



Producción de hidrógeno verde: comparativa de la viabilidad técnica y económica de energía eólica onshore y offshore

PROYECTO

presentado para optar
al Título de Máster en Innovación Tecnológica por

Fermín Juan Cerezo Araujo

bajo la supervisión de

Tomás Gómez-Acebo Temes

Donostia-San Sebastián, agosto de 2022



Tecnun
Universidad
de Navarra

ESCUELA DE INGENIERÍA
INGENIARITZA ESKOLA
SCHOOL OF ENGINEERING



Tecnun
Universidad
de Navarra

ESCUELA DE INGENIERÍA
INGENIARITZA ESKOLA
SCHOOL OF ENGINEERING

Proyecto Fin de Máster

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA

**Producción de hidrógeno verde: comparativa de la viabilidad
técnica y económica de energía eólica onshore y offshore**

Fermín Juan Cerezo Araujo

Donostia-San Sebastián, agosto de 2022

Índice de contenidos

Índice de figuras	7
Índice de tablas	8
RESUMEN	9
ABSTARCT	10
CAPÍTULO 1: EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ECONÓMICO	10
1.1 El hidrógeno y sus propiedades	11
1.2 El hidrógeno en el sector energético	13
1.3 Donde la electricidad no llega	16
CAPÍTULO 2: HACIA LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO.....	19
2.1 Producción actual de hidrógeno	19
2.2 Los colores del hidrógeno	20
2.3 Transporte y almacenamiento	22
2.4 Mercados líderes y sus políticas.....	24
2.5 Principales barreras.....	28
CAPÍTULO 3. DISEÑO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE Y LAS ALTERNATIVAS EÓLICAS....	29
3.1 Emplazamiento.....	30
3.1.1 Localización	30
3.1.2 Estudio eólico de Arinaga	32
3.2 Subsistema de hidrógeno.....	34
3.2.1 Electrolizador.....	34
3.2.2 Compresor.....	37
3.2.3 Dimensionamiento de la energía requerida	38
3.4 Escenario Onshore	39
3.4.1 Selección del aerogenerador.....	39
3.4.2 Cimentación	41
3.4.3 Análisis económico.....	42
3.5 Escenario Offshore	44
3.5.1 Selección del aerogenerador.....	45
3.5.2 Cimentación	47
3.5.3 Puesta en marcha.....	47
3.5.4 Análisis económico.....	48
CAPÍTULO 4: EL COSTE DEL HIDRÓGENO	51

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES	56
BIBLIOGRAFÍA.....	60
ANEXOS	63
Anexo 1. Presupuesto del parque eólico onshore.	63
Anexo 2. Presupuesto del parque eólico offshore.....	72
Anexo 3. Presupuesto del electrolizador	73

Índice de figuras

Figura 1 Estructura atómica del hidrógeno.....	11
Figura 2 Energía por unidad de masa en distintos [3].....	14
Figura 3 Eficiencia de diferentes motores [4]	15
Figura 4 Energía por unidad de volumen de distintos combustibles en diferentes estados [3].	15
Figura 5 Comparación de la densidad energética de diferentes combustibles para el transporte [6]	16
Figura 6 Cadena de valor actual del hidrógeno [7]	17
Figura 7 Aplicaciones del hidrógeno	18
Figura 8 Fuentes de producción de hidrógeno en 2020	20
Figura 9 Los colores del hidrógeno. Elaboración propia	22
Figura 10 Diferentes métodos de transporte de hidrógeno en función del volumen y la distancia	23
Figura 11 Países del mundo con estrategias políticas de hidrógeno	25
Figura 12 Proyectos de hidrógeno en el mundo en función del tipo de industria a la que pertenece	27
Figura 13 Esquema del proyecto.....	29
Figura 14 Localización de la localidad Arinaga (Gran Canaria).....	30
Figura 15 Zona elegida para la ubicación de la planta	31
Figura 16 Variabilidad anual de la velocidad media del viento por año.	33
Figura 17 Variabilidad mensual de la velocidad media del viento por meses.	34
Figura 18 Rosa de los vientos de Arinaga [5]	34
Figura 19 Esquema de un electrolizador.....	35
Figura 20 Figura del electrolizador Hylyzer 500 de la marca Hydrogenics	36
Figura 21 Transformador de potencia de una subestación eléctrica.....	39
Figura 22 Curva de potencia del aerogenerador N155/4,5	41
Figura 23 Fotografía de la construcción de una zapata circular para el montaje de un aerogenerador (Fuente: Acciona Energía)	42
Figura 24 Principales estructuras offshore para aerogeneradores.....	45
Figura 25 Curva de potencia del aerogenerador SWT-6,0-154.....	46
Figura 26 Monopilotes apilados previos a su instalación	47
Figura 27 El barco Aeolus en la instalación de una turbina eólica offshore	48
Figura 28 Países en donde el hidrógeno verde podría ser más barato que el hidrógeno azul, por años [12].....	56
Figura 29 Precio por MW instalado en función del número de aerogeneradores.	58

Índice de tablas

Tabla 1 Principales propiedades del hidrógeno	12
Tabla 2 Comparativa de equivalencias de diferentes combustibles en términos de poder calorífico. Elaboración propia a partir de [3].	14
Tabla 3 kWh/kg de diferentes tipos de combustibles [4]	14
Tabla 4 Porcentajes de inyección de hidrógeno de los diferentes países europeos	23
Tabla 5 Pequeña muestra de del histórico de viento de Arinaga de enero de 2011.	32
Tabla 6 Datos técnicos del electrolizador HyLYZER-500 de Hydrogenics.	37
Tabla 7 Principales especificaciones técnicas del aerogenerador N155/4,5 [9]	40
Tabla 8 Resumen del presupuesto eólico onshore	43
Tabla 9 Resumen de los costes de explotación del parque eólico onshore.....	44
Tabla 10 Principales especificaciones técnicas del aerogenerador SWT-6,0-154.....	46
Tabla 11 Resumen del presupuesto del parque eólico offshore	50
Tabla 12 Resumen de los costes de explotación del parque eólico offshore	50
Tabla 13 Tabla resumen de los escenarios eólicos	51
Tabla 14 Estimación de los costes anuales de los parques eólicos.....	52
Tabla 15 Estimación de la producción anual de los parques eólicos	52
Tabla 16 Precio del MWh anual de los parques eólicos.....	53
Tabla 17 Precios de producción de hidrógeno por kilogramo	55

RESUMEN

El hidrógeno verde o nuevo petróleo verde, que proviene de recursos casi infinitos como la electricidad de fuentes eólicas y solares, se convierte, desde ahora, en la respuesta sistemática al caos energético, en línea con el nuevo modelo energético mundial descarbonizado. Es la respuesta simple y evidente a las expectativas de muchos consumidores: una energía casi infinita, limpia, descarbonizada, sin residuos, disponible en todo momento, que se pueda producir en cualquier lugar en el que haya sol y/o viento y agua, que no dependa de los ciclos de las materias primas ni de los riesgos geopolíticos y que, muy pronto, alcanzará unos precios imbatibles.

Sin embargo, a día de hoy, los precios de las tecnologías y de las infraestructuras necesarias para el óptimo funcionamiento de las plantas productoras de hidrógeno verde resultan muy elevados y en la mayoría de ocasiones dependientes de ayudas financieras externas. A consecuencia, el precio final del hidrógeno verde es demasiado costoso frente a su homónimo hidrógeno gris y por tanto no llega a ser competente.

En este documento se ha diseñado y dimensionado una planta generadora de hidrógeno verde y estudiado la diferencia de dos alternativas de abastecimiento energético eólico: onshore y offshore. Conociendo los costes asociados a cada uno de los diferentes tipos de parques eólicos he estimado el precio de la electricidad resultante, así como el precio final del hidrógeno verde para un electrolizador de 2,15 MW. Por último, gracias a un análisis de sensibilidad realizado, se demuestran los principales responsables de los altos costes del hidrógeno verde, la importancia de las financiaciones externas y la diferencia con las economías de escala. Aspectos vitales para que en los próximos años el hidrógeno verde sea una realidad y eclosione como protagonista del mix energético mundial.

ABSTARCT

Green hydrogen or new green fuel, which comes from almost infinite resources such as electricity from wind and solar sources, becomes, from now on, the systematic answer to energy chaos, in line with the new decarbonized world energy model. It is the simple and obvious answer to the expectations of many consumers: almost infinite, clean, decarbonized, waste-free energy, available at all times, which can be produced anywhere where there is sun and/or wind and water, which does not depend on commodity cycles or geopolitical risks and which, very soon, will reach unbeatable prices.

Nevertheless, at present, the prices of the technologies and infrastructures necessary for the optimal operation of green hydrogen production plants are very high and, in most cases, dependent on external financial aid. As a consequence, the final price of green hydrogen is too expensive compared to its counterpart grey hydrogen and therefore it is not competitive.

In this paper I have designed and dimensioned a green hydrogen generating plant and studied the difference between two wind energy supply alternatives: onshore and offshore. Knowing the costs associated with each of the different types of wind farms, I have estimated the price of the resulting electricity, as well as the final price of green hydrogen for a 2.15 MW electrolyzer. Finally, thanks to a sensitivity analysis carried out, the main factors responsible for the high costs of green hydrogen, the importance of external financing and the difference with economies of scale are demonstrated. Vital aspects for green hydrogen to become a reality in the coming years and to emerge as a protagonist in the world energy mix.

CAPÍTULO 1: EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ECONÓMICO.

1.1 El hidrógeno y sus propiedades

El hidrógeno es el elemento químico más abundante constituyendo aproximadamente el 75% de la materia del Universo y más del 90% en número de átomos [1]. Este elemento se encuentra en abundancia en planetas gaseosos o estrellas siendo, en este segundo grupo, protagonista como combustible por medio de las reacciones de fusión nuclear entre núcleos de hidrógeno.

En la Tierra también es uno de los elementos más abundantes (decimoquinto en la superficie terrestre) [2] y en condiciones normales de presión y temperatura se encuentra en su forma molecular como gas diatómico H_2 , pero, a pesar de ello, es poco abundante en la atmósfera terrestre (1 ppm en volumen), ya que su pequeña masa le permite escapar de la gravedad a diferencia de otros gases más pesados. El hidrógeno puro no tiene color, es inodoro e insípido. Además, no es tóxico, pero, sin embargo, es altamente inflamable. La mayor parte del hidrógeno terrestre se halla formando parte de hidruros, hidrocarburos, sales o, su forma más común, en la molécula de agua (H_2O).

El hidrógeno es el único elemento que da nombres a sus diferentes isótopos. El protio es el isótopo más común de hidrógeno y no posee neutrones. El deuterio contiene en su núcleo un protón y un neutrón y representa menos del 0,02% del hidrógeno presente en la Tierra. El tritio posee un protón y dos neutrones en su núcleo. Es radioactivo y se emplea en reacciones de fusión nuclear con fines comerciales.

