uso de tanques de almacenamiento de salmuera de 170 m³. Cada tanque tiene 6 m de altura y 6 m de diámetro, con un espesor de 7 mm.

Para introducir un flujo de agua de mar en el tanque de salmuera es necesario la incorporación de bombas. En el período de tiempo previo al vaciado del tanque, es necesario introducir 108 650 litros de agua de mar en dicho tanque; por tanto, se necesita un flujo de entrada al tanque de 21730 litros/h.

Se asume un rendimiento de las bombas del 70%:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = \frac{1025 \text{ kg/m}^3 \cdot 9.81 \text{ m/s}^2 \cdot 23.10 \text{ m} \cdot 21.73 \text{ m}^3/\text{h}}{0.7 \cdot 3600} \cdot 10^{-3} = 2 \text{ kW}$$

Por tanto, como se tienen dos tanques de salmuera en la planta, el consumo total de dichas bombas es de 4 kW.

4.1.3. ELECTROLIZADORES

Los electrolizadores son el componente más importante en una planta de generación de hidrógeno, ya que son los dispositivos encargados del proceso que utiliza la energía eléctrica para obtener hidrógeno mediante la electrólisis del agua.

En nuestro caso, se parte de un parque eólico offshore de 135 MW de potencia nominal instalada. Para determinar la potencia óptima del electrolizador que se puede instalar en un parque eólico offshore con una capacidad nominal de 135 MW, podemos utilizar el ratio de capacidad óptima mencionado en la *Figura 39*. Según el gráfico, para el caso de la eólica offshore, la relación entre la capacidad instalada del parque eólico y la potencia instalada de los electrolizadores es de 1.2.

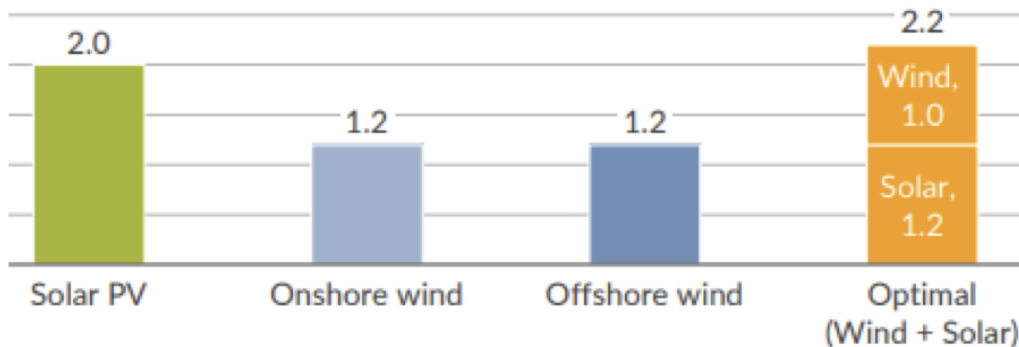


Figura 39. Análisis de optimización de ratios entre la capacidad de los sistemas de energía renovables y los electrolizadores [51]

Por tanto, la suma de las potencias de los electrolizadores a utilizar debe ser de:

$$P_{\text{electrolizadores}} = \frac{P_{\text{real parque}}}{\text{Ratio de capacidad óptima}} = \frac{129.5 \text{ MW}}{1.2} \approx 108 \text{ MW}$$

No obstante, recientemente se ha realizado un análisis de sensibilidad para la eólica offshore y se ha determinado que la relación óptima entre la capacidad de electrólisis y la capacidad del parque eólico ha de ser de aproximadamente un 73.98% [52]. Por tanto, la capacidad necesaria para los electrolizadores ha de ser de:

$$P_{\text{electrolizadores}} = 129.5 \text{ MW} \cdot 0.7398 \approx 96 \text{ MW}$$

Se puede ver que ambos análisis desembocan en capacidades de electrolizadores similares. Por ende, se opta por una potencia instalada total para los electrolizadores de 100 MW, punto intermedio entre ambos resultados.

Por tanto, en este caso se opta por utilizar un total de 10 electrolizadores de 10 MW de capacidad cada uno.

Según se va subiendo la capacidad del electrolizador, van disminuyendo las horas en las que el electrolizador está funcionando a su capacidad máxima. Esto se debe a la variabilidad de la eólica offshore, la cual no produce de forma constante, sino que está sujeta a factores ambientales.

La producción de H₂ estará sujeta tanto al tamaño del electrolizador como a su factor de carga. A mayor factor de utilización, más cantidad de H₂ se producirá para un mismo electrolizador [51].

El factor de carga se calcula tomando la media anual de la utilización del electrolizador en cada hora del año. Es decir, un factor de carga del 30% implica que la media horaria de utilización del electrolizador ha alcanzado el 30%.

Al ser la capacidad instalada del parque eólico una constante, a mayor capacidad del electrolizador se espera un menor factor de carga. Esto sucede porque, aunque el tamaño del electrolizador aumente, la energía proporcionada por el parque eólico será la misma [51].

El objetivo de este análisis es encontrar el electrolizador de capacidad determinada que minimice la energía desaprovechada y por tanto maximice la producción de hidrógeno sin incurrir en sobredimensionamiento.

Dado que ya se conoce la energía disponible anual que proporciona el parque eólico y la suma de las capacidades de los electrolizadores a utilizar, se procede a calcular el factor de utilización de dichos electrolizadores:

$$\text{Factor carga} = \frac{\text{Energía consumida anual}}{P_{\text{electrolizador}} \cdot 8760h} = \frac{427.37 \text{ GWh}}{10 \text{ MW} \cdot 10^{-3} \cdot 8760h} \approx 0.488$$

Se muestra en la *Figura 40* un resumen de los resultados obtenidos:

Suma de capacidades de electrolizadores (MW)	Energía consumida anual (GWh)	Factor de carga
100	427.37	0.488

Figura 40. Capacidad de los electrolizadores y factor de carga (Fuente: Elaboración propia)

Una vez dimensionado la suma de las capacidades de los electrolizadores a utilizar, se procede a calcular la producción de hidrógeno anual de la planta.

Se ha optado por la selección de electrolizadores PEM frente a los electrolizadores alcalinos dado que los PEM se adaptan mejor a las tecnologías asociadas con las energías renovables, tal y como se explicó en el capítulo 2.2.

En términos económicos, el CAPEX de los electrolizadores PEM es superior al de los alcalinos, debido principalmente a que los sistemas alcalinos son tecnologías más maduras y a que los electrolizadores PEM utilizan materiales más avanzados y costosos. No obstante, en términos del OPEX, los electrolizadores PEM tienden a tener un OPEX menor debido a su menor necesidad de mantenimiento. Además, tienen mayor eficiencia energética, y producción de hidrógeno de mayor pureza.

A pesar de los mayores costes iniciales y de reemplazo de las membranas, el menor requerimiento de energía y mantenimiento de los electrolizadores PEM puede resultar una ventaja económica a largo plazo [53].

A continuación, se muestran en la *Tabla 9* las características de los electrolizadores a utilizar:

Características de cada electrolizador		
Tecnología	PEM	
Potencia nominal	10 MW	
Producción nominal de H ₂	4600 kg/día	2130 Nm ³ /h
Consumo de energía	4.6 kWh/Nm ³ H ₂	51 kWh/kg
Eficiencia (PCS)	77%	
Eficiencia (PCI)	65%	
Rango de producción de H ₂	213-2130 Nm ³ /h	10-100%
Presión del H ₂ a la salida del electrolizador	30 bar	
Tª del H ₂ a la salida del electrolizador	65 °C	
Consumo nominal de agua purificada	1850 kg/h	

Tabla 9. Características de los electrolizadores a utilizar (Fuente: Elaboración propia a partir de [54])

Una vez descrita la hoja de características de los electrolizadores a utilizar, es necesario calcular los parámetros operacionales de cada electrolizador.

Tal y como se explicó anteriormente, el factor de capacidad de cada electrolizador es de 0.488. Se ha escogido este valor debido a que es el que maximiza la producción de hidrógeno y cumple con el balance de energía de la planta.

Por tanto, una vez conocido el factor de capacidad y la producción nominal de H₂ proporcionada por la hoja de características del electrolizador, se procede a calcular la producción de H₂ de nuestra planta.

Por cada electrolizador:

$$\text{Producción diaria de H}_2 = 4600 \text{ kg/día} \cdot 0.488 \approx 2245 \text{ kg H}_2/\text{día}$$

$$\text{Producción horaria de H}_2 = \frac{2245 \text{ kg H}_2/\text{día}}{24\text{h}} \approx 93.54 \text{ kg H}_2/\text{h}$$

$$\text{Producción anual de H}_2 = 93.54 \text{ kg H}_2/\text{h} \cdot 8760\text{h} \approx 819\,425 \text{ kg H}_2/\text{año}$$

Consumo diario de energía = 2245 kg/día · 51 kWh/kg ≈ 114 495 kWh/día

A continuación, en la *Tabla 10* se muestra un resumen de los parámetros operacionales de cada electrolizador:

Parámetros operacionales de cada electrolizador	
Flujo de agua purificada entrada	1850 kg/h
Calor necesario a la entrada	0 kW _{th}
Factor de capacidad	0.488
Flujo nominal de H ₂	192 kg H ₂ /h
Flujo nominal de O ₂	1536 kg O ₂ /h
Calor recuperado a la salida	2556 kW _{th}
Producción diaria de H ₂	2245 kg H ₂ /día
Producción horaria de H ₂	93.54 kg H ₂ /h
Producción anual de H ₂	819 425 kg H ₂ /año
Consumo de energía	114 495 kWh/día

Tabla 10. Parámetros operacionales de cada electrolizador (Fuente: Elaboración propia)

Respecto al flujo nominal de H₂ y O₂; es decir, el flujo de H₂ y O₂ cuando el electrolizador trabaja a su máxima capacidad (factor de capacidad 1), se ha calculado de la siguiente forma:

$$\text{Flujo nominal de H}_2 = \frac{4600 \text{ kg H}_2/\text{día}}{24\text{h}} \approx 192 \text{ kg H}_2/\text{h}$$

Para el cálculo del flujo de O₂, es necesario saber que por cada 2 moles de H₂ producidos se genera 1 mol de O₂. Además, es necesario conocer que la masa molar del H₂ es 2 g/mol y que la del O₂ es 32 g/mol.

Por tanto, teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto y conocido el flujo nominal de H₂, es posible calcular el flujo nominal de O₂:

$$\text{Moles de H}_2 = \frac{192 \text{ kg H}_2/\text{h}}{2 \text{ kg/kmol}} = 96 \text{ kmol H}_2/\text{h}$$

$$\begin{aligned} \text{Moles de } O_2 &= \frac{\text{Moles de } H_2}{2} = 48 \text{ kmol } O_2/h \rightarrow \text{Flujo nominal de } O_2 = \\ &= 48 \text{ kmol/h} \cdot 32 \text{ kg/kmol} = 1536 \text{ kg } O_2/h \end{aligned}$$

En cuanto al calor necesario a la entrada y recuperado a la salida, el electrolizador PEM no necesita calor en la entrada porque la energía requerida para la electrólisis proviene directamente de la electricidad, y el calor que se recupera a la salida es generado internamente durante el proceso debido a pérdidas de energía provocadas por la resistencia eléctrica y otros factores internos al dispositivo.

Una vez explicados los parámetros operacionales de cada electrolizador, se muestra a continuación en la *Tabla 11* un resumen de la cantidad de hidrógeno producido por los diez electrolizadores que componen la planta:

Producción de hidrógeno total	
Producción horaria de H ₂	935.4 kg H ₂ /h
Producción diaria de H ₂	22 450 kg H ₂ /día
Producción anual de H ₂	8 194 250 kg H ₂ /año

*Tabla 11. Resumen de la cantidad de hidrógeno producido por todos los electrolizadores de la planta
(Fuente: Elaboración propia)*

4.1.4. SEPARADORES DE H₂ Y O₂

Tal y como se describió anteriormente, los separadores de H₂ y O₂ tienen la función principal de eliminar del flujo de H₂ y O₂ de alta presión la presencia de agua purificada líquida incluida en dicho flujo.

Los electrolizadores PEM suelen operar a temperaturas elevadas (entre 50°C y 80°C) para mejorar la eficiencia del proceso. A estas temperaturas, una parte del agua que interviene en el proceso de electrólisis se convierte en vapor. Es por ello que en el flujo de salida de los electrolizadores haya vapor de agua.

Aunque generalmente la mayor parte del agua contenida en dicho flujo se encuentre en estado gaseoso, también es posible encontrar trazas de agua líquida.

Por tanto, los separadores gas-líquido se utilizan para eliminar el agua líquida arrastrada y cualquier condensado que pueda formarse cuando el gas se enfría ligeramente después de salir del electrolizador. Esto es crucial para proteger los equipos posteriores y asegurar la pureza del hidrógeno y el oxígeno producidos.

Los separadores gas-líquido en sí mismos no consumen potencia de manera significativa porque su principio de operación se basa principalmente en la separación física de fases (gas y líquido) utilizando la gravedad.

Dichos separadores permiten una presión de operación entre 1-30 bar y operan a una temperatura entre 40-85 °C [55].

Para el dimensionamiento de los separadores de H₂ y O₂ es necesario tener en cuenta que se cuenta con un separador de H₂ y O₂ por cada dos electrolizadores; es decir, en la planta se cuenta con un total de cinco separadores de H₂ y cinco separadores de O₂.

Para el caso del separador de H₂, haciendo uso del software *Hyjack*, para un flujo de entrada de 187.08 kg H₂/h (93.54 kg H₂/h de cada electrolizador), se estima que las dimensiones del separador H₂-líquido sea de 1.2 m de largo y 0.26 m de diámetro.

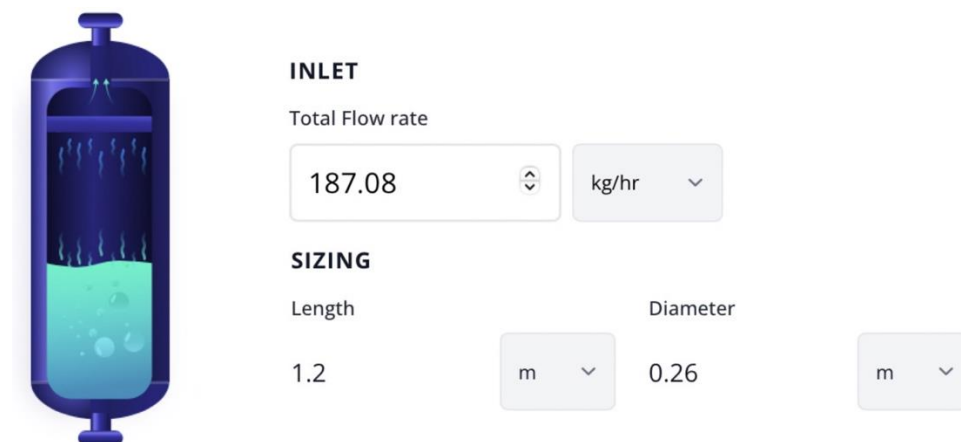


Figura 41. Dimensiones necesarias para los separadores H₂-líquido (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)

Para el cálculo del flujo de O_2 , debido a que tenemos 93.54 kg H_2 /h y que se sabe que existe una relación 1:8 entre flujo de H_2 y O_2 (procedente de cálculos anteriores), se obtiene un flujo de O_2 de 748.32 kg O_2 /h de cada electrolizador.

Para el caso del separador de O_2 , haciendo uso del software *Hyjack*, para un flujo de entrada de 1496.64 kg O_2 /h (748.32 kg O_2 /h de cada electrolizador), se estima que las dimensiones del separador O_2 -líquido sea de 1.8 m de largo y 0.75 m de diámetro.

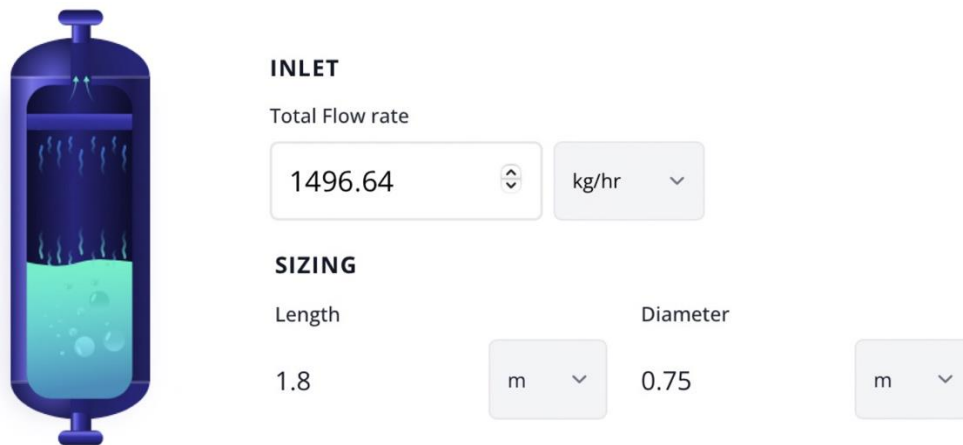


Figura 42. Dimensiones necesarias para los separadores O_2 -líquido (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)

4.2. PROCESO DE PURIFICACIÓN

Una vez se tiene el flujo de H_2 , resulta necesario hacer pasar dicho flujo de H_2 por un proceso de purificación para así mejorar la pureza del hidrógeno obtenido.

Para el caso de nuestra planta, el proceso de purificación se compone de condensadores, deoxigenadores y secadores, además de los tanques de almacenamiento intermedio. A continuación, en la *Tabla 12* se muestra el listado de elementos que componen el proceso de purificación:

Listado de elementos	Nº elementos
Condensadores	x7
Deoxigenadores	x5
Tanque de almacenamiento intermedio	x2
Secadores	x2

Tabla 12. Listado de elementos del proceso de purificación (Fuente: Elaboración propia)

4.2.1. CONDENSADORES

Los condensadores se utilizan para reducir la temperatura del vapor de agua presente en el flujo de H₂, para que así se produzca la condensación del vapor de agua y pase a estado líquido. El flujo de H₂ sale del condensador con menos vapor de agua, ya que gran parte del vapor se ha convertido en agua líquida. El agua líquida condensada se recoge en el fondo del condensador y se drena del sistema.

El uso de condensadores puede prevenir la formación de más agua en el deoxigenador y evitar la sobrecarga del sistema con vapor de agua adicional, mejorando la eficiencia de eliminación de oxígeno. Es por ello que se ha optado por utilizar condensadores previamente a la entrada del flujo de H₂ en el deoxigenador.

Además, también se ha optado por la utilización de condensadores después del paso del flujo de H₂ por los tanques de almacenamiento intermedio. debido a que el tanque intermedio amortigua fluctuaciones de flujo y presión antes de la condensación, por lo que el condensador opera bajo condiciones más estables, mejorando su eficiencia. Además, en este caso resulta estrictamente necesario porque la temperatura de reacción del deoxigenador es alta y los secadores no admiten flujos de entrada a dichas temperaturas. Sin embargo, podría evaluarse la utilización de “coolers” en lugar de condensadores, pero se opta por la utilización de condensadores debido a que, además de reducir la temperatura del flujo, se elimina parte del agua vapor presente en dicho flujo.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el flujo de H₂ que sale de cada separador de H₂ es de 187.08 kg H₂/h. Según el diseño de esta planta, se cuenta con un condensador a la salida de cada separador de H₂; por tanto, cada tanque recibe un flujo de 187.08 kg H₂/h.

A continuación, en la *Figura 43* se muestran las características de los condensadores a utilizar, mediante la utilización del software *Hyjack*:

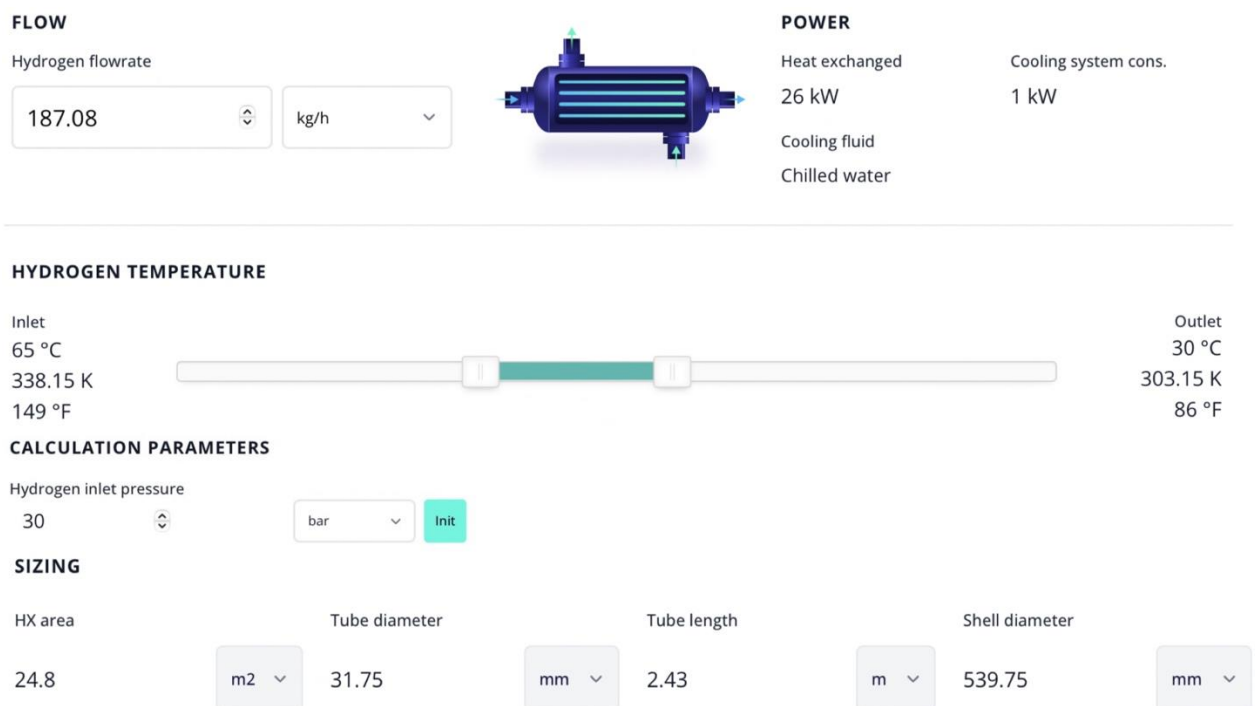


Figura 43. Dimensionamiento de los condensadores (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)