El átomo de hidrógeno, símbolo H, es el primer elemento en la tabla periódica y tiene la estructura molecular más simple: un átomo con un electrón. Su número atómico es 1 al igual que su número másico, lo que indica que no tiene neutrones en su núcleo. La masa atómica del hidrógeno es 1,00797 kg/kmol; mientras que su masa molecular (H_2) es 2,01588 kg/kmol, siendo el elemento químico más ligero. Su configuración electrónica es 1 S1.

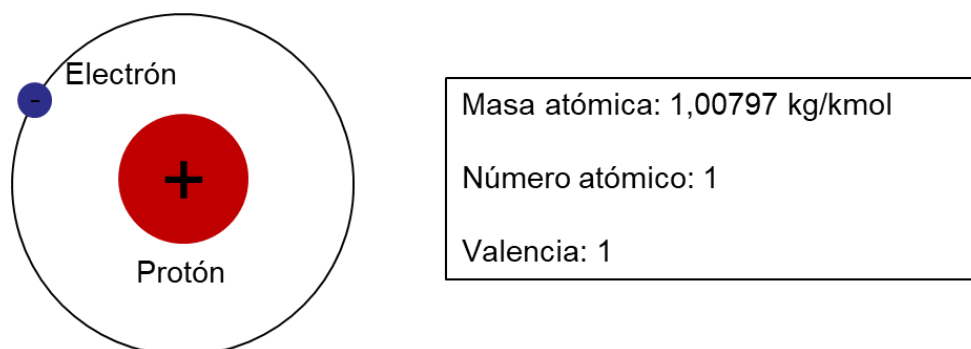


Figura 1 Estructura atómica del hidrógeno

A presión atmosférica, el hidrógeno se encuentra en estado líquido por debajo de su punto de ebullición que es de $-252,77\text{ }^{\circ}\text{C}$, y en estado sólido por debajo de su punto de fusión que es de $-259,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Estas temperaturas tan extremas hacen del hidrógeno el segundo elemento de la tabla periódica con los puntos de ebullición y fusión más bajos,

después del helio. Esta propiedad supone una clara desventaja para su uso, ya que su almacenamiento en forma de líquido debe hacerse a muy bajas temperaturas.

La densidad es la magnitud que expresa la relación entre masa y volumen de una sustancia y depende de las condiciones de presión y temperatura. El hidrógeno en fase vapor a una temperatura de 15°C y una presión de 1,031 bar tiene una densidad de 0,085 kg/m³. Por otro lado, en estado líquido a una presión de 1,013 bar y a su temperatura de ebullición (-252,77°C) su densidad es de 70,973 kg/m³. Lo que significa que necesita un volumen casi 835 veces mayor para almacenar la misma masa de hidrógeno en la primera situación. Como veremos más adelante, las condiciones a las que se almacena el hidrógeno tendrán una gran importancia en términos de almacenamiento debido a su densidad.

Las moléculas de gas de hidrógeno son mucho más pequeñas que las moléculas de otros gases lo que supone que puedan escaparse con facilidad de diferentes materiales. Si se produce una fuga de hidrógeno, las moléculas se evaporan rápidamente debido a su punto de ebullición tan bajo. Las fugas de hidrógeno son peligrosas debido a su alta inflamabilidad. Sin embargo, el pequeño tamaño de la molécula hace que se diluya con rapidez, especialmente si se encuentra al aire libre.

Masa atómica	1,00797	kg/kmol
Masa molecular	2,01588	g/mol
Temperatura de ebullición (1.013 bar)	-252,77	°C
Temperatura de fusión (1.013 bar)	-259	°C
Entalpía de vaporización	0,8985	kJ/mol
Entalpía de fusión	0,1190	kJ/mol
Punto crítico	-249 12,98	°C bar
Punto triple	-259,3 0,072	°C bar
Densidad del Gas (1.013 y 15 °C)	0,085	kg/m ³
Densidad del líquido (1.013 bar en el punto de ebullición)	70,973	kg/m ³
Cp: Capacidad calorífica a presión constante (1 bar y 25 °C)	0,029	kJ/(mol K)
Cv: Capacidad calorífica a volumen constante (1 bar y 25 °C)	0,021	kJ/(mol K)
Temperatura de autoignición	560	°C
Concentración en el aire	0,000005	vol. %

Tabla 1 Principales propiedades del hidrógeno

1.2 El hidrógeno en el sector energético

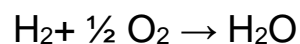
El hidrógeno no se encuentra en su estado puro en la naturaleza, por lo tanto, no puede ser considerado como una fuente de energía primaria. Por esta razón, se le conoce como portador o vector energético. Un vector energético es una sustancia que almacena energía para ser utilizada y que se obtiene a partir de una energía primaria. De esta forma, la electricidad es un vector energético que puede obtenerse de una energía primaria como es el viento. La gasolina se considera también otro vector energético que en este caso resulta ser un derivado del petróleo. El hidrógeno, como vector energético, se puede utilizar como combustible en motores de combustión interna o en celdas de combustible.

Al instante que un combustible reacciona con el oxígeno, se produce una reacción de oxidación donde se libera una gran cantidad de energía y agua. De esta forma, la mayoría de los combustibles usuales están compuestos de carbono e hidrógeno, que al arder se combinan con el oxígeno del aire formando dióxido de carbono y agua.

El poder calorífico es la cantidad de energía por unidad de masa de materia que se puede desprender en una reacción química de oxidación. Así, el poder calorífico expresa la cantidad de energía máxima que puede liberar la unión química entre un combustible y un comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en las moléculas de combustible (energía de enlace), menos la energía utilizada en la formación de nuevas moléculas en las materias (generalmente gases) formadas en la combustión.

En realidad, el poder calorífico de cada combustible tiene siempre el mismo valor, sin embargo, en la práctica común se han definido dos valores: poder calorífico superior (PCS) para el calor verdaderamente producido en la reacción de combustión y poder calorífico inferior (PCI) para el calor realmente aprovechable, el producido sin tener en cuenta la energía de la condensación del agua y otros procesos de pequeña importancia.

Como ya hemos comentado, la molécula de hidrógeno puede reaccionar con oxígeno desprendiendo agua y energía. Esta reacción se conoce como combustión y en ella el hidrógeno es el combustible:



Es decir, cuando se realiza una combustión de hidrógeno con oxígeno se libera una cantidad de energía de 285,8 kJ por mol de hidrógeno (2 gramos). La energía liberada se denomina entalpía de combustión. A partir de esos valores se pueden calcular los poderes caloríficos del hidrógeno (entalpía de combustión por unidad de masa), resultando ser el poder calorífico superior de 142,5 MJ/kg y el inferior (más importante en la práctica) de 120 MJ/kg.

A partir de los poderes caloríficos pueden establecerse equivalencias entre los combustibles. Así 1 Kg de hidrógeno equivale a 2,78 Kg de gasolina, a 2,80 Kg de gasóleo y a unos 3 Kg de gas natural. En la siguiente tabla puede verse una comparativa de equivalencias de los diferentes combustibles con el hidrógeno:

Hidrógeno	Metano	Propano	Gasolina	Diesel	Gas Natural	Metanol
1 kg	2,40 kg	2,59 kg	2,78 kg	2,80 kg	3,00 kg	6,09 kg

Tabla 2 Comparativa de equivalencias de diferentes combustibles en términos de poder calorífico. Elaboración propia a partir de [3].

De la misma forma se muestra en la siguiente figura la energía por unidad de masa en distintos combustibles o lo que es lo mismo, comparativa de los PCI de diferentes combustibles:

Energía por unidad de masa en distintos combustibles

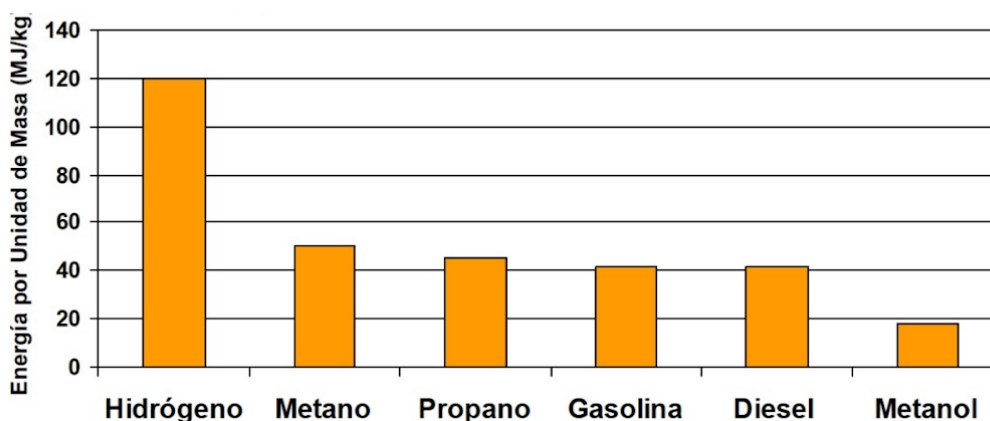


Figura 2 Energía por unidad de masa en distintos combustibles [3]

El poder calorífico también puede ser expresado en kilovatios hora por kilogramo de fuel (kWh/kg). En este caso el hidrógeno es casi cuatro veces mejor (x4) que los combustibles convencionales como son la gasolina o el diésel. La eficiencia de un motor es la relación entre la cantidad de energía necesaria para hacerlo funcionar y la cantidad de energía mecánica que se produce. En este contexto, la eficiencia de los motores de combustibles convencionales es menor al 40% (37% gasolina y 35% diésel). Esto se debe a que gran parte de la energía que se genera en el motor se pierde en energía térmica. Por otra parte, las celdas de combustible alimentadas por hidrógeno llegan al 60% de eficiencia [4].

Combustible	Carbón	Gasolina	Diesel	Gas Natural	Hidrógeno
kWh/kg	8	9	10	10	37

Tabla 3 kWh/kg de diferentes tipos de combustibles [4]

EFFICIENCY OF DIFFERENT ENGINES

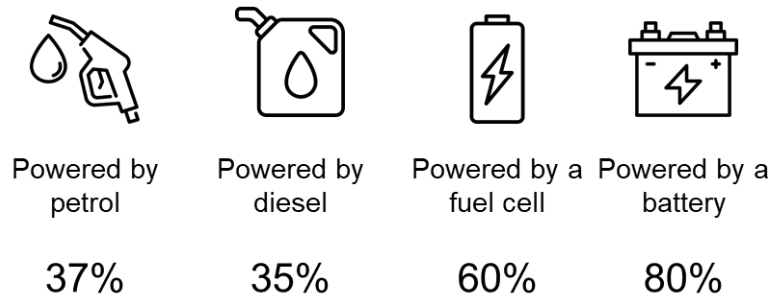


Figura 3 Eficiencia de diferentes motores [4]

A diferencia del poder calorífico, la densidad de energía hace referencia a la cantidad de energía acumulada en una materia por unidad de volumen. En otras palabras, la densidad energética mide cómo de rentable es un vector energético. Cuanta mayor densidad energética, mayor será la cantidad de energía almacenada. De esta forma, el uranio-235 es una de las sustancias con mayor densidad energética ya que a partir de partículas atómicas se pueden liberar grandes cantidades de energía [5].

En el caso del hidrógeno, su baja densidad como propiedad física (0,085 kg/m³) hace de este elemento un material poco denso. Como consecuencia, su densidad energética por unidad de volumen es pequeña lo que hace necesario tener que comprimir a altas presiones el hidrógeno para conseguir una capacidad energética equivalente a otros combustibles. En la siguiente gráfica se observa la energía por unidad de volumen de distintos combustibles y el hidrógeno a diferentes presiones.

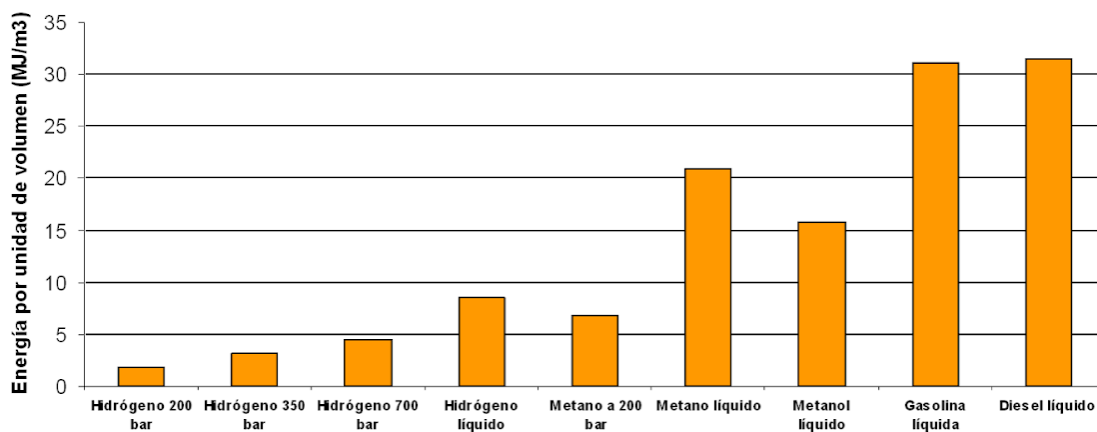


Figura 4 Energía por unidad de volumen de distintos combustibles en diferentes estados [3]

En el sector del transporte, la densidad de energía, el peso y volumen del almacenamiento de energía, suponen características importantes para tener en cuenta. Los combustibles que requieren un almacenamiento grande, pesado o costoso reducen el

espacio disponible para transportar personas y carga, sobrecargar un vehículo (lo que hace que funcione de manera menos eficiente) o hacer que su funcionamiento sea demasiado costoso, incluso teniendo en cuenta los combustibles más baratos. En comparación con la gasolina y el diésel, otras opciones pueden tener más energía por unidad de peso, pero ninguna tiene más energía por unidad de volumen.

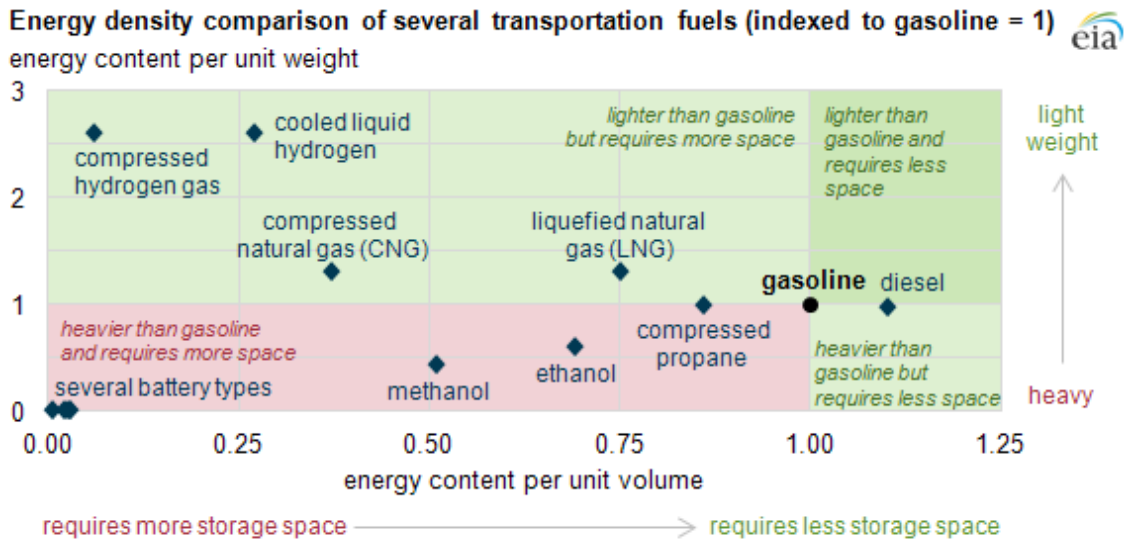


Figura 5 Comparación de la densidad energética de diferentes combustibles para el transporte [6]

El cuadro anterior compara las densidades de energía (tanto por unidad de volumen como por unidad de peso) para varios combustibles de transporte. Los datos representan el contenido de energía por unidad de volumen o peso de los combustibles mismos, sin incluir los tanques de almacenamiento u otros equipos que requieren los combustibles. Por ejemplo, los combustibles comprimidos requieren tanques de almacenamiento pesados, mientras que los combustibles enfriados requieren equipos para mantener bajas temperaturas.

Más allá de la gasolina y el diésel, otros combustibles como el propano comprimido, el etanol y el metanol ofrecen densidades de energía por unidad de volumen menores que la gasolina y el diésel, y densidades de energía por unidad de peso menores o iguales a las de la gasolina. El gas natural, ya sea en forma licuada (GNL) o comprimido (GNC), es más liviano que la gasolina, pero nuevamente tiene densidades más bajas por unidad de volumen. Lo mismo se aplica a los combustibles de hidrógeno, que deben enfriarse (a -253°C) o comprimirse (a 3.000 a 10.000 psi).

1.3 Donde la electricidad no llega

Tradicionalmente el uso del hidrógeno en la industria ha sido relevante en la refinería mejorando la calidad de productos petrolíferos, en la producción de amoníaco (principalmente para el uso de fertilizantes) o en la producción del metanol como se puede ver en la figura 6.

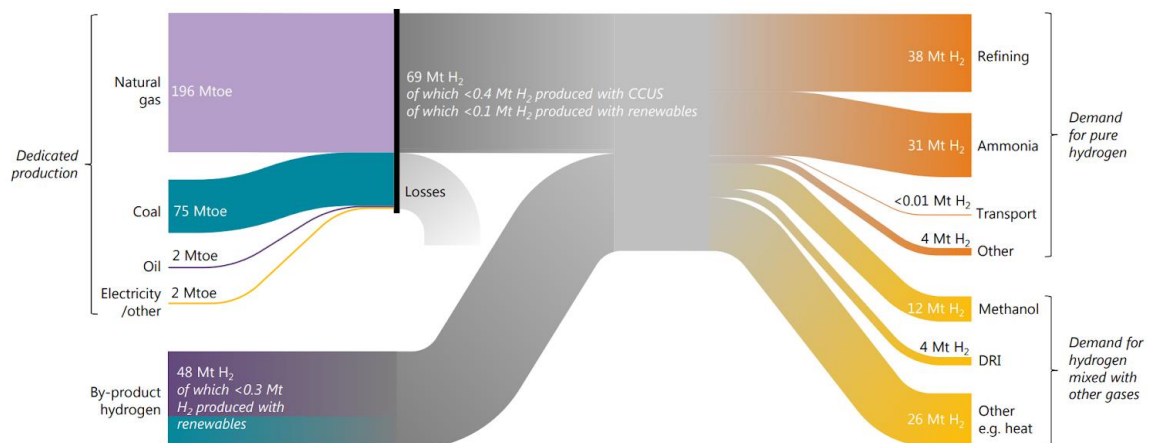


Figura 6 Cadena de valor actual del hidrógeno [7]

Actualmente, la demanda de hidrógeno "puro" en todo el mundo, entendiendo por "puro" que las aplicaciones específicas requieren hidrógeno con sólo pequeños niveles de aditivos, es superior a 70 millones de toneladas (Mt). Existen otras 42 Mt de demanda de hidrógeno como parte de una mezcla de gases (por ejemplo, el gas sintético). Las principales aplicaciones del hidrógeno como parte de una mezcla de gases son la producción de metanol y la producción de acero. Mientras que un tercio de la demanda de hidrógeno actual se destina a aplicaciones del sector del transporte en un sentido amplio (en refinerías y para el metanol utilizado en el combustible de los vehículos), menos de 0,01 Mt al año de hidrógeno puro se utiliza en los FCEV (Fuel Cell Electric Vehicle), la mayoría de los cuales se derivan del gas natural. Recientemente siguen progresando los estudios sobre el HVO (Hydrotreated Vegetable Oil), diésel renovable cuya materia prima es el aceite de cocina usado y que se obtiene mediante un tratamiento con hidrógeno como catalizador.

En el futuro se espera que el hidrógeno sea clave para descarbonizar ciertos sectores económicos donde la electricidad no es capaz, contribuyendo de esta forma al plan de alcanzar los objetivos de neutralidad de carbono para 2050. Hoy en día, el hidrógeno se presenta como principal candidato a sustituir el gas natural utilizado en las grandes industrias como la fundición de metales, uso de hornos industriales o en la separación de moléculas con el fin de obtener elementos en estado puro como el silicio o el hierro. Todos estos procesos industriales requieren de una gran fuente térmica que se obtiene a partir de la combustión de gas natural o carbón y donde la electricidad no es capaz de competir. El hidrógeno trata de sustituir los combustibles fósiles en los procesos industriales a altas temperaturas procurando ayudar a la descarbonización del sector.

El hidrógeno también tiene cabida en el sector del transporte de vehículos mediante células de combustible, pudiendo llegar incluso al sector ferroviario, al naval y al de la aviación. Además, las pilas de combustible pueden actuar como generadores eléctricos y suministrar electricidad y calefacción a edificios o viviendas.

A nivel mundial, el mayor potencial de generación renovable se encuentra en la energía solar y eólica. Desde el año 2000, la capacidad renovable instalada se ha triplicado en todo el mundo [8], y en 2015, la capacidad mundial de las energías renovables superó a las tecnologías de generación de energía convencionales por primera vez [9].