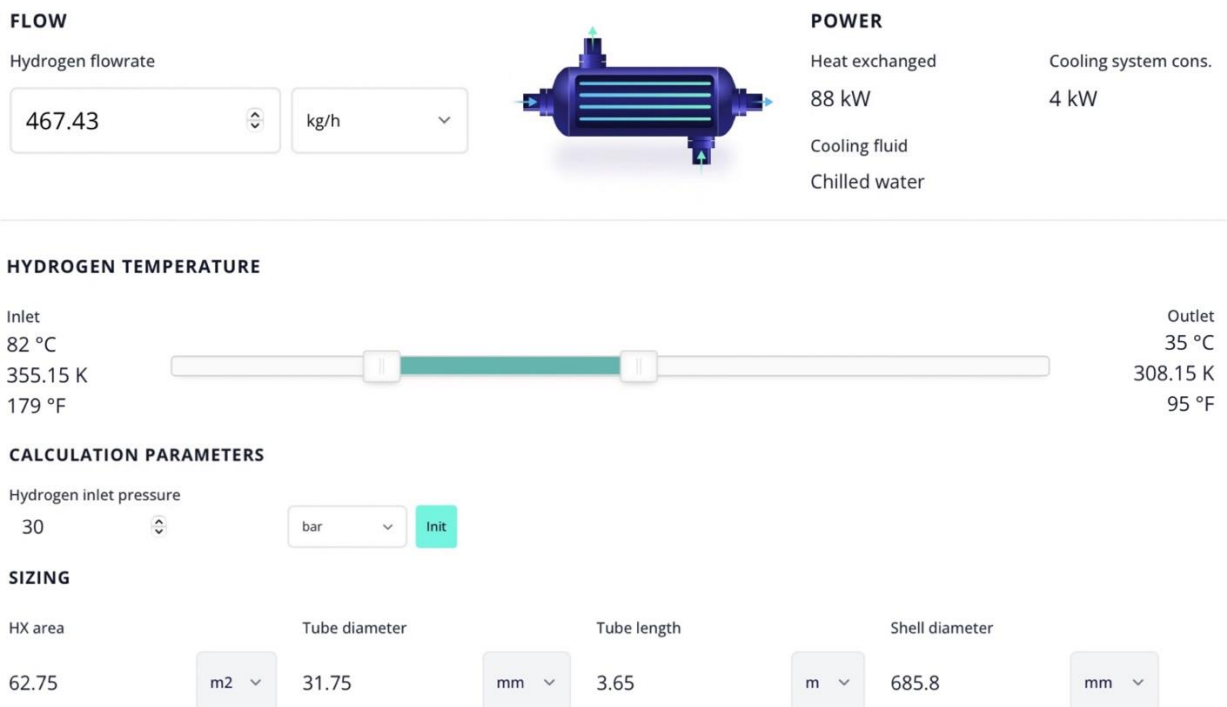
Tal y como se detalla en la *Figura 43*, se utiliza como refrigerante agua fría, obteniéndose a la salida un flujo de H₂ a 30 bar y 30 °C. Además, se detallan las dimensiones del condensador y el consumo del sistema de enfriamiento, el cual es de 1 kW, que representa el valor específico del consumo de energía del sistema de enfriamiento necesario para eliminar el calor de 26 kW del flujo de H₂.

Como se cuenta con cinco condensadores en total a la salida de los separadores de H₂, el consumo total de potencia procedente de los condensadores es de 5 kW.

No obstante, después del paso del flujo de H₂ por los tanques de almacenamiento intermedio también resulta necesario la utilización de condensadores, por las razones explicadas anteriormente. En este caso, nuestra planta cuenta con dos tanques de almacenamiento intermedio, y como se utiliza uno a la salida de cada tanque, nuestra planta cuenta con dos condensadores adicionales.

Como cada tanque recibe un flujo de 467.43 kg H₂/h, el flujo a la entrada de cada condensador es de 467.43 kg H₂/h.

A continuación, en la *Figura 44* se muestran las características de los condensadores a utilizar, mediante la utilización del software *Hyjack*:



FLOW
Hydrogen flowrate
467.43 kg/h

POWER
Heat exchanged: 88 kW
Cooling system cons.: 4 kW
Cooling fluid: Chilled water

HYDROGEN TEMPERATURE
Inlet: 82 °C, 355.15 K, 179 °F
Outlet: 35 °C, 308.15 K, 95 °F

CALCULATION PARAMETERS
Hydrogen inlet pressure: 30 bar [Init]

SIZING
HX area: 62.75 m²
Tube diameter: 31.75 mm
Tube length: 3.65 m
Shell diameter: 685.8 mm

Figura 44. Dimensionamiento de los condensadores (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)

Tal y como se detalla en la *Figura 44* se utiliza como refrigerante agua fría, obteniéndose a la salida un flujo de H_2 a 30 bar y 35 °C. Además, se detallan las dimensiones del condensador y el consumo del sistema de enfriamiento, el cual es de 4 kW, que representa el valor específico del consumo de energía del sistema de enfriamiento necesario para eliminar el calor de 88 kW del flujo de H_2 .

Como se cuenta con dos condensadores en total a la salida de los tanques de almacenamiento intermedio, el consumo total de potencia procedente de los condensadores es de 8 kW.

Cabe destacar que, aunque el flujo de H_2 haya circulado a través del condensador, aún puede quedar una pequeña cantidad de vapor de agua en el flujo de H_2 , además de pequeñas cantidades de O_2 .

4.2.2. DEOXIGENADORES

Una vez el flujo de H_2 ha circulado a través del condensador, se hace pasar dicho flujo por el deoxigenador. La función del deoxigenador es combinar las pequeñas cantidades de O_2 presentes en el flujo de entrada de hidrógeno con el propio H_2 para formar agua, con el objetivo principal de eliminar el O_2 presente en dicho flujo de entrada de hidrógeno. El producto del deoxigenador contiene principalmente H_2 con algo de agua (generalmente en estado vapor) y muy pequeñas cantidades de O_2 (1-2 ppm).

Dado que cada condensador alimenta a un deoxigenador, el flujo de H_2 que llega a cada deoxigenador es de 187.08 kg H_2 /h.

A continuación, en la *Figura 45* se muestra el dimensionamiento de cada deoxigenador mediante la utilización del software *Hyjack*:

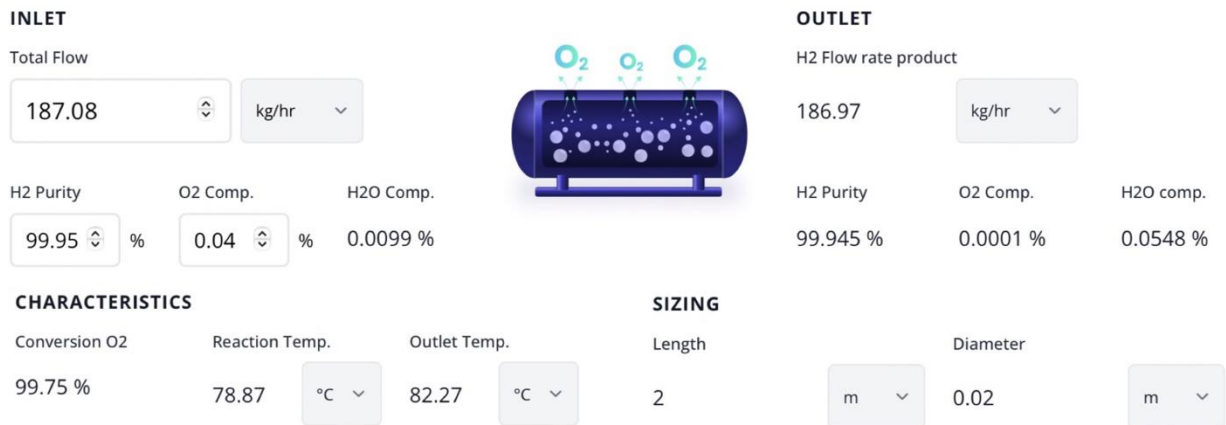


Figura 45. Dimensionamiento de los deoxigenadores (Fuente: Elaboración propia a partir de Hyjack)

Como se puede observar, en la *Figura 45* se indica que el flujo de H₂ a la salida tiene una pureza ligeramente inferior a la del flujo de entrada, que la cantidad de O₂ ha disminuido notablemente y que la cantidad de agua ha aumentado. Esto es debido a lo explicado anteriormente, ya que parte del H₂ se combina con el O₂ para generar agua. Esta reacción ocurre a una temperatura de aproximadamente 79 °C y el flujo de H₂ a la salida se encuentra a unos 82 °C.

Las dimensiones de cada deoxigenador son 20 mm de diámetro y 2 m de largo.

Para estimar el consumo de potencia de cada deoxigenador, es necesario obtener la energía necesaria para que el flujo de entrada alcance la temperatura de reacción.

$$\Delta T = 78.87 - 30 = 48.87 \text{ °C}$$

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T = 187.08 \text{ kg/h} \cdot 14.304 \text{ kJ/kg} \cdot 48.87 = 130\,775.74 \text{ kJ/h}$$

Como 1 kW equivale a 3600 kJ/h:

$$Q = \frac{130\,775.74}{3600} = 36.32 \text{ kW}$$

Se asume que cada deoxigenador tiene una eficiencia del 90%:

$$P_{deoxigenador} = \frac{36.32}{0.9} \approx 40 \text{ kW}$$

Por tanto, como se tienen cinco deoxigenadores, el consumo total es de 200 kW.

4.2.3. TANQUES DE ALMACENAMIENTO INTERMEDIO

El flujo que sale de los deoxigenadores contiene hidrógeno gaseoso, vapor de agua y una pequeña cantidad de oxígeno (1-2 ppm). En nuestro caso, dicho flujo se encuentra a aproximadamente 30 bares de presión y 82 °C, pero pueden darse pequeñas fluctuaciones debidas a condiciones operativas del sistema. Por tanto, resulta conveniente utilizar un tanque intermedio de almacenamiento para estabilizar dicho flujo y así obtener mejores eficiencias de conversión en el proceso de purificación.

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el flujo de H₂ que sale de cada deoxigenador es de 186.97 kg H₂/h. Según el diseño de esta planta, se cuenta con dos tanques de almacenamiento intermedio; por tanto, cada tanque recibe un flujo de 467.43 kg H₂/h.

Los tanques de almacenamiento intermedio se dimensionan con un margen de 3 h de almacenamiento, tiempo suficiente para que el flujo se estabilice por completo.

Por tanto, el tanque a presión debe poder almacenar un total de:

$$V_{tanque\ intermedio} = 467.43 \text{ kg H}_2/\text{h} \cdot 3\text{h} = 1402.28 \text{ kg H}_2$$

No obstante, como se trata de un tanque que principalmente almacena gas a presión, el cálculo de la capacidad del tanque resulta diferente que para tanques de almacenamiento de fluido líquido.

Mediante el uso del software *Hyjack*, se estima que el uso de tanques con capacidad de 350 m³ es suficiente.

4.2.4. SECADORES

El flujo de H_2 que sale de los tanques de almacenamiento intermedio y ha circulado a través de los condensadores se dirige hacia los secadores, también conocidos como “dryers”. En nuestro caso, los secadores a utilizar son secadores de adsorción, los cuales se utilizan para reducir el punto de rocío del flujo de hidrógeno en el proceso de purificación. El punto de rocío es la temperatura a la cual el vapor de agua presente en el flujo de hidrógeno comienza a condensarse en forma de líquido. Un punto de rocío más bajo indica un menor contenido de humedad en el gas.

Dichos secadores reducen el punto de rocío mediante dos fases: la adsorción del vapor de agua y la regeneración del adsorbente. Los secadores de adsorción contienen materiales como tamices moleculares, gel de sílice o alúmina activada que tienen una alta afinidad por el vapor de agua. Cuando el gas hidrógeno húmedo pasa a través del lecho de adsorbente, las moléculas de agua se adhieren a la superficie del adsorbente, eliminando así el vapor de agua del flujo de gas. Una vez que el adsorbente se ha saturado con agua, se regenera para eliminar el agua adsorbida. Esto se puede hacer mediante calentamiento (para aumentar la temperatura y liberar el agua) o mediante un flujo de gas seco que ayuda a arrastrar el agua fuera del adsorbente. Los secadores suelen tener al menos dos columnas de adsorción que funcionan de manera alterna; mientras una columna adsorbe, la otra se regenera.

La capacidad de adsorción del agua generalmente aumenta a temperaturas más bajas, por lo que los secadores de adsorción suelen ser más eficientes en condiciones frías. Normalmente, se busca mantener el flujo de entrada a temperaturas por debajo de $40^{\circ}C$. Si el flujo de entrada está más caliente, puede ser necesario enfriarlo antes de la adsorción. Es debido a ello la incorporación de condensadores previo a la llegada del flujo a los secadores [56].

En nuestro caso, se cuenta con dos secadores de adsorción, por lo que el flujo de entrada a los secadores es de $467.43 \text{ kg } H_2/h$.

Para estimar la potencia que consume cada secador, es necesario obtener la potencia térmica resultante del intercambio de calor entre flujos. Para ello, es necesario conocer que el flujo de entrada se encuentra a 35 °C y el de salida a 85 °C:

$$\dot{Q} = \dot{m}_{H_2} \cdot (h_1 - h_2) = 467.43 \text{ kg } H_2/h \cdot 0.2 = 93.49 \text{ kW}$$

Se asume que cada secador tiene una eficiencia del 85%:

$$P_{\text{secador}} = \frac{93.49}{0.85} = 110 \text{ kW}$$

Por tanto, como se tienen dos secadores, el consumo total es de 220 kW.

Una vez el flujo de H₂ ha circulado a través del secador, se obtiene H₂ con aproximadamente un 99.999% de pureza a 30 bar y 85 °C.

A modo resumen, se muestra a continuación en la *Tabla 13* la composición, presión y temperatura de operación de cada elemento incorporado en la planta de generación de hidrógeno verde:



Elemento	Composición entrada	Composición salida	Presión entrada (bar)	Tª entrada (°C)	Presión salida (bar)	Tª salida(°C)
Bomba mar-desalinizadora	Agua salada	Agua salada	1	25	4.31	25
Desalinizadora	Agua salada	H ₂ O (l)	4.31	25	4.31	25
Tanque de almacenamiento de salmuera	Agua salada	Agua salada	4.31	25	4.31	25
Bomba mar-tanque de salmuera	Agua salada	Agua salada	1	25	4.31	25
Tanque de almacenamiento de agua purificada	H ₂ O (l)	H ₂ O (l)	4.31	25	4.31	25
Bomba tanque-electrolizadores	H ₂ O (l)	H ₂ O (l)	4.31	25	25	25
Electrolizadores	H ₂ O (l)	H ₂ O (v)+H ₂ +O ₂	25	25	30	65
Separadores de H ₂	H ₂ O (v)+H ₂ ↑+O ₂ ↓	H ₂ O (v)+H ₂ ↑+O ₂ ↓	30	65	30	65
Separadores de O ₂	H ₂ O (v)+H ₂ ↓+O ₂ ↑	H ₂ O (v)+H ₂ ↓+O ₂ ↑	30	65	30	65
Condensadores Pre-Purificación	H ₂ O (v)+H ₂ +O ₂	H ₂ O (v)↓+H ₂ +O ₂	30	65	30	30
Deoxigenadores	H ₂ O (v)+H ₂ +O ₂	H ₂ O (v)+H ₂	30	30	30	82
Tanque de almacenamiento intermedio de H ₂	H ₂ O (v)+H ₂	H ₂ O (v)+H ₂	30	82	30	82
Condensadores Purificación	H ₂ O (v)+H ₂	H ₂ O (v)↓+H ₂	30	82	30	35
Secadores	H ₂ O (v)+H ₂	H ₂	30	35	30	85

Tabla 13. Composición, presión y Tª operación de los elementos de la planta (Fuente:Elaboración propia)

4.3. PLANTA DE LOHC

Tal y como se ha explicado a lo largo de este proyecto, una de las formas de almacenar el hidrógeno producido es mediante el uso de los líquidos orgánicos portadores de hidrógeno (LOHC). Una vez se ha producido el hidrógeno, se realiza un proceso de hidrogenación: Este proceso consiste en la adición de hidrógeno al LOHC en presencia de un catalizador y bajo condiciones de temperatura y presión controladas. El hidrógeno se une químicamente al LOHC, transformándolo en una forma cargada de hidrógeno.

El LOHC cargado de hidrógeno puede ser almacenado en tanques y transportado fácilmente en estado líquido. Esto hace que el hidrógeno sea mucho más seguro de manejar y transportar en comparación con su forma gaseosa.

En el caso de este proyecto, se opta por el amoníaco como el LOHC a utilizar. El amoníaco líquido puede almacenarse a una presión de 8-10 bar a temperatura ambiente o a una temperatura de -33°C a presión atmosférica.

Cuando se necesita el hidrógeno, el LOHC cargado de hidrógeno se somete a un proceso de deshidrogenación. Esto también se realiza en presencia de un catalizador y bajo condiciones de temperatura y presión adecuadas. Durante este proceso, el hidrógeno se libera del LOHC y queda disponible para su uso (por ejemplo, en una pila de combustible).

4.3.1. TANQUES INTERMEDIOS DE LOHC Y LOCAL DE HIDROGENACIÓN

Una vez que el flujo de hidrógeno ha circulado a través de los secadores y se ha obtenido hidrógeno de muy alta pureza, se procede a almacenar dicho hidrógeno. En este caso, la planta cuenta con dos tanques, uno previo al local de hidrogenación y uno posterior a dicho local de hidrogenación.

El tanque previo a la entrada del flujo de hidrógeno al local de hidrogenación almacenará el hidrógeno producido con LOHC- (en el mismo tanque pero no mezclados), mientras que el tanque a la salida del local de hidrogenación almacenará LOHC+; es decir, cargado con hidrógeno.

Para el dimensionamiento de dichos tanques, se estima una capacidad de almacenamiento para un día de producción. Para ello, es necesario conocer la densidad volumétrica de hidrógeno del amoníaco, el cual en estado líquido y a unas condiciones de 10 bar y 27 °C tiene una densidad de 106 kg de H₂/m³. Cabe destacar que el amoníaco líquido tiene una densidad volumétrica de hidrógeno mayor que el propio hidrógeno líquido, el cual a -273 °C tiene una densidad volumétrica de 70 kg de H₂/m³ [57].

$$V_{tanque} = \frac{935.4 \text{ kg H}_2/\text{h} \cdot 24 \text{ h}}{106 \text{ kg H}_2/\text{m}^3} = 211.79 \text{ m}^3$$

Por tanto, por cuestiones de seguridad, se opta por tanques de acero de 6 m de diámetro y 8 m de altura, con espesor de paredes de 7 mm; es decir, tanques con capacidad de 226.2 m³.

El local de hidrogenación está compuesto por un reactor en el que se realiza la mezcla del hidrógeno con el LOHC, equipos auxiliares y un sistema de refrigeración. El consumo del local de hidrogenación se calcula en base a la refrigeración necesaria para enfriar el calor expulsado por la reacción exotérmica que se produce. Si se toman como referencia locales de hidrogenación de características similares, se estima que el consumo de los equipos de hidrogenación es de 600 kW [20].

4.3.2. BOMBAS DE DESCARGA DE LOHC

El LOHC producido se almacena en los tanques centrales de las cuatro columnas estabilizadoras de la plataforma semisumergible. A continuación, se muestra en la *Figura 46* la disposición de dichos tanques:

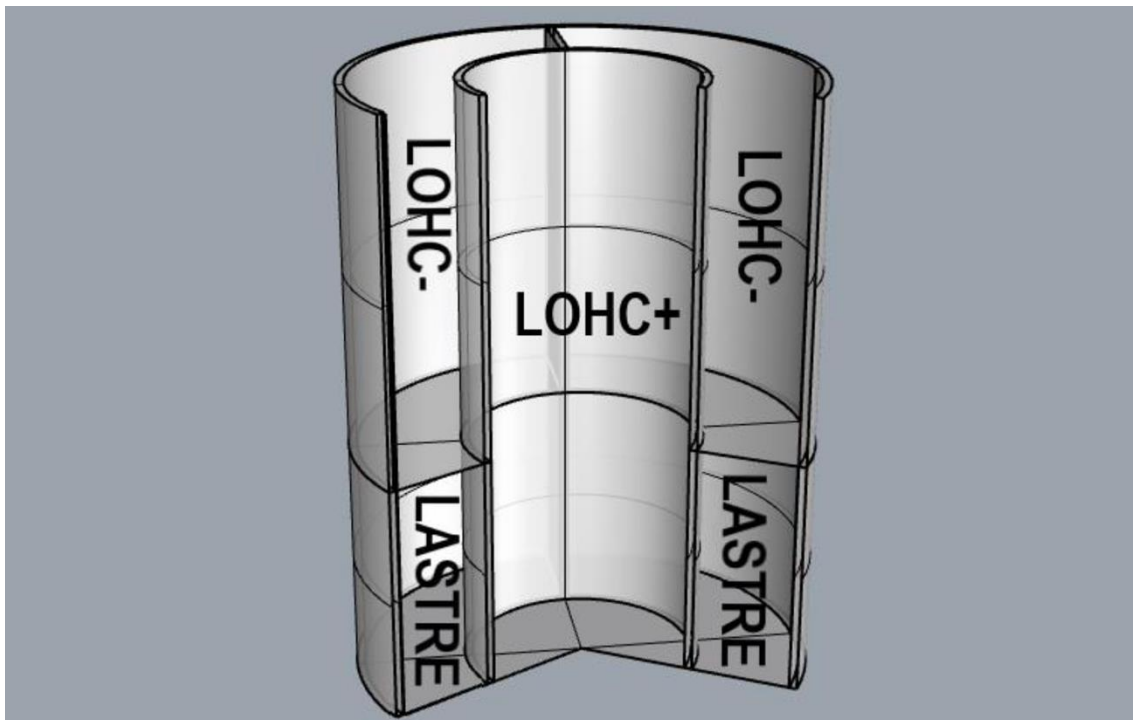


Figura 46. Disposición de los tanques en las columnas estabilizadoras de la plataforma [20]

Los tanques destinados al almacenamiento del LOHC+ tienen una altura de 28 metros y un diámetro de 12 metros [20]. Por tanto, cada tanque tiene una capacidad de:

$$V_{\text{tanque}} = \pi \cdot r^2 \cdot h = \pi \cdot 6^2 \cdot 28 = 3166 \text{ m}^3$$

No obstante, como se cuenta con cuatro tanques, uno por cada columna de la plataforma, la capacidad total de almacenamiento de LOHC+ es de 12 666 m³.