Un reto clave en la transición a las renovables es su naturaleza intermitente, esto quiere decir que su producción no es constante debido a que la generación de energía se da cuando las condiciones climáticas son favorables. Un sistema de electricidad con alto contenido de renovables debe ser lo suficientemente flexible como para soportar situaciones en las que se genere una cantidad de electricidad significativamente superior a la necesaria y, lo que es más importante, situaciones en las que las renovables no puedan satisfacer la demanda requerida. Aunque existen varias opciones de flexibilidad, las aplicaciones de almacenamiento son las más sencillas. El hidrógeno puede almacenarse en grandes cantidades durante largos periodos de tiempo a un coste inferior al de la electricidad y, por lo tanto, es muy adecuado para equilibrar las fluctuaciones de la generación renovable. Los países que dependen del gas natural podrían utilizar las infraestructuras existentes para el almacenamiento de hidrógeno a gran escala y sustituir parcialmente el gas natural. Inicialmente, el hidrógeno podría inyectarse directamente en las redes de gas entre el 2 y el 12% del volumen transmitido, dependiendo de las normas y la regulación específicas de cada país.

Sin embargo, para que esto sea una realidad es necesario un desarrollo muy importante de los métodos de producción de hidrógeno limpio, las pilas de combustible y otras tecnologías relacionadas con el hidrógeno, así como de las infraestructuras de almacén y transporte de este gas. En este contexto, la Unión Europea ha desarrollado la Estrategia Europea del Hidrógeno, en el marco del Green Deal Europeo. El objetivo de esta estrategia es aumentar progresivamente la producción de hidrógeno renovable para evolucionar desde una economía basada en los combustibles fósiles a una basada en el hidrógeno.

La electricidad como vector energético tiene un futuro brillante. Es capaz de integrar energía renovable al mismo tiempo que logra una mejora radical en el nivel de eficiencia en el consumo de energía. No obstante, como hemos podido observar, hay usos donde no podrá penetrar por limitaciones tecnológicas o económicas. Por este motivo, resulta imprescindible la eclosión del hidrógeno como el vector que mejor complemente la descarbonización de ciertas industrias y de la sociedad. El protagonismo actual del hidrógeno tiene que tomar forma en otras industrias. El hidrógeno como vector, solamente cumplirá su misión descarbonizadora si su producción está completamente descarbonizada.

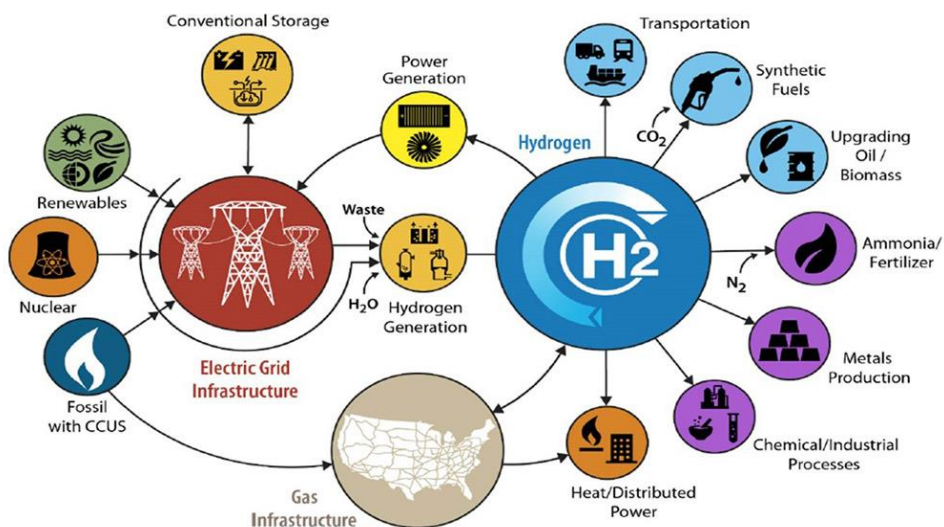


Figura 7 Aplicaciones del hidrógeno

CAPÍTULO 2: HACIA LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO

2.1 Producción actual de hidrógeno

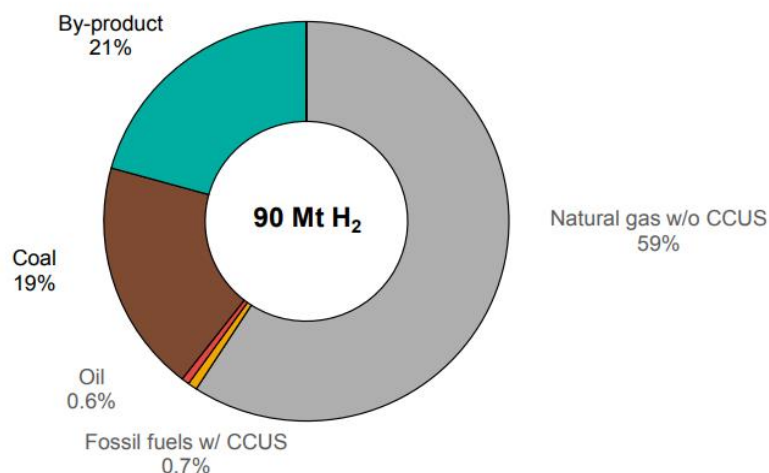
En 2020, la demanda mundial de hidrógeno fue de 90 Mt. Casi en su totalidad esa demanda fue satisfecha con 72 Mt (79%) de hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles dedicado a plantas de producción [10]. El 21 % restante fue hidrógeno de un subproducto resultado de ciertas instalaciones diseñadas principalmente para otros productos, como refinerías en las que la reformación de la nafta en gasolina da lugar a hidrógeno. La demanda de hidrógeno puro, principalmente para producción de amoníaco y el refinado de petróleo, representó 72 Mt de H₂, mientras que 18 Mt de H₂ se mezclaron con otros gases y se utilizaron para la producción de metanol y la producción de acero DRI (direct reduced iron).

El gas natural es el principal combustible usado en la producción de hidrógeno. Tanto en las industrias químicas (amoníaco y metanol) como en las refinerías el método dominante en la producción de hidrógeno es la reformación con vapor de metano a partir de gas natural. Utilizando 240 bcm (miles de millones de metros cúbicos) (6% de la demanda mundial en 2020), el gas natural representó el 60% de la producción mundial anual de hidrógeno, mientras que 115 Mtce (megatoneladas equivalentes de carbón) de carbón (2% de la demanda mundial) representaron el 19% de la producción de hidrógeno, lo que refleja su papel dominante en China. El petróleo y la electricidad alimentaron el resto de la producción dedicada.

Esta demanda dominada por los combustibles fósiles fue responsable de casi 900 Mt de emisiones directas de CO₂ en 2020 (2,5% de las emisiones globales de CO₂ en los sectores de industria y energía), equivalentes a las emisiones de Indonesia y Reino Unido juntos. Para llevar a cabo una transición energética limpia, las emisiones de la producción de hidrógeno deben ser reducidas.

Existen otras opciones tecnológicas para producir hidrógeno con bajas emisiones de carbono: a partir de agua y electricidad mediante electrólisis; a partir de combustibles fósiles con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS); y a partir de bioenergía mediante gasificación de biomasa. Sin embargo, representan porcentajes muy pequeños de la producción mundial: con 30 kt de H₂, la electrólisis del agua representó ~0,03%, y 16 plantas de combustibles fósiles con CCUS produjeron sólo 0,7 Mt de H₂ (0,7%).

Actualmente, alrededor del 15% del hidrógeno producido en el mundo se obtiene mediante el proceso de electrólisis. El principal motivo es que el gas natural es más barato, por lo que en ciertas ocasiones supone ser más rentable económicamente la producción de hidrógeno mediante su reformado a pesar de que éste lleve la etiqueta de gris por las emisiones contaminantes que conlleva. Sin embargo, el descenso en el coste de la energía eléctrica producida a partir de fuentes de energías renovables junto con el aumento de eficiencia de los equipos electrolizadores ha conseguido que el hidrógeno limpio o verde sea cada vez más atractivo, tecnológicamente y económicamente.



IEA. All rights reserved.

Note: CCUS = carbon capture, utilisation and storage.

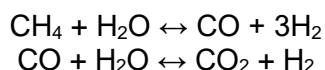
Figura 8 Fuentes de producción de hidrógeno en 2020

2.2 Los colores del hidrógeno

A pesar de su abundancia en la Tierra, el hidrógeno no se encuentra de forma pura en la naturaleza. A diferencia del gas natural o el carbón, no existen yacimientos de hidrógeno puro de donde poder extraerlo. Generalmente, el hidrógeno se encuentra formando moléculas como el agua (hidrógeno y oxígeno) o combustibles fósiles (hidrógeno y carbono). El hidrógeno puede ser separado de estos componentes, pero, esta extracción requiere de energía.

Existe un código de colores para diferenciar los métodos de producción del hidrógeno. La mayoría del hidrógeno que se utiliza hoy en día es hidrógeno “gris”, que es producido a partir de combustibles fósiles, generalmente a partir del reformado de metano al vapor del gas natural o la gasificación de carbón. Este tipo de producción basado en combustibles fósiles representa el 95% del suministro del hidrógeno actual causando una importante emisión de CO₂ no compatible con las metas sostenibles de la Unión Europea.

El hidrógeno “gris” o reformado es el hidrógeno producido a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como el metano o gases licuados de petróleo mediante procesos de reformado. Actualmente, el 99% del hidrógeno consumido en España es de este tipo. El proceso químico por el cual se obtiene el hidrógeno se muestra en estas dos ecuaciones:



A pesar del buen rendimiento de este tipo de producción (80%), la cantidad de emisiones que genera ascienden a 9-10 kg de CO₂ por cada kg de hidrógeno producido [11].

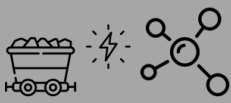


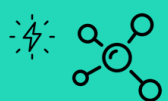

Actualmente, se están estudiando considerablemente dos rutas alternativas con una forma limpia de producción para reemplazar el hidrógeno gris: hidrógeno verde y azul. El hidrógeno verde se basa en tecnologías basadas en la electrólisis del agua alimentada de energía de fuentes renovables. Aunque hoy en día este tipo de producción es limitada, este escenario cambiará a medida que la industria se centre en su potencial.

El hidrógeno azul es producido a partir de combustibles fósiles con CCS. Esta tecnología puede aplicarse a las instalaciones de producción de hidrógeno gris reduciendo las emisiones de efecto invernadero. Sin embargo, el hidrógeno azul al depender de los combustibles fósiles cabe la posibilidad de que se produzcan fugas de metano el cual es más contaminante que el CO₂. Por lo tanto, la tecnología empleada en la producción de hidrógeno azul puede producir emisiones de efecto invernadero, aunque sean muy bajas.

Además, el hidrógeno azul tiene otras limitaciones que afectan al desarrollo de esta tecnología. Por un lado, al utilizar combustibles fósiles se ve expuesto a la fluctuación de precios, como por ejemplo el pico del precio de los combustibles fósiles este pasado marzo de 2022 debido a la guerra en Ucrania. Por otro lado, no apoya los objetivos de resiliencia climática o seguridad energética. Además, hay que sumar el coste de transporte y almacenamiento del CO₂ capturado, así como su monitorización.