Se deben disponer de medios propios tanto para la descarga del LOHC+ (cargado con hidrógeno) como para el trasiego del LOHC- (descargado de hidrógeno).

El dimensionamiento de las bombas se calcula en base al tiempo de descarga de los tanques. En este caso, se opta por un tiempo de descarga de 5 horas por columna.

$$Q_{\text{vaciado}} = \frac{3166 \text{ m}^3}{5 \text{ h}} = 633.2 \text{ m}^3/\text{h}$$

Debido a posibles retrasos o fallos en el vaciado, se aplica un factor de seguridad al caudal de vaciado:

$$Q_{\text{vaciado}} = 633.2 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 0.9 = 570 \text{ m}^3/\text{h}$$

Por tanto, teniendo en cuenta que el LOHC elegido es el amoníaco (NH_3), la potencia consumida por cada bomba es:

$$P = \frac{\rho \cdot g \cdot H \cdot Q}{\eta} = \frac{610 \text{ kg/m}^3 \cdot 9.81 \text{ m/s}^2 \cdot 30 \text{ m} \cdot 570 \text{ m}^3/\text{h}}{0.7 \cdot 3600} \cdot 10^{-3} = 40.61 \text{ kW}$$

Teniendo en cuenta que se tienen cuatro bombas, se tiene un consumo total de 162.43 kW.

Adicionalmente, resulta necesario calcular cuánto tiempo tardan los cuatro tanques de almacenamiento de LOHC+ en llenarse y, por ende, saber cada cuanto tiempo resulta necesario vaciar dichos tanques.

Para ello, es necesario conocer la densidad volumétrica de hidrógeno del amoníaco, el cual en estado líquido y a unas condiciones de 10 bar y 27 °C tiene una densidad de 106 kg de H_2/m^3 [57].

Si la planta produce 22450 kg de $\text{H}_2/\text{día}$ y se divide dicha cantidad entre los kg de H_2 que el amoníaco puede almacenar, se obtiene aproximadamente un volumen de 212 m^3 :

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la capacidad total de los tanques es de 12666 m^3 ; por tanto, el número de días que van a tardar dichos tanques en llenarse es de:

$$\text{Días almacenamiento} = \frac{12\,666 \text{ m}^3 \cdot 0.9}{212} \approx 54 \text{ días}$$

No obstante, cabe destacar que ese es el tiempo para que todos los tanques se llenen por completo. Cada tanque tarda en llenarse 13.45 días, por lo que, si se requiere, cada 14 días puede realizarse una operación de descarga de cada tanque.

Además de los tanques de almacenamiento de LOHC+, también resulta importante conocer las dimensiones de los tanques de LOHC-, ya que dichos tanques van a almacenar el amoníaco descargado de hidrógeno a usar en el local de hidrogenación.

Los tanques destinados al almacenamiento del LOHC- tienen una altura de 16 metros y un diámetro de 11 metros [20]. Por tanto, cada tanque tiene una capacidad de aproximadamente 1521 m³.

Como se cuentan con cuatro tanques, la capacidad total de almacenamiento de LOHC- es de 6082m³. Esto significa que se disponen de 6082 m³ de LOHC- para almacenar hidrógeno.

Por tanto, como se requieren aproximadamente 5.68 kg de NH₃ por cada kg de H₂ [58], eso significa que cada día se requieren 127 516 kg de NH₃.

$$\text{Días de almacenamiento} = \frac{0.9 \cdot 6082.12 \cdot 10^3 \text{ kg LOHC}^-}{127\,516 \text{ kg NH}_3} \approx 43 \text{ días}$$

Una vez se ha calculado el número máximo de días de almacenamiento tanto para el LOHC+ como para el LOHC-, se propone la descarga del LOHC+ cada 42 días. Se ha tomado dicha decisión tomando en consideración que se disponen de 43 días de almacenamiento de LOHC- y, por tanto, se optimiza al máximo el uso de dichos tanques.

Por ende, cuando aproximadamente tres tanques de LOHC+ estén completamente llenos, se procederá a la descarga de dichos tanques. Al mismo tiempo que se descargan los tanques de LOHC+, también resulta necesario llenar nuevamente los tanques de LOHC-

4.4. SISTEMA DE TUBERÍAS

En este apartado se va a discutir el sistema de tuberías necesario para el correcto funcionamiento de la planta de generación de hidrógeno verde. Para ello, en base al espacio habilitado para la generación de hidrógeno, es necesario realizar una estimación del número de metros de tuberías, así como el número de fittings (codos, tes, bridas, etc.) necesarios.

Dadas las condiciones de operación de la planta de generación de hidrógeno, resulta necesario utilizar diferentes materiales en el diseño del sistema de tuberías. Como referencia para este proyecto, se van a utilizar dos materiales diferentes: GRE tipo BONDSTRAND serie 2425 y acero inoxidable tipo 316L SCH 40 [59].

Como se acaba de mencionar, la utilización de dichos materiales se debe a las condiciones de operación y la composición del flujo que circula a través de las tuberías.

A modo resumen, en los tramos en los que circula agua en estado líquido únicamente (ya sea agua salada o purificada) se opta por el uso de GRE. Esto es así debido a las excelentes propiedades que el GRE proporciona a la tubería, ya que presenta una muy alta resistencia a la corrosión, proporciona una vida útil muy superior a la del acero sin la necesidad de tratamientos o protecciones internas y/o externas, y además permite reducir considerablemente los OPEX del sistema. No obstante, en los tramos en los que circula hidrógeno u oxígeno en estado gaseoso, así como agua en estado vapor, se opta por el uso de acero inoxidable 316L [4].

A continuación, en la *Tabla 14* se muestra el número asignado a cada línea (el cual se encuentra representado en el esquema general de la planta mostrado en la *Figura 48*), así como el número de metros y diámetro de cada línea.

Material	Nº Línea	Nº metros	Diámetro	Codos	Bridas	Tee
GRE	1	3	DN 250	-	1	1
GRE	2	0.4	DN 250	-	2	-
GRE	3	0.74	DN 250	-	2	-
GRE	4	0.4	DN 250	-	2	-
GRE	5	3.1	DN 250	2(90º)	-	1
GRE	6	2.4	DN 250	1(90º)	-	-
GRE	7	2.5	DN 250	-	1	-
GRE	8	0.6	DN 250	1(90º)	1	-
GRE	9	2.6	DN 250	-	-	1
GRE	10	0.5	DN 250	-	1	-
GRE	11	0.4	DN 250	-	2	-
GRE	12	0.8	DN 250	-	2	-
GRE	13	1.8	DN 250	1(90º)	1	1
GRE	14	0.4	DN 250	-	2	-
GRE	15	3.7	DN 250	-	1	-
GRE	16	2	DN 200	-	2	-
GRE	17	1.7	DN 200	-	2	-
GRE	18	2	DN 200	-	2	-
GRE	19	1.7	DN 200	-	2	-
GRE	20	34	DN 200	2(90º)	-	4
GRE	21	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	22	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	23	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	24	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	25	6	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	26	1.2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	27	12	DN 200	4(90º)	-	-
GRE	28	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	29	34	DN 200	2(90º)	-	4
GRE	30	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	31	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	32	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	33	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	34	5	DN 200	2(90º)	-	-
GRE	35	2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	36	4.5	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	37	1.2	DN 200	2(90º)	1	-
GRE	38	4	DN 200	2(90º)	2	-
GRE	39	4	DN 200	2(90º)	2	-
GRE	40	25	DN 150	1(90º)	-	4
GRE	41	3	DN 150	-	1	-

GRE	42	8	DN 150	4(90º)	1	-
GRE	43	3	DN 150	-	1	-
GRE	44	8	DN 150	4(90º)	1	-
GRE	45	4	DN 150	-	1	-
GRE	46	10	DN 150	4(90º)	1	-
GRE	47	4	DN 150	1(90º)	1	-
GRE	48	10	DN 150	4(90º)	1	-
316L	49	10	DN 150	4(90º)	1	-
316L	50	5	DN 150	3(90º)	1	-
316L	51	7	DN 150	2(90º)	2	-
316L	52	8	DN 150	4(90º)	2	-
316L	53	15	DN 150	5(90º)	2	-
316L	54	5	DN 150	2(90º)	2	-
316L	55	2	DN 150	-	2	-
316L	56	2	DN 150	-	2	-
316L	57	2	DN 150	-	2	-
316L	58	2	DN 150	-	2	-
316L	59	2	DN 150	-	2	2
316L	60	25	DN 150	6(90º)	4	-
316L	61	15	DN 150	4(90º)	-	1
316L	62	17	DN 150	1(90º)	-	-
316L	63	15	DN 150	1(90º)	1	-
316L	64	1.5	DN 150	-	2	-
316L	65	1.5	DN 150	-	2	-
316L	66	2.5	DN 150	-	2	-
316L	67	2.5	DN 150	-	2	-
316L	68	18	DN 150	6(90º)	3	2
GRE	69	25	DN 150	1(90º)	-	4
GRE	70	27	DN 200	3(90º)	-	5
GRE	71	27	DN 200	9(90º)	-	4
GRE	72	3	DN 200	-	1	-
GRE	73	3	DN 200	-	1	-
GRE	74	3	DN 200	-	1	-
GRE	75	5	DN 200	-	1	-
GRE	76	9	DN 200	-	1	-
GRE	77	42	DN 200	2(90º)	-	3
GRE	78	16	DN 200	-	2	1
GRE	79	35	DN 200	9(90º)	-	4
GRE	80	37	DN 200	7(90º)	-	3
GRE	81	35	DN 200	9(90º)	-	4
GRE	82	12	DN 200	5(90º)	1	-
GRE	83	14	DN 200	5(90º)	1	-

GRE	84	12	DN 200	5(90º)	1	-
GRE	85	14	DN 200	5(90º)	1	-
GRE	86	12	DN 200	5(90º)	1	-
GRE	87	14	DN 200	5(90º)	1	-
GRE	88	12	DN 200	5(90º)	1	-
GRE	89	14	DN 200	5(90º)	1	-
316L	90	1	DN 200	2(90º)	2	-
316L	91	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	92	1	DN 200	2(90º)	2	-
316L	93	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	94	1	DN 200	2(90º)	2	-
316L	95	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	96	1	DN 200	2(90º)	2	-
316L	97	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	98	1	DN 200	3(90º)	2	-
316L	99	8	DN 200	3(90º)	2	-
316L	100	9	DN 200	4(90º)	2	-
316L	101	1	DN 200	2(90º)	2	-
316L	102	1	DN 200	2(90º)	2	-
316L	103	1	DN 200	2(90º)	2	-
316L	104	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	105	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	106	0.8	DN 200	2(90º)	2	-
316L	107	0.8	DN 200	2(90º)	2	-
316L	108	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	109	1.5	DN 200	3(90º)	2	-
316L	110	2.1	DN 100	2(90º)	2	-
316L	111	2.1	DN 100	2(90º)	2	-
316L	112	2.1	DN 100	2(90º)	2	-
316L	113	2.1	DN 100	2(90º)	2	-
316L	118	2.1	DN 100	2(90º)	2	-
GRE	114	2	DN 250	2(90º)	1	-
GRE	115	3	DN 250	3(90º)	2	-
GRE	116	2	DN 250	2(90º)	1	-
GRE	117	3	DN 250	2(90º)	2	-

Tabla 14. Resumen del número de líneas, metros y diámetros para el sistema de tuberías de la planta

(Fuente: Elaboración propia)

Una vez detalladas todas las líneas, a modo resumen, se muestra a continuación en la *Tabla 15* una estimación del número de metros/unidades y sus respectivos diámetros para los dos materiales:

Lista de materiales	Nº metros/unidades Acero Inox. 316L	Nº metros/unidades GRE serie 2425
Tubería DN100	10.5	0
Codo DN100	10	0
Tee DN100	0	0
Brida DN100	10	0
Tubería DN150	158	100
Codo DN150	38	19
Tee DN150	5	8
Brida DN150	36	8
Tubería DN200	38.6	479.3
Codo DN200	52	121
Tee DN200	0	32
Brida DN200	40	41
Tubería DN250	0	33.34
Codo DN250	0	14
Tee DN250	0	4
Brida DN250	0	24

Tabla 15. Resumen del Nº metros/unidades según las diferentes tuberías/fittings y materiales (Fuente: Elaboración propia)

Por tanto, en cuanto al número de metros de tubería se refiere (excluyendo unidades de fittings) se necesitan 207.1 m de acero inoxidable 316L SCH 40 y 612.6 m de GRE BONDSTRAND serie 2425.

4.5. DISPOSICIÓN GENERAL

Por último, una vez explicados y dimensionados todos los elementos que conforman una planta de generación de hidrógeno verde offshore, en este apartado se muestra una posible distribución de los elementos según el espacio disponible habilitado para el uso de generación de hidrógeno en la plataforma. A continuación, se muestra en la *Figura 47* un modelo 3D de la plataforma utilizada para el desarrollo de este proyecto:

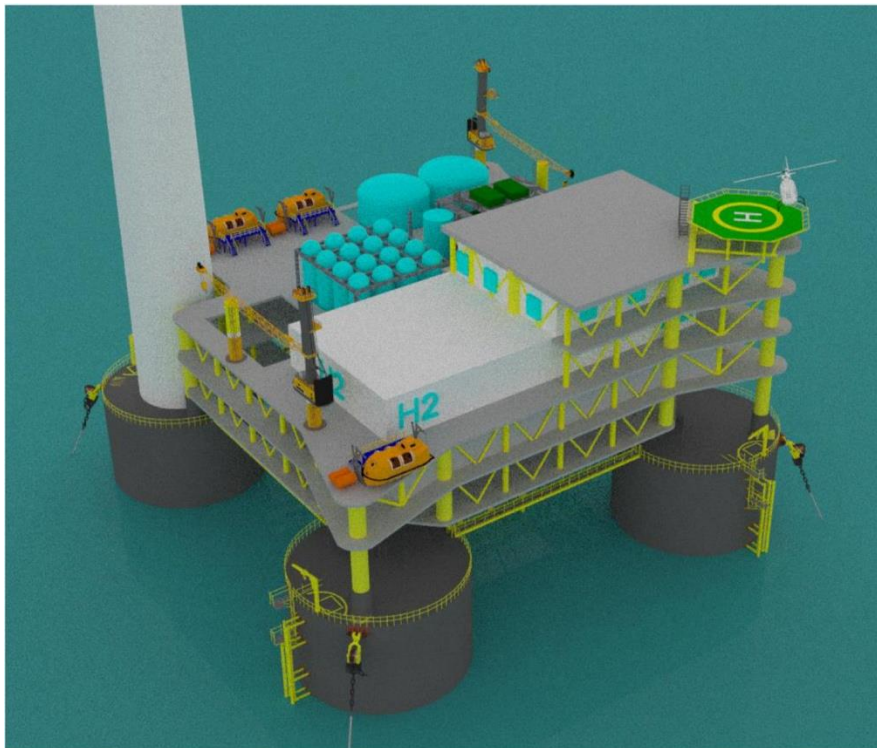


Figura 47. Modelo 3D de la plataforma de generación de hidrógeno verde offshore [20]

Una vez se ha visualizado la plataforma, se muestra en la *Figura 48* la disposición general que todos los elementos que conforman la cubierta dedicada a la generación de hidrógeno verde:

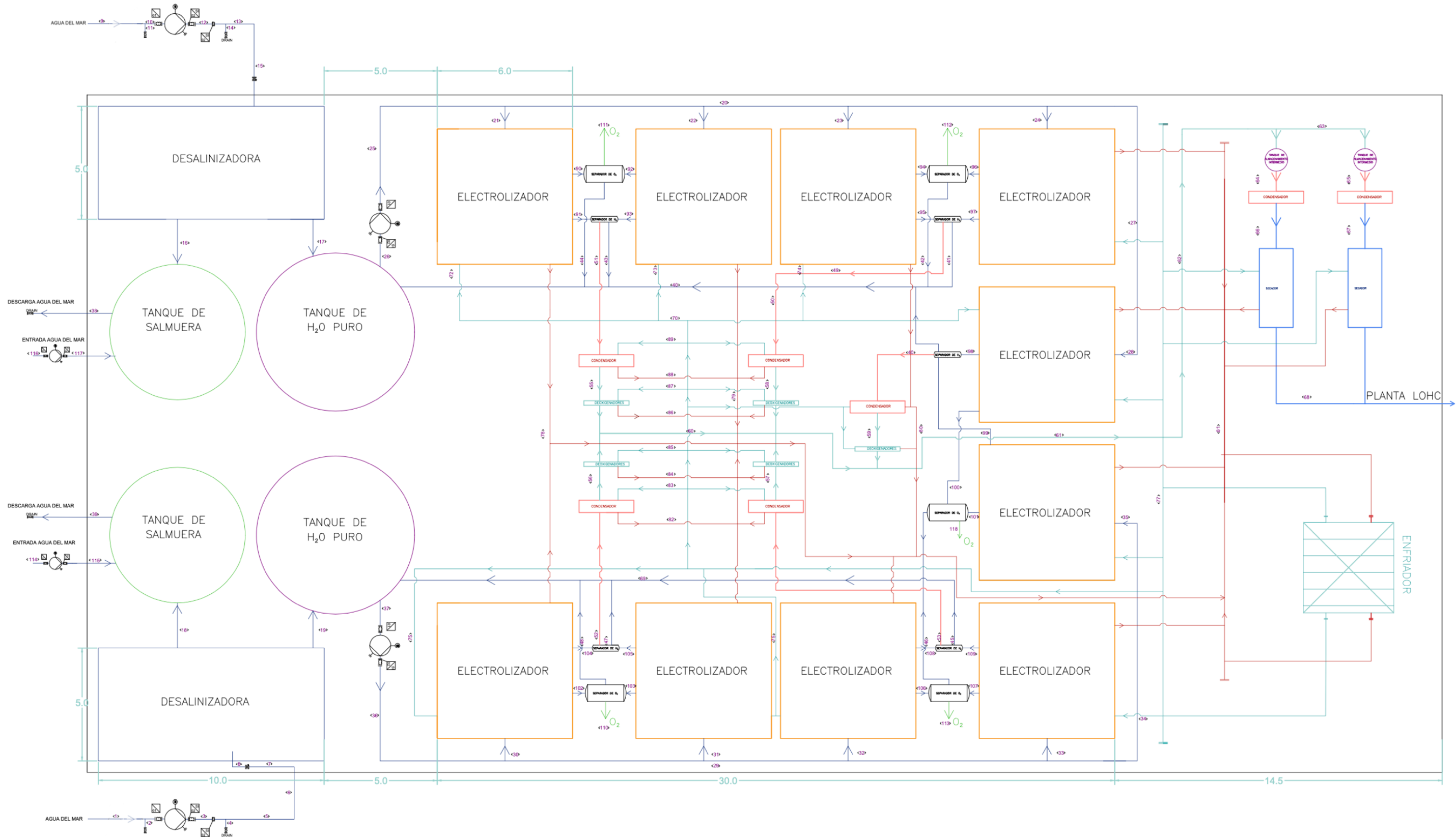


Figura 48. Esquema general de la planta de generación de hidrógeno verde de la plataforma (Fuente: Elaboración propia)

Capítulo 5. Estudio Económico

En este capítulo se va a realizar un estudio estimado del capital necesario para construir una planta de generación de hidrógeno verde como la desarrollada en este proyecto.

Haciendo referencia al análisis de la viabilidad de un proyecto, tanto el CAPEX (Capital Expenditure) como el OPEX (Operational Expenditure) son factores cruciales. Sin embargo, el CAPEX es más importante en este contexto. El CAPEX abarca los gastos de capital iniciales necesarios para construir la infraestructura de la planta de hidrógeno verde, mientras que el OPEX se refiere a los gastos de operación y mantenimiento ya sea costes de operación del parque, mantenimiento preventivo y correctivo, los costos de personal y consumos auxiliares.

En cuanto al CAPEX, los costes iniciales son elevados y determinan la viabilidad económica del proyecto. En un entorno offshore, los costos de instalación son aún mayores debido a los desafíos adicionales en términos de logística y construcción en el mar.

En cuanto al OPEX, los costes operativos pueden ser elevados en un entorno marino debido a la necesidad de transportar personal y materiales hacia y desde la plataforma y a las duras condiciones ambientales que pueden incrementar las necesidades de mantenimiento. Sin embargo, estos costos son gestionables y previsibles debido a que se pueden realizar estimaciones procedentes de plantas onshore tanto eólicas como de generación de hidrógeno y de las plantas offshore existentes hasta la fecha.. Además, a diferencia de otras fuentes de energía, las renovables no tienen costes asociados directamente a la producción de la energía ya que el "fuel" de la planta es el viento.

Por tanto, mientras que ambos tipos de gastos son esenciales para el éxito a largo plazo de la planta, el CAPEX es más crítico, ya que una inversión inicial significativa es imprescindible para establecer la infraestructura necesaria para la generación de hidrógeno verde.

Sin una base sólida de inversión inicial, el proyecto no puede comenzar, y, por lo tanto, asegurar el financiamiento y la asignación adecuada de capital al inicio es el factor más determinante para el éxito del proyecto.

A continuación, se muestra en la *Tabla 16* un cuadro resumen con costes estimados de los diferentes elementos que constituyen la planta dimensionada en este proyecto.

Elemento	Precio/unidad	Precio Total
Bomba mar-desalinizadora	2,500 €	5,000 €
Desalinizadora	536,579 €	1,073,158 €
Tanque de almacenamiento de salmuera	306,000 €	612,000 €
Tanque de almacenamiento de agua purificada	450,000 €	900,000 €
Bomba tanque-electrolizadores	4,500 €	9,000 €
Electrolizadores	16,295,238 €	162,952,380 €
Separadores de H ₂	6,500 €	32,500 €
Separadores de O ₂	6,500 €	32,500 €
Condensadores Pre-Purificación	166,374 €	831,870 €
Deoxigenadores	9,586 €	47,930 €
Tanque de almacenamiento intermedio de H ₂	665,619 €	1,331,238 €
Condensadores Purificación	220,726 €	441,452 €
Secadores	187,500 €	375,000 €
CAPEX de la planta	168,644,028 €	

Tabla 16. Tabla resumen de los precios estimados de los elementos de la planta (Fuente: Elaboración propia)

Cabe destacar que la mayoría de los precios mostrados en la *Tabla 16* proceden de cálculos realizados a través del software *Hyjack*.