Si el hidrógeno azul cumple con estrictos criterios de emisiones, podría desempeñar un papel importante en el aumento de los volúmenes de hidrógeno a corto y medio plazo e impulsar el desarrollo de infraestructuras y tecnologías relacionadas a lo largo de la cadena de valor. Además, el hidrógeno azul podría ofrecer una flexibilidad adicional en el mercado del hidrógeno. Sin embargo, a largo plazo, el hidrógeno verde es una solución de carbono cero y, por tanto, se posiciona como la mejor opción de cara al futuro.

Existen otras vías de producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono. Una opción es el hidrógeno "turquesa", que se basa en la pirólisis del metano (gas natural), que no emite CO₂. El único subproducto de este proceso es el material sólido "negro de carbón", para el que existe un mercado, aunque relativamente pequeño. Otra opción es el hidrógeno "rosa", procedente de la electricidad nuclear. Una tercera es la gasificación de la biomasa con CCS, que puede dar lugar a emisiones negativas de CO₂. Estos tipos de hidrógeno no están tan desarrollados como el gris, azul o verde. Sin embargo, merece la pena comentarlos para tener una mejor visión de los diferentes métodos de producción.

	Proceso	Fuente de energía	Emisiones directas
HIDRÓGENO GRIS	Reformado o gasificación	Combustibles fósiles 	CO ₂ y CH ₄ fugitivo
HIDRÓGENO AZUL	Reformado o gasificación con CCU	Combustibles fósiles 	CO ₂ * y CH ₄ fugitivo
HIDRÓGENO VERDE	Electrólisis	Energías renovables 	Nulas
HIDRÓGENO TURQUESA	Electrólisis	Gas natural 	CH ₄ fugitivo
HIDRÓGENO ROSA	Electrólisis	Energía nuclear 	Residuos radioactivos

* CCS no es 100% eficiente

Figura 9 Los colores del hidrógeno. Elaboración propia.

2.3 Transporte y almacenamiento

Uno de los principales problemas del hidrógeno es su almacenamiento y distribución. Por lo general, el consumo de hidrógeno se lleva a cabo en un emplazamiento diferente al que se ha producido. Por tanto, se necesita una infraestructura de transporte que cumpla con ciertos estándares para asegurar su distribución. El hidrógeno puede ser almacenado y posteriormente transportado como gas comprimido a alta presión, inyectado en la red de transporte existente del gas natural, en hidruros metálicos o como líquido a bajas temperaturas.

A priori, existen dos formas principales de transportar hidrógeno entre países: por gasoductos o barcos. Dependiendo del volumen y la distancia se puede ver cuál es más barato (ver figura 10). En una primera instancia, con volúmenes pequeños (como 0,3 Mt de hidrógeno al año), los gasoductos son más baratos que el transporte marítimo para distancias menores que 1.500 km. Para volúmenes mayores (1,5 Mt al año) construir nuevas tuberías sería la mejor opción en términos de coste a largo plazo para distancias mayores a 4.000 km. En el noroeste de Europa, Rusia y Estados Unidos (EE.UU.) hay unos 4.600 km de gasoductos dedicados al transporte de hidrógeno. Por otra parte, se están elaborando planes para crear sistemas de tuberías troncales en Europa, denominados "hydrogen backbone" [12].

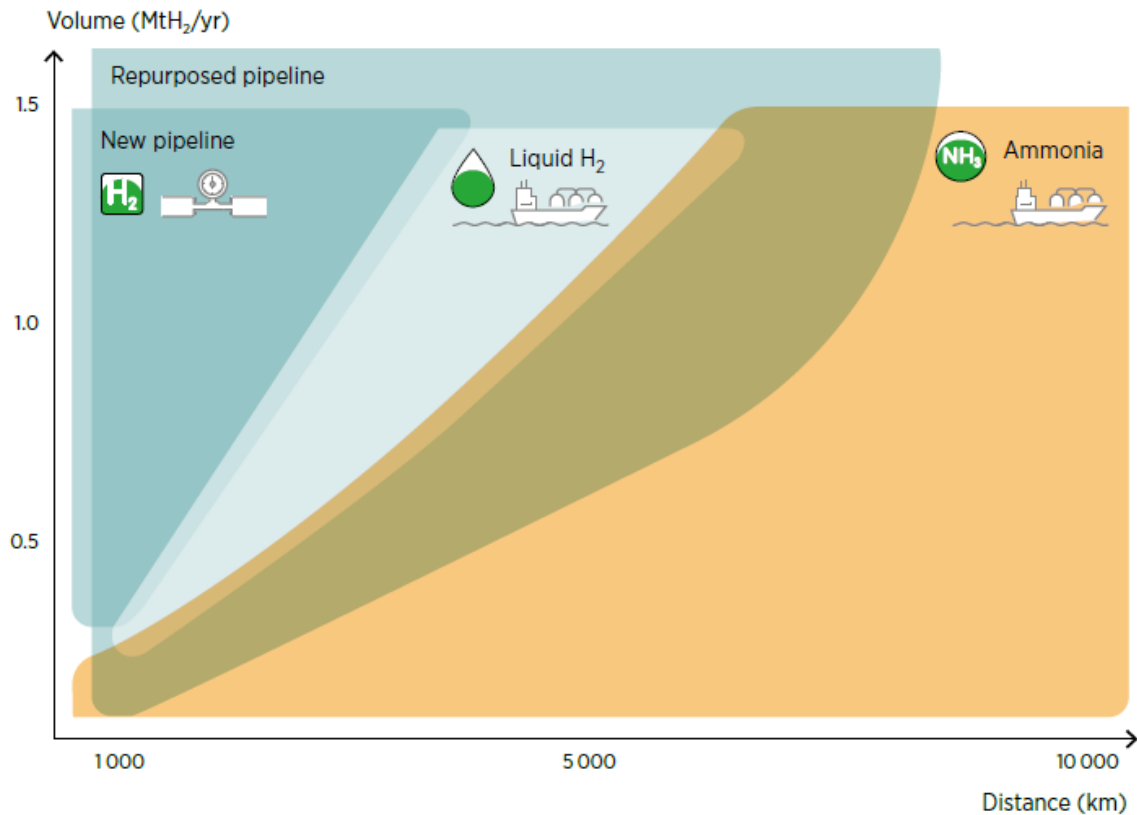


Figura 10 Diferentes métodos de transporte de hidrógeno en función del volumen y la distancia

Una de las principales formas de transportar hidrógeno es mediante el inyectado en las infraestructuras de gas natural existentes mezclándolo como aditivo del gas natural que ya transporta la red (blending). Esta opción supone la forma más económica cuando se quieren transportar grandes volúmenes.

Actualmente en España, no se puede inyectar hidrógeno puro en la red de gas. Solo pueden inyectarse mezclas de máximo un 5% en volumen de hidrógeno siempre que estas tengan al menos un 95% de metano procedente de fuentes no convencionales. Este valor del contenido máximo en hidrógeno es diferente en cada país de la Unión Europea como se puede ver en la siguiente tabla:

País	España	UK	Bélgica	Suecia	Suiza	Alemania	Austria	Francia	Países bajos
%H ₂	5	0	0	0.5	4	10	4	6	12

Tabla 4 Porcentajes de inyección de hidrógeno de los diferentes países europeos

Otra posible alternativa es el transporte de hidrógeno gas comprimido a 200-350 bar en depósitos de acero. Para presiones superiores, entre 400-700 bar se están desarrollando

materiales compuestos de fibra de carbono capaces de soportar grandes presiones. Estos depósitos se pueden transportar en barco, tren o camiones (tube-trailers).

El transporte de hidrógeno por barco es posible para distancias largas donde los gasoductos no pueden considerarse. Debido a su baja densidad energética por volumen, es mejor convertir el hidrógeno gaseoso en un líquido más denso energéticamente antes de cargarlo en un barco. Existen diferentes formas de transportar hidrógeno por barco.

Por un lado, el hidrógeno se puede transportar por barco mediante hidrógeno líquido. En este caso, las moléculas de hidrógeno tienen que ser enfriadas a -253°C en los puertos antes de ser cargadas en los tanques de los barcos. La licuación consume en torno al 25-35% de la cantidad inicial del hidrógeno. Actualmente, el único barco que puede transportar hidrógeno puro es el Suiso Frontier, construido por Kawasaki en 2019 [13].

Otra forma de transportar el hidrógeno es a partir de portadores de hidrógeno orgánico líquido (LOHCs, por sus siglas en inglés). Este tipo de componentes orgánicos pueden absorber y liberar hidrógeno a través de una reacción química. LOHCs pueden servir como un medio de transporte y almacenamiento para el transporte de hidrógeno de forma líquida sin necesidad de tener que enfriarlo. Además, este tipo de componentes tienen características muy parecidas al petróleo crudo por lo que las infraestructuras de transporte de crudo existentes podrían ser adaptadas para transportar LOHCs.

La tercera forma de transportar hidrógeno es a partir de amoníaco. El hidrógeno puede convertirse en amoníaco al reaccionar con el nitrógeno del aire, utilizando nada más que electricidad, agua y aire. El amoníaco tiene una densidad energética mucho mayor que el hidrógeno lo que significa que se puede intercambiar un mayor volumen de energía. Además, existe un comercio actual de amoníaco muy extendido que puede aprovecharse. Como vimos en el capítulo anterior, el amoníaco se utiliza sobre todo para fabricar fertilizantes. También podría utilizarse como combustible para la descarbonización, como por ejemplo en la industria naval o la generación de energía. Uno de los inconvenientes es que el amoníaco es tóxico si se producen fugas y una fuente potencial de emisiones de óxido de nitrógeno.

Para poder comercializar el hidrógeno hay que entregarlo a una presión mínima de 200 bar. Sin embargo, en el caso de los vehículos de pila de combustible, el hidrógeno deber ser almacenado a 700 bar, lo que hace que en las hidrogeneras se almacene a una presión de 1.000 bar. Por lo tanto, los tanques que almacenen el hidrógeno en estas condiciones deberán estar especialmente preparados. Tienen que soportar grandes tensiones, así como un gran número de ciclos a fatiga por la carga y descarga del depósito. Debido al pequeño tamaño de las moléculas de hidrógeno, estas son capaces de permear a través de distintos materiales lo cual debe ser tenido en cuenta a la hora del diseño de los tanques. Igualmente deben tenerse en cuenta los problemas de seguridad que puedan surgir ya sea por posibles fugas o en caso de accidente. Hasta el momento se han desarrollado cuatro tipos funcionales de tanques para el almacenamiento y transporte de hidrógeno, denominados tipo I, II, III y IV.

2.4 Mercados líderes y sus políticas

Cada vez más países y empresas están inmersas en una intensa competencia por el liderazgo en las tecnologías limpias del hidrógeno. Para identificar a líderes políticos y

sus mercados potenciales, he estudiado tres parámetros importantes: las estrategias nacionales de hidrógeno, las inversiones y los proyectos en marcha.

En 2017, solo un país (Japón) tenía una estrategia nacional de hidrógeno. En la actualidad, más de 30 países han desarrollado o están preparando estrategias de hidrógeno, lo que indica un creciente interés en el desarrollo de las cadenas de valor del hidrógeno verde.



Figura 11 Países del mundo con estrategias políticas de hidrógeno

A continuación, se describe la visión y el enfoque de algunos países y regiones que podrían convertirse en los primeros mercados líderes del hidrógeno por el tamaño de su mercado y por sus ambiciosos planes de hidrógeno. Estos grandes mercados están bien posicionados para establecer las normas del juego si sus estrategias y planes se ponen en marcha.

Con un consumo anual de más de 24 millones de toneladas, China es el mayor consumidor y productor de hidrógeno del mundo. La producción de hidrógeno, que se basa predominantemente en el carbón, representa el 3-5% del consumo de carbón de China. Desde 2019, China tiene en marcha más de 30 proyectos de hidrógeno verde. Su primera hoja de ruta del hidrógeno, publicada en 2016, se centró en las aplicaciones del hidrógeno en el transporte [14]. Con alrededor de 8.400 vehículos eléctricos de pila de combustible (FCEV) desplegados, China tiene la tercera flota de FCEV más grande del mundo (después de la República de Corea y Estados Unidos), y lidera el despliegue mundial de camiones y autobuses de pila de combustible [15]. En el actual Plan Quinquenal (2021-2025), el hidrógeno es una de las seis industrias del futuro de China [16].

La Unión Europea (UE) publicó su estrategia sobre el hidrógeno en julio de 2020. En ella se identifica al hidrógeno como una prioridad clave para lograr el Green Deal Europeo. La estrategia se centra en el hidrógeno verde. Incluye la instalación de 40 gigavatios de hidrógeno verde en la Unión Europea para 2030 [17]. La Unión Europea aspira a convertirse en el líder industrial del hidrógeno limpio. Para lograr este objetivo, lanzó la Alianza del Hidrógeno Limpio. Algunos países de la UE esperan convertirse en importadores de hidrógeno a gran escala; otros esperan convertirse en exportadores o centros de tránsito.

India lanzó su National Hydrogen Mission en agosto de 2021, con la ambición de convertirse en "un centro mundial de producción y exportación de hidrógeno verde". El primer ministro Narendra Modi considera que el hidrógeno verde es vital para dar un "salto cualitativo" hacia la consecución de la independencia energética en 2047 [18]. El gobierno está estudiando la posibilidad de obligar a las refinerías y plantas de fertilizantes a utilizar una parte del hidrógeno verde. India es el mayor importador mundial de amoníaco con importaciones de 1.270 millones de dólares en 2019 [19]. Este plan se alinea con las ambiciones energéticas del primer ministro Modi, el cual ya lanzó en 2015 la creación de la ISA (alianza solar internacional) con el propósito de llevar a cabo proyectos fotovoltaicos capaces de alimentar, en un futuro, plantas de hidrógeno verde.

Japón fue el primer país en adoptar una estrategia nacional de hidrógeno en 2017. Su objetivo es convertirse en la primera "sociedad del hidrógeno" del mundo, mediante el uso generalizado del hidrógeno en todos los sectores de la economía [20]. Su plan está respaldado por una considerable inversión gubernamental en tecnologías e infraestructuras del hidrógeno. En 2020, se invirtieron unos 670 millones de dólares en el negocio del hidrógeno y las pilas de combustible [21], y se fijaron objetivos de movilidad para 800.000 unidades de FCEV y 900 estaciones de servicio de hidrógeno para 2030 [22].

La hoja de ruta del hidrógeno de la República de Corea para 2019 identificó el hidrógeno como un motor de crecimiento económico y de creación de empleo. El país pretende convertirse en líder mundial en la producción y el despliegue de FCEV y pilas de combustible estacionarias a gran escala para la generación de energía [22]. En 2020, se habían desplegado unos 10.000 FCEV para pasajeros, más que en cualquier otro país [23]. El gobierno pretende aumentar esa cifra hasta 200.000 para 2025 como parte del Green New Deal [24]. También planea utilizar el hidrógeno para alimentar el 10% de las ciudades, condados y pueblos del país para 2030 y el 30% para 2040 [25]. El gobierno espera que el hidrógeno se convierta en el mayor portador de energía del país en 2050, representando un tercio del consumo total de energía [26] y está explorando la importación de hidrógeno con varios países proveedores, como Australia y Arabia Saudí.

Estados Unidos es el segundo consumidor y productor de hidrógeno del mundo, con un 13% de la demanda mundial. Hasta 2020, era el mercado de FCEV más grande del mundo, liderado por California, que ha apoyado a este sector durante casi una década a través del programa de reembolso para vehículos limpios. En noviembre de 2021, Estados Unidos firmó la Ley de Inversión en Infraestructuras y Empleos por lo que dedicó 9.500 millones de dólares a acelerar el desarrollo de la tecnología limpia del hidrógeno. Estados Unidos también puso en marcha el programa Hydrogen "EarthShot" para impulsar el desarrollo de proyectos de hidrógeno limpio. Establece un ambicioso "objetivo 111": por el que pretende reducir el coste del hidrógeno limpio a 1 dólar por kilogramo en una década.

Gracias a estos planes nacionales y sistemas de apoyo, la inversión en hidrógeno limpio ha despegado en los últimos años. En noviembre de 2021, los anuncios mundiales de proyectos de hidrógeno para 2030 suman 160.000 millones de dólares de inversión, y la mitad de las inversiones están previstas para la producción de hidrógeno ecológico mediante fuentes de energía renovables y electrólisis [27].

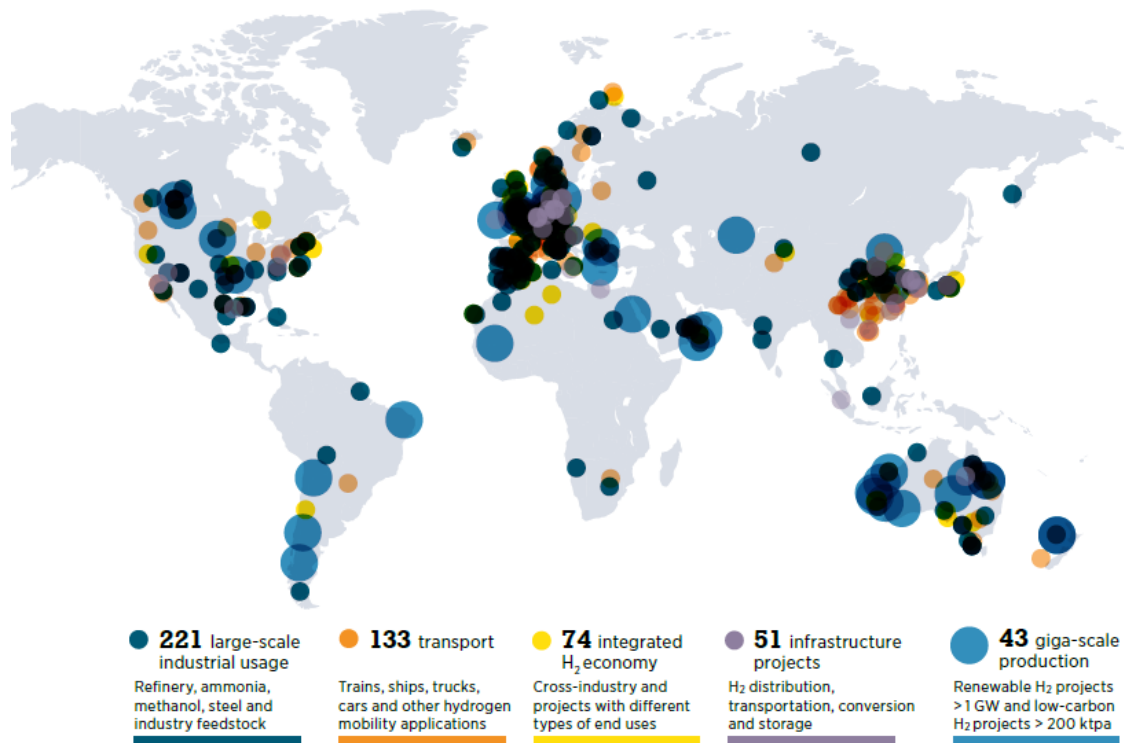


Figura 12 Proyectos de hidrógeno en el mundo en función del tipo de industria a la que pertenece

La cartera de proyectos de electrolizadores anunciados superaba los 260 GW en todo el mundo en octubre de 2021 y, si se llevan a cabo, pondrán en línea 475 GW adicionales de capacidad eólica y solar fotovoltaica para 2030 [14]. Aunque se trata de un aumento espectacular respecto a los 0,3 GW de electrólisis que se instalaron en 2020, está lejos de los 160 GW que deben instalarse de media cada año hasta 2050 para cumplir el objetivo de 1,5 °C [28]. Con cerca de la mitad de los proyectos a escala de megavatios anunciados en el mundo, Europa va en cabeza, impulsada en gran medida por el fuerte impulso de las ambiciosas políticas de descarbonización, las estrategias nacionales y el apoyo gubernamental.

A Europa le siguen Asia (23% de los proyectos anunciados) y Norteamérica (13%). Se prevé que los mayores volúmenes de hidrógeno limpio procedan de Europa y Oceanía, que en conjunto representan más de la mitad de la capacidad hasta 2030, la mayor parte de la cual procede de energías renovables. También se han anunciado proyectos a gran escala centrados en la exportación de hidrógeno en África, América Latina, Oriente Medio y Oceanía.

2.5 Principales barreras

Las siguientes barreras son algunos de los obstáculos que he analizado y que impiden que el hidrógeno verde contribuya a la transformación energética.

El coste: El coste del hidrógeno verde sigue siendo elevado en relación con los combustibles con alto contenido en carbono. No sólo el coste de producción, sino también los costes de transporte, transformación y almacenamiento del hidrógeno son elevados. La adopción de tecnologías de hidrógeno limpio para usos finales puede ser costosa y la CCS aún no se ha desarrollado a gran escala.

La madurez tecnológica: Algunas de las tecnologías necesarias de la cadena de valor del hidrógeno para la descarbonización todavía tienen un bajo nivel de madurez tecnológica y necesitan ser probadas a grandes escalas. Por ejemplo, las turbinas de gas que funcionan exclusivamente con hidrógeno no están actualmente disponibles en el mercado, y en lo que respecta al comercio marítimo, sólo hay un prototipo de buque que puede transportar hidrógeno líquido.

La eficiencia: La producción y conversión de hidrógeno conlleva importantes pérdidas de energía en cada etapa de la cadena de valor, incluyendo la producción, el transporte, la conversión y el uso. Además, la producción de hidrógeno azul requiere de mucha energía, lo que aumenta la demanda energética global.

Insuficiente electricidad renovable: En 2050, la producción de hidrógeno con electrolizadores puede consumir cerca de 21.000 TWh, casi tanta electricidad como la que se produce hoy en día en todo el mundo (IRENA, 2021a). A medida que se electrifican más sectores de uso final, la falta de electricidad renovable suficiente puede convertirse en un cuello de botella para la producción de hidrógeno verde.