Una vez analizado el precio de inversión estimado para los elementos que constituyen una planta de generación de hidrógeno de estas características, se procede a calcular el coste aproximado relacionado al sistema de tuberías necesario para el correcto funcionamiento de la planta.

Para el estudio económico a realizar para el sistema de tuberías y los fittings necesarios, se han utilizado como referencia dos materiales diferentes: GRE tipo BONDSTRAND serie 2425 y acero inoxidable tipo 316L SCH 40.



Lista de materiales	Nº metros/unidades Acero Inox. 316L	Nº metros/unidades GRE serie 2425	Coste por m/unidad Acero Inox. 316L SCH40	Coste por m/unidad GRE serie 2425	Coste total Acero Inox. 316L SCH40	Coste total GRE	Coste total	
Tubería DN100	10.5	0	196.70 €	44.90 €	2,065.37 €	0 €	2,065.37 €	
Codo DN100	10	0	94.12 €	128.20 €	941.16 €	0 €	941.16 €	
Tee DN100	0	0	288.53 €	249.30 €	0 €	0 €	0 €	
Brida DN100	10	0	66 €	106.40 €	660 €	0 €	660 €	
Tubería DN150	158	100	393.45 €	68.10 €	62,165.10 €	6,810 €	68,975.10 €	
Codo DN150	38	19	265.16 €	206.90 €	10,076.08 €	3,931.10 €	14,007.18 €	
Tee DN150	5	8	370 €	401.50 €	1,850 €	3,212 €	5,062 €	
Brida DN150	36	8	161 €	125.60 €	5,796 €	1,004.80 €	6,800.80 €	
Tubería DN200	38.6	479.3	539.80 €	113.30 €	20,836.40 €	54,304.69 €	75,141.09 €	
Codo DN200	52	121	410.30 €	386.10 €	21,335.60 €	46,718.10 €	68,053.70 €	
Tee DN200	0	32	448.80 €	746.10 €	0 €	23,875.20 €	23,875.20 €	
Brida DN200	40	41	253 €	206.30 €	10,120 €	8,458.30 €	18,578.30 €	
Tubería DN250	0	33.34	554.95 €	145.50 €	0 €	4,850.97 €	4,850.97 €	
Codo DN250	0	14	633.60 €	560.50 €	0 €	7,847 €	7,847 €	
Tee DN250	0	4	640.20 €	1,311.40 €	0 €	5,245.60 €	5,245.60 €	
Brida DN250	0	24	365 €	323.50 €	0 €	7,764 €	7,764 €	
					Suma	135,845.71 €	174,022 €	309,867.47 €

Tabla 17. Nº metros/unidades, coste m/unidad y coste total de las tuberías y fittings utilizadas en el proyecto (Fuente: Elaboración propia a partir de [60])

En la *Tabla 17* se muestran el número de metros/unidades de tuberías/fittings, así como el diámetro correspondiente a cada tubería y el coste EUR/m para cada material.

Una vez analizado el precio de inversión estimado para el sistema de tuberías necesario para una planta de generación de hidrógeno de estas características, se procede a calcular el LCOH estimado de la planta (Levelised Cost of Hydrogen).

El LCOH es una métrica financiera utilizada para calcular el coste promedio de producir un kilogramo de hidrógeno a lo largo de la vida útil de una planta de producción. Este cálculo incluye todos los costes involucrados, como capital inicial, operaciones y mantenimiento.

Para el cálculo de este valor, se va a hacer uso de la herramienta proporcionada por el *European Hydrogen Observatory*, el cual permite calcular de forma óptima el coste nivelado del hidrógeno.

Para ello, es necesario conocer el precio en EUR/MWh de la electricidad procedente de la energía eólica en España. A día 18 de Junio de 2024, el precio de la electricidad procedente de la energía eólica es de 127 EUR/MWh. Por tanto, se utilizará dicho valor para el cálculo del LCOH [61].

A continuación, en la *Figura 49* se muestra una estimación del LCOH de nuestra planta:

	Units	User specified values
Select country Spain		
Select electricity source Offshore wind		
Select electrolysis technology PEM		
Electrolysis unit		
Installed power:	kW	100,000
CAPEX:	EUR/kW	1,629
Energy consumption:	kWh/kg	51
Stack durability:	h	80,000
Stack degradation:	% per 1000h	0.12%
Stack replacement costs:	% CAPEX	15.00%
Other OPEX:	% CAPEX	2.00%
Electricity Source		
Operating hours:	h/year	4,275
Average electricity costs:	EUR/MWh	127
Grid fees:	EUR/MWh	0
Electricity taxes:	EUR/MWh	0

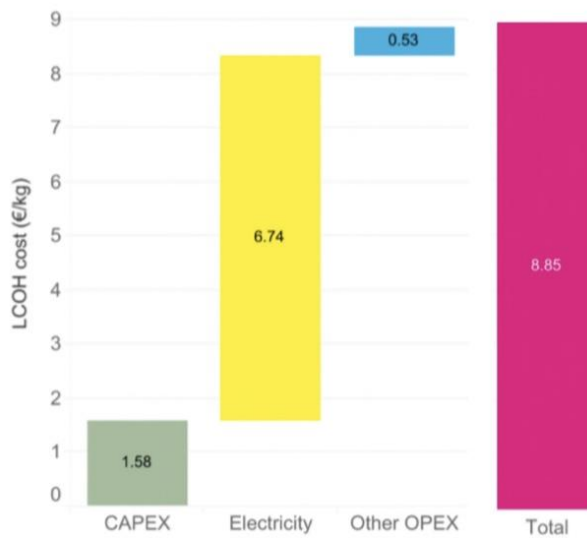


Figura 49. Coste estimado del LCOH de nuestra planta (Fuente: Elaboración propia a partir de [62])

Cabe destacar que los campos asociados a las tarifas de red y a los impuestos de la electricidad son nulos. Esto es debido a que nuestra planta se encuentra alimentada directamente de la electricidad procedente del parque eólico.

Por tanto, el coste nivelado del hidrógeno de nuestra planta es de 8.85 EUR/MWh. No obstante, dicho precio no es del todo competitivo comparado con el LCOH de otros países. Tal y como se puede observar en la *Figura 50*, el coste nivelado del hidrógeno producido a través de eólica offshore en España es de aproximadamente 9.00 EUR/MWh, siendo por tanto el sexto país donde resulta más caro producir hidrógeno.

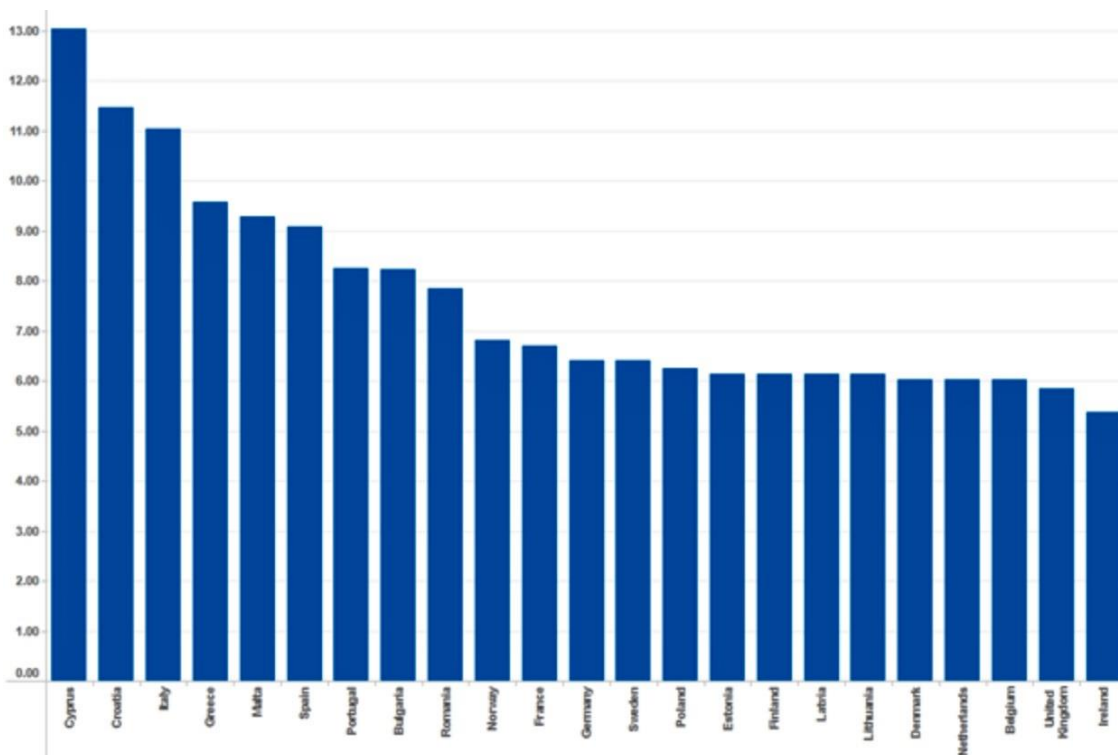


Figura 50. Coste nivelado del hidrógeno producido a través de eólica offshore [63]

Esto se debe principalmente a que no se encuentran bien aprovechadas las aguas del Mediterráneo y del Cantábrico para el uso de eólica marina, principalmente porque las profundidades de dichas aguas no permiten el uso de aerogeneradores anclados al fondo marino. No obstante, el potencial desarrollo que la eólica flotante está teniendo actualmente va a permitir la instalación de aerogeneradores en dichas aguas, por lo que en futuro a corto plazo dicho coste nivelado del hidrógeno va a disminuir y, por tanto, pasará a ser competitivo con el LCOH de otros países.

CONCLUSIONES

El proyecto de desarrollo de una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis en una plataforma flotante tipo H-FPSO ha demostrado ser una iniciativa prometedora y viable para la generación de hidrógeno renovable. La implementación de tecnologías avanzadas en un entorno marino, apoyada por la energía generada a través de un parque eólico offshore, representa una solución innovadora y sostenible frente a los desafíos climáticos actuales.

Resulta importante destacar que la producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica es crucial para alcanzar las metas globales de cero emisiones netas para 2050, también llamado Net Zero. El Net Zero es el objetivo acordado internacionalmente para mitigar los efectos del calentamiento global a corto plazo. Dicho objetivo se encuentra relacionado con la meta de temperatura que se estableció bajo el Acuerdo de París de 2015. El triple objetivo del Acuerdo de París consiste en limitar el aumento medio de la temperatura global a 2 °C respecto a los niveles preindustriales, no superar la cota de 1,5 °C a final de este siglo y alcanzar la neutralidad climática en 2050.