Política y normativa: Aunque más de 140 países se han comprometido a alcanzar las emisiones netas cero en las próximas décadas, la velocidad con la que se alcanzarán estos objetivos sigue siendo incierta. Se necesitan marcos políticos estables y a largo plazo para apoyar el desarrollo y el despliegue a gran escala.

El problema del huevo y la gallina: La construcción de la infraestructura necesaria para el hidrógeno plantea este problema. Sin demanda, las inversiones siguen siendo demasiado arriesgadas para una producción a gran escala que podría reducir los costes, pero sin economías de escala la tecnología sigue siendo demasiado costosa.

CAPÍTULO 3. DISEÑO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE Y LAS ALTERNATIVAS EÓLICAS

Una vez introducida y comprendida la importancia del hidrógeno verde y su peso en la descarbonización de la economía, con este capítulo se pretende describir dos escenarios diferentes de producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica. El parque eólico formará parte del proyecto de generación de hidrógeno. Para llevar a cabo este estudio, definiremos ciertas consideraciones a tener en común en los dos escenarios y que serán comunes para posteriormente definir el dimensionamiento de los aerogeneradores que teóricamente alimentarán el electrolizador. Independientemente del parque eólico, la energía generada pasará por una subestación eléctrica como punto de evacuación en caso de querer verter electricidad a la red. El subsistema de hidrógeno formado principalmente por el electrolizador, tanques de almacenamiento tipo I, compresor y válvulas, estarán conectadas mediante conexiones eléctricas a la subestación como fuente de alimentación, y el hidrógeno producido será inyectado en las redes de gas natural o se almacenará para su posterior uso en celdas de combustible para generar electricidad o calor, o hidrogeneras para su posterior uso como autobuses o coches (FCEB y FCEV). En la figura 13 se puede observar un esquema de la cadena de valor del proyecto, así como las instalaciones asociadas. En este trabajo nos centraremos en la producción de hidrógeno verde y por tanto no se tendrá en cuenta los costes asociados a los usos finales del hidrógeno.

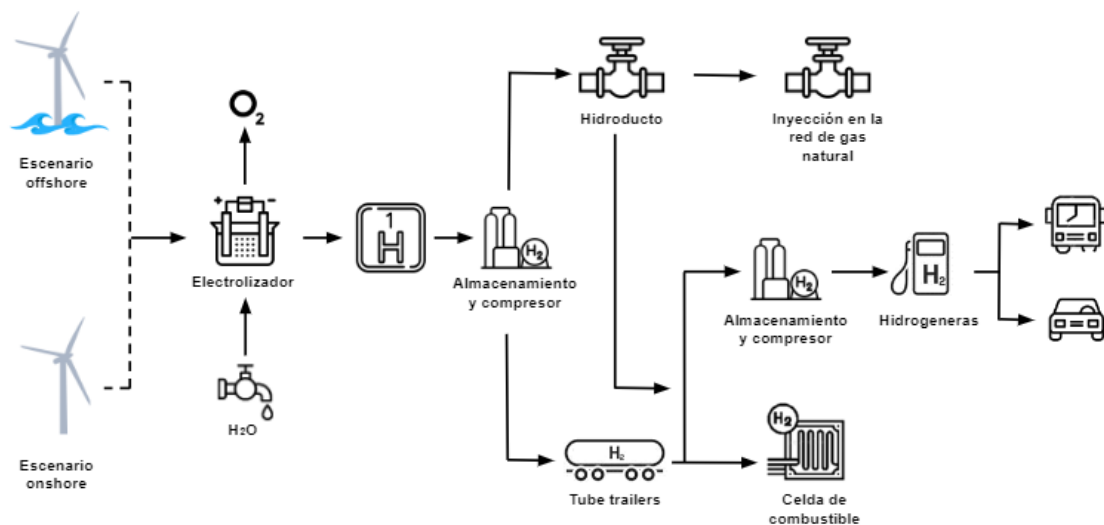


Figura 13 Esquema del proyecto

Uno de los parámetros más importantes que nos ayudarán con la comparación de los escenarios será calcular cuánto cuesta la producción de un kilogramo de hidrógeno (€/kg). Para ello es necesario calcular el CAPEX (inversión en bienes de capital) y el OPEX (coste permanente para el funcionamiento del aerogenerador) en cada uno de los casos. Para el cálculo del CAPEX estimaremos el coste de cimentación, el coste del aerogenerador seleccionado y el coste de las conexiones eléctricas necesarias. Además, en cada uno de los CAPEX se contará también con el precio de la subestación eléctrica terrestre.

A partir del CAPEX y el OPEX de cada uno de los parques eólicos, se calcula el LCOE (coste normalizado de la energía) que representa la suma de los costes de un activo de generación de energía durante su periodo de vida. Se supone que el coste es constante a lo largo de los años y se expresa en EUR/MWh.

Para finalizar, y llevar a cabo una comparación entre las dos formas de generación de energía calcularé el LCOH (coste normalizado del hidrógeno). Este parámetro hace referencia al coste por kg de hidrógeno producido (€/kg) y es el coste mínimo al cual se debe vender el hidrógeno para que el proyecto sea rentable.

3.1 Emplazamiento

3.1.1 Localización

Para elegir el emplazamiento de la planta de producción de hidrógeno tendremos en cuenta diversos factores. En primer lugar, puesto que con este proyecto se trata de hacer una comparativa de dos métodos diferentes de producción a partir de energía eólica onshore y offshore, el primer factor a considerar es un enclave costero que albergue terreno marítimo y terrestre en donde haya viento suficiente. En segundo lugar, tal y como se indica en la hoja de ruta del Ministerio de Transición Ecológica [29], hay que tener en cuenta la posibilidad de la creación de un valle de hidrógeno (ecosistema donde se reúnen productores y consumidores de este vector energético). Con esta premisa, una localización adecuada sería un polígono industrial que, además, comúnmente, suelen disponer de puntos de evacuación. Este último detalle cobra vital importancia porque permitirá verter a la red la energía sobrante del parque eólico que no será consumida por el electrolizador.

Teniendo en cuenta estos factores mencionados, se ha escogido para el emplazamiento del sistema la localidad costera española de Arinaga en el municipio de Agüimes, en la isla de Gran Canaria, comunidad autónoma de Canarias. Esta localización se considera idónea al cumplir con todos los criterios anteriores.



Figura 14 Localización de la localidad Arinaga (Gran Canaria)

En primer lugar, la localización cuenta con zona costera y marítima en la que se podrá llevar a cabo un proyecto de eólica onshore y offshore. Además, la velocidad media anual del viento es elevada favoreciendo la instalación de los parques (la zona cuenta con más parques eólicos en la zona).

Por otro lado, en la zona se encuentra un polígono industrial portuario que cuenta con empresas de la industria metalúrgica, automoción, construcción, alimentación... entre otros. A escasos kilómetros de Arinaga se encuentra también el Centro de Investigación Tecnológica de Energías Renovables. Esta oferta de industrias cumple con el segundo requisito de apoyar la creación de un valle de hidrógeno y que además posibilita la descarbonización de la central térmica de Endesa que se puede ver en el sur de la Figura 15. Además, con el propósito del Gobierno de Canarias se podría apoyar la descarbonización del sector del transporte suministrando en un futuro hidrógeno a transportes como trenes o guaguas que funcionen mediante pilas de combustible de hidrógeno [30] [31]. Adicionalmente, merece la pena mencionar que dentro de este polígono industrial se encuentra una planta desaladora de agua que facilita el consumo de agua del electrolizador y ahorrará costes al proyecto al no tener que instalar una planta desalinizadora propia. Por último, la localización dispone de recursos logísticos favorables para el proyecto ya que cuenta, por un lado, con el aeropuerto de Arinaga (al norte) y con el puerto de Arinaga. Estas infraestructuras facilitarán el envío de materiales sobre todo en las fases de construcción del proyecto abaratando los costes del proyecto y permitirá atracar los diferentes barcos de servicio necesarios para la construcción del parque eólico offshore.

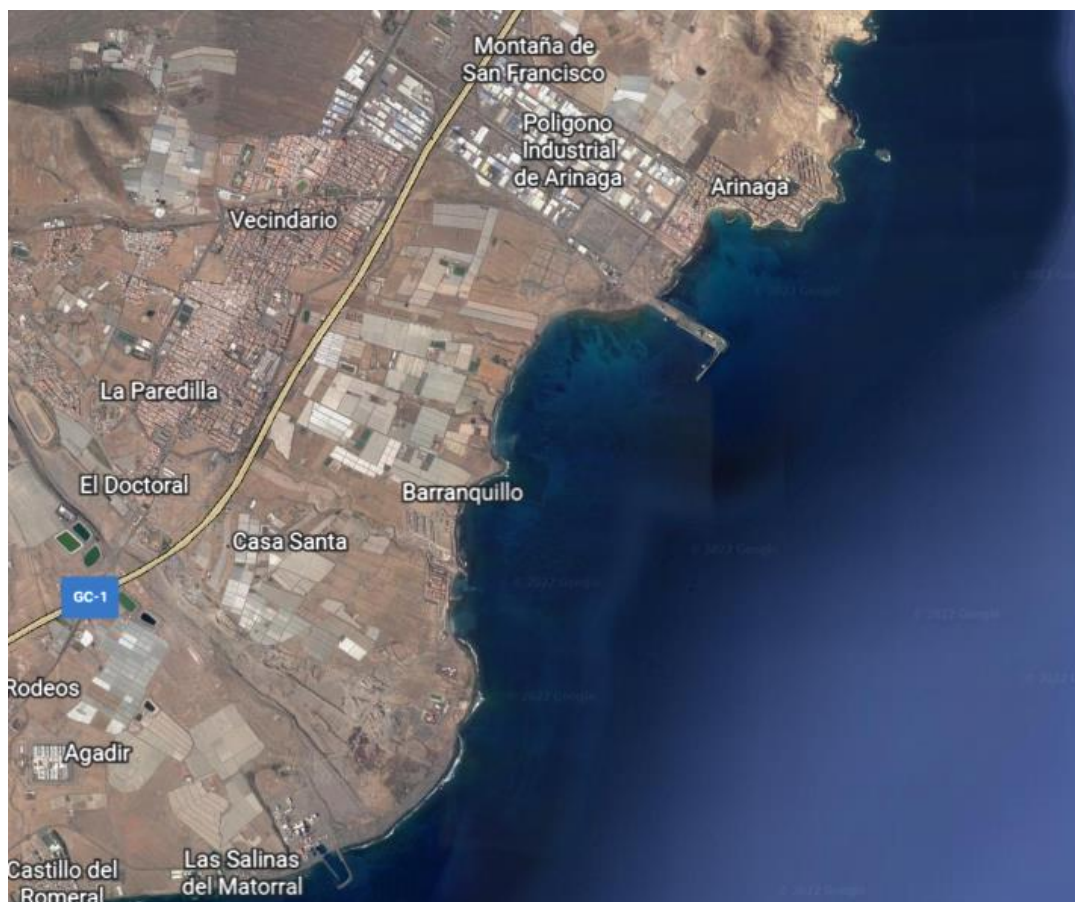


Figura 15 Zona elegida para la ubicación de la planta

3.1.2 Estudio eólico de Arinaga

Como hemos comentado anteriormente, la zona de Arinaga ha sido elegida por tener a su disposición el viento como recurso energético. Gracias a datos históricos del AEMET, he conseguido descargar un histórico de viento diario de 11 años (desde enero de 2011 a diciembre de 2021). En la base de datos disponemos de datos de viento del aeropuerto de Gran Canaria que se encuentra en la zona de Arinaga. Hay que considerar que para un estudio más realista los históricos de viento deberían ser de la localización exacta y en vez de diarios, diezminutales. En los aeropuertos hay edificios que frenan los vientos y los instrumentos de viento se encuentran a alturas bajas. Es por ello por lo que las velocidades de viento serán menores y, por lo tanto, no son la toma de datos perfecta. Sin embargo, para este estudio utilizaremos estos datos porque son los que hemos tenido acceso y son suficientes para nuestro estudio. En la siguiente gráfica se puede observar una pequeña muestra del histórico descargado.