Uno de los factores a considerar a la hora de utilizar un parque eólico offshore es que la construcción de infraestructura energética en el mar reduce la presión sobre el uso del suelo en tierra, un recurso cada vez más escaso y valioso. Esto es particularmente importante en áreas densamente pobladas o en regiones con limitaciones ambientales. Además, los parques eólicos offshore pueden ser construidos a una escala mucho mayor que muchos parques terrestres debido a las menores restricciones de espacio.

Otra de las ventajas de utilizar la eólica offshore para la generación de hidrógeno es que producir hidrógeno en el sitio de generación de energía reduce la necesidad de transmitir electricidad a grandes distancias, lo que puede conllevar a pérdidas significativas de energía. El hidrógeno puede ser transportado de manera más eficiente que la electricidad, especialmente a largas distancias.

Por último, la realización de este proyecto muestra el gran potencial que tiene el hidrógeno verde para reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, afectando directamente a la lucha contra el calentamiento global. Para ello, el uso de fuentes de energía renovable, como es el caso de la eólica offshore, resulta de vital importancia para dicho objetivo.

Cabe destacar que el planteamiento del uso de la eólica offshore para la alimentación de una planta de generación de hidrógeno verde en una plataforma flotante es una idea novedosa en el sector del hidrógeno actual, el cual continuará desarrollándose durante los próximos años.

Bibliografía

- [1] ENERGIAS RENOVABLES, "Diez proyectos de generación de hidrógeno con energías renovables," 18 Abril 2020. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/eolica/como-producir-hidrogeno-con-energia-eolica-20200417>.
- [2] CIEMAT, Hacia una economía del hidrógeno en España, 2019.
- [3] J. I. LINARES and B. Y. MORATILLA, El hidrógeno y la energía, Universidad Pontificia Comillas ICAI, 2007.
- [4] ANTONIO JUAN MANJON-CABEZA SANCHEZ, Uso de materiales compuestos en los sistemas de tuberías en las plantas de generación de hidrógeno verde, 2022.
- [5] G. N. ENERGY, Del gris al verde, los colores del hidrógeno, 30 Septiembre 2021.
- [6] XATAKA, Que es exactamente el hidrógeno verde, 26 Abril 2021.
- [7] J. I. LINARES HURTADO, A. SANTOS MONTES y L. LEFRANC, «Que es el hidrógeno dorado y como puede ayudarnos a reducir las emisiones del cemento,» 6 Julio 2023. [En línea]. Available: <https://theconversation.com/que-es-el-hidrogeno-dorado-y-como-puede-ayudarnos-a-reducir-las-emisiones-del-cemento-208534>.
- [8] IBERDROLA, "¿Que es un electrolizador y por qué es clave para el suministro de hidrógeno verde?," [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador>.
- [9] R. D'AMORE-DOMENECH, Study on the production of hydrogen through the electrolysis of seawater in a sustainable marine context, 2021.

- [10] K. MEIER, "Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials," in *International Journal of Energy and Environmental Engineering*.
- [11] J. R. L. RAMÍREZ, "Electrolizadores comerciales," in *Modelo dinámico de un electrolizador alcalino*, p. 31.
- [12] REPSOL, "Electrolizador: qué es, tipos y usos comunes," 11 09 2023. [Online]. Available: <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/electrolizador/index.cshtml>.
- [13] H. K. ABDEL-AAL, K. M. ZOHDY and O. A. A. KAREEM, "Electrolysis of salt water," *Alexandria Engineering Journal*, 2010.
- [14] IRENA, Green Hydrogen Cost Reduction, 2020.
- [15] IEA, The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities, 2019.
- [16] G. GARCIA, "Este electrolizador obtiene hidrógeno del agua del mar y recolecta el litio que contiene," 23 12 2022. [Online]. Available: https://www.hibridosyelectricos.com/coches/electrolizador-hidrogeno-agua-mar-litio_66045_102.html#.
- [17] GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, Global offshore wind report, 2023.
- [18] ARIEMA, "Almacenamiento de hidrógeno," 23 07 2023. [Online]. Available: <https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h2>.
- [19] L. D. CELAYA-GARCÍA, M. E. GUTIERREZ-RIVERA, E. R. L.-. OROZCO, S. M. ACEVES-SABORIO and H. A. BOHORQUEZ-RICO, Diseño de un tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo II revestido con alambre, 2018.

- [20] G. G. FERRER, Infraestructura flotante offshore para la producción de hidrógeno verde, 2022.
- [21] D. PUDLO, L. GANZER, S. HENKEL and M. KÜHN, The H2STORE Project: Hydrogen Underground Storage.
- [22] SYNERHY, "Métodos de almacenamiento del hidrógeno," 2022. [Online]. Available: <https://synerhy.com/2022/02/metodos-de-almacenamiento-del-hidrogeno/>.
- [23] J. M. L. ESTRADA, Diseño y cálculo de recipientes a presión, 2001.
- [24] F. B. LLORENTE, "El transporte de hidrógeno empleando portadores líquidos," [Online]. Available: <https://felipebenjumeallorete.com/el-transporte-de-hidrogeno-empleando-portadores-liquidos/>.
- [25] H2VECTOR, "LOHC – Liquid Organic Hydrogen Carrier," 20 02 2023. [Online]. Available: <https://www.h2vector.com/noticias/lohc-liquid-organic-hydrogen-carrier>.
- [26] MITERD, Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable, Madrid, Octubre 2020.
- [27] C. e. GUNE, "Tecnologías clave para los vectores orgánicos líquidos de hidrógeno," 16 05 2023. [Online]. Available: <https://cicenergigune.com/es/blog/tecnologias-vectores-organicos-liquidos-hidrogeno-lohc-ekarrih2#:~:text=Los%20LOHC%20se%20encuentran%20en,el%20proceso%20de%20hidrogenación%2Ddeshidrogenación..>
- [28] Cryospain, 24 04 2023. [Online]. Available: <https://cryospain.com/es/amoniaco-verde-solucion-al-transporte-y-almacenamiento-de-hidrogeno-renovable#:~:text=Por%20un%20lado%2C%20el%20hidrógeno,el%20coste%20de%20estas%20operaciones..>

- [29] NELHYDROGEN, "Power-to-Gas," [Online]. Available: <https://nelhydrogen.com/market/power-to-gas/>.
- [30] B. GREENGAS, "Key technology – power-to-gas," [Online]. Available: <https://www.bmp-greengas.com/knowledge/key-technology-power-to-gas/>.
- [31] C. F.-B. BADIA, Energética del hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas de futuro.
- [32] MOTORPASION, "Descubren la forma de transportar conjuntamente hidrógeno verde y gas natural, potenciando el uso de los gasoductos," 2021. [Online]. Available: <https://www.motorpasion.com/industria/descubren-forma-transportar-conjuntamente-hidrogeno-verde-gas-natural-potenciando-uso-gasoductos>.
- [33] R. COSSENT, I. FIGUEROLA-FERRETI, T. GERRES, F. J. SANZ, I. SEGARRA and S. SERNA, "De la planificación a la ejecución: examinando los factores de éxito para el desarrollo del hidrógeno en España," Octubre 2023. [Online]. Available: <https://files.griddo.comillas.edu/informe-hidrogeno-anual-2022-2023.pdf>.
- [34] IRENA, Fostering a blue economy: Offshore renewable energy, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020.
- [35] IBERDROLA, "La energía eólica marina flotante: un hito para impulsar las renovables gracias a la innovación," [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/innovacion/eolica-marina-flotante>.
- [36] MITECO, "Visor INFOMAR: Visor de información geográfica marina," [Online]. Available: <https://infomar.miteco.es/visor.html>.

- [37] MITECO, "Zonificación para la ubicación de instalaciones eólicas marinas teniendo en cuenta la biodiversidad marina," [Online]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/servicios/banco-datos-naturaleza/informacion-disponible/eolicas_marinas_descargas.html.
- [38] A. B. F., "energías-renovables," 13 2023. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/eolica/estos-son-los-mapas-de-la-eolica-20230228>.
- [39] MITMA, Puertos del Estado: Clima Medio de Oleaje.
- [40] DNV, "DNV-ST-0119," [Online]. Available: <https://www.dnv.com/energy/standards-guidelines/dnv-st-0119-floating-wind-turbine-structures/>.
- [41] MITMA, Puertos del Estado: Extremos máximos de oleaje.
- [42] MITMA, Puertos del Estado: Clima Medio de Viento.
- [43] NAVIONICS, Spain, Mediterranean Coast-Marine Charts.
- [44] BLUENEWABLES, "Plataforma tipo S-bos," [Online]. Available: <https://bluenewables.com/s-bos/>.
- [45] IDAE, "Análisis del recurso. Atlas eólico de España," 2020. [Online]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_A_9b90ff10.pdf.
- [46] V. R. El efecto estela y algunas de sus características, 2023.
- [47] I. W. "Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine," March 2020. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>.

- [48] A. AMBROCIO QUISPE, Análisis del dimensionamiento de una planta piloto de producción de hidrógeno, 2016.
- [49] HYDROGEN EUROPE INTELLIGENCE DEPARTMENT, "Hydrogen Europe Clean Hydrogen Monitor 2020," 2020. [Online]. Available: <https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/Clean-Hydrogen-Monitor-2020.pdf>.
- [50] DAVID NUEVO, "TECPA: La salmuera en el vertido de desaladoras," [Online]. Available: <https://www.tecpa.es/salmuera-desaladora/>.
- [51] B. SAN JOSE GONZALEZ, Diseño básico de planta de producción de hidrógeno verde para suministro industrial, 2022.
- [52] A. CORRAL CARAZO, Análisis técnico-económico de un parque eólico flotante y una instalación de producción de hidrógeno verde en España, 2024.
- [53] GIZ, ARIEMA ENERGÍA Y MEDIOAMBIENTE S.L, Y TCI GEC, Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis para la entidad GNA, 30 de Abril 2021.
- [54] H-TEC SYSTEMS, "H-TEC PEM Electrolyzer Modular Hydrogen Platform," [Online]. Available: <https://www.h-tec.com/en/products/detail/mhp-series/mhp-electrolyser/>.
- [55] BRISE CHEMICALS, "Hydrogen generation plant," [Online]. Available: <https://brisechemicals.com/project/hydrogen-generation-plant/>.
- [56] DIRECT INDUSTRY, "Secador de hidrógeno comprimido por adsorción con aporte de calor," [Online]. Available: <https://www.directindustry.es/prod/omega-air-doo-ljubljana/product-64026-2511579.html>.
- [57] ALEJANDRO GARCIA GUZMAN, Sistema de almacenamiento termoquímico basado en amoníaco, 2023.

- [58] MARCOS RUPEREZ CERQUEDA, LinkedIn: Amoníaco como portador de hidrógeno (números), 2021.
- [59] NOV FGS, Bondstrand 2400 series product data chemical & industry, 2016.
- [60] PIPESPAIN S.L., Presupuesto estimado de tuberías, 2024.
- [61] AEE: SPANISH WIND ENERGY ASSOCIATION. [Online]. Available: <https://aeeolica.org/en/>.
- [62] EUROPEAN HYDROGEN OBSERVATORY, "Levelised Cost of Hydrogen Calculator," [Online]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/tools-reports/levelised-cost-hydrogen-calculator>.
- [63] CONRADO GARCIA, "Coste nivelado del hidrógeno: España vs Europa," GRUPOTEC, [Online]. Available: <https://grupotec.es/coste-nivelado-del-hidrogeno-espana-vs-europa/>.