Fecha	Racha Máx. (Km/h)	Hora Racha	Veloc. Media (Km/h)	Racha Máx. (m/s)	Veloc. Media (m/s)
01/01/2011	32,04	19:59	14,04	8,9	3,9
02/01/2011	29,88	1:12	9	8,3	2,5
03/01/2011	28,08	5:40	7,92	7,8	2,2
04/01/2011	21,96	Varias	6,84	6,1	1,9
05/01/2011	46,08	11:09	11,88	12,8	3,3
06/01/2011	41,04	14:47	15,84	11,4	4,4
07/01/2011	25,92	Varias	6,84	7,2	1,9
08/01/2011	51,84	Varias	28,08	14,4	7,8
09/01/2011	41,04	20:15	24,12	11,4	6,7
10/01/2011	47,88	16:16	27	13,3	7,5

Tabla 5 Pequeña muestra de del histórico de viento de Arinaga de enero de 2011.

Los datos de viento han sido medidos por un anemómetro a 32 metros de altura. Para calcular el viento a las alturas de los rotores de los aerogeneradores voy a utilizar una fórmula llamada fórmula exponencial de perfiles verticales de viento.

$$V_h = V_o * \left(\frac{h}{h_o}\right)^n \quad [1]$$

donde:

V_h = Velocidad del viento a estimar a una altura h .
 V_o = Velocidad del viento observada o de referencia.
 h = Altura a la que se lleva a cabo la estimación.
 h_o = Altura de referencia.
 n = exponente de rugosidad del terreno.

El exponente de rugosidad (wind shear exponent) varía entre 0,0 a 0,40, según el tipo de rugosidad del terreno: agua 0,13; grama de 0,14 a 0,16; cultivos y arbustos 0,20; bosques 0,25 y zonas urbanas 0,40 [32]. La altura a la que se lleve la estimación (h) será la altura a la que se encuentra el rotor del aerogenerador.

Una vez procesados los datos y calculadas las velocidades de viento a 100 metros de altura (altura del rotor de los aerogeneradores que seleccionemos) es necesario estudiar el histórico del viento. Lo primero que he hecho es depurar los datos manualmente eliminando aquellos valores nulos y N/A de los datos que corresponden a paradas de la estación meteorológica como reparaciones o problemas para que los cálculos sean más precisos. Gracias a la aplicación *Power BI* de Microsoft he analizado los datos y con la ayuda de gráficas he obtenido datos relevantes para el estudio del viento que mostraré a continuación.

La velocidad media del viento en la zona de Arinaga es de 8.93 m/s a una altura de 100 metros. En la figura 16 se observa la velocidad media del viento por año a una altura de 100 m y en terreno de grama. Tal y como se puede observar, el año 2013 tiene un valor parecido a la media por lo que sería buen año para tomar muestras estadísticas para estudios eólicos. Por otro lado, el año 2017 no sería un buen año para tomar datos estadísticos.

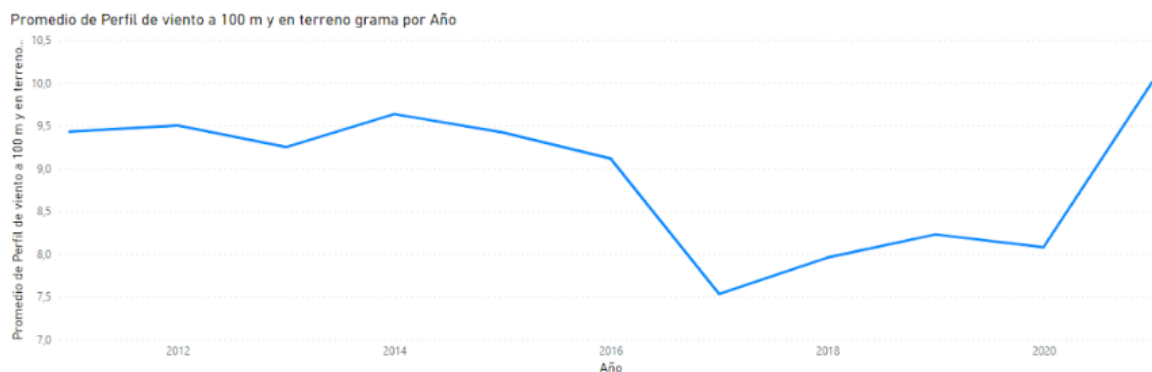


Figura 16 Variabilidad anual de la velocidad media del viento por año.

De la misma forma, en la Figura 17 se puede observar la velocidad media del viento por meses del año. Los años de noviembre, diciembre y enero corresponden a los años con menos viento. Sin embargo, los meses estivales como junio, julio y agosto son los meses con mayores rachas de viento coincidiendo con los vientos alisios.

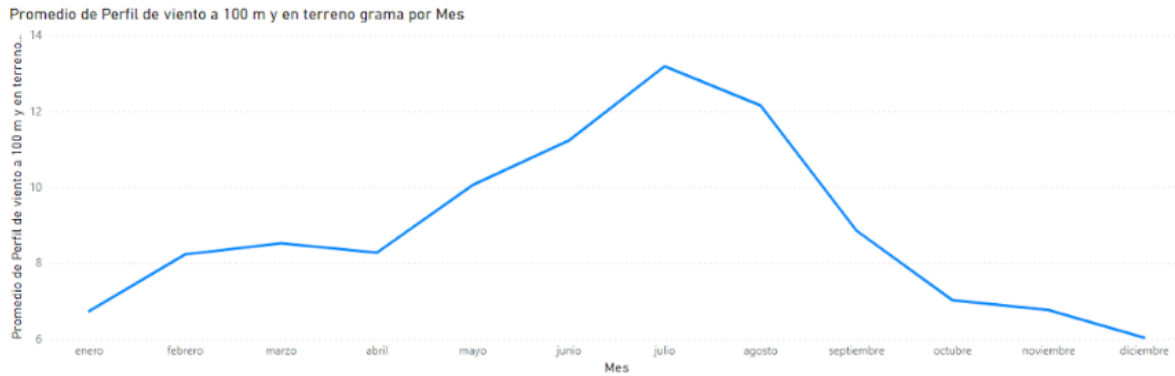


Figura 17 Variabilidad mensual de la velocidad media del viento por meses.

Gracias a la página web Global Wind Atlas he obtenido la rosa de vientos de la zona de Arinaga. En la figura 18 se observa que la dirección predominante del viento en el emplazamiento es el eje N y NNE siendo el sentido dominante el Norte.

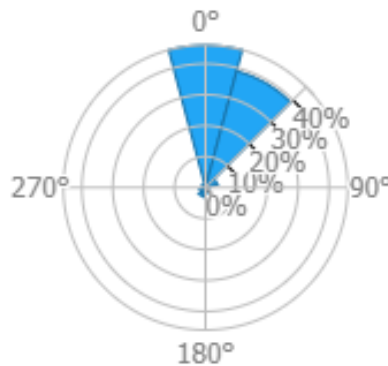


Figura 18 Rosa de los vientos de Arinaga [33]

3.2 Subsistema de hidrógeno

3.2.1 Electrolizador

Una vez elegido el emplazamiento que cumple con los requisitos del proyecto es hora de elegir el electrolizador a utilizar. Como hemos visto en los primeros capítulos, la molécula de agua está formada por dos átomos de hidrógeno enlazados químicamente a uno de oxígeno. Dichas partículas se mantienen unidas gracias a una energía que permite la fuerza de enlace. Si a dichas partículas se les aplica una cierta cantidad de energía, en

forma de corriente continua, superior a esa energía de enlace de la molécula, esta quedará dividida en los átomos que la componen (hidrógeno y oxígeno en forma gaseosa). Este proceso se denomina electrólisis del agua y es un método de producción de hidrógeno verde ya que al no haber carbono en las reacciones del proceso, este queda libre de la emisión de óxidos de carbono.

El electrolizador es el equipo donde se produce el proceso de electrólisis y está formado principalmente por los electrodos, el electrolito y la membrana de intercambio.

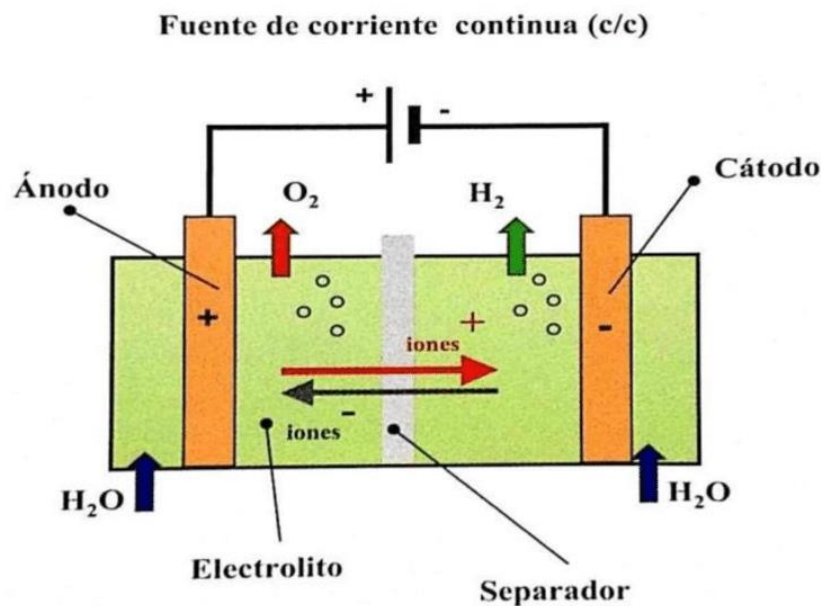


Figura 19 Esquema de un electrolizador

Los electrodos están formados por el cátodo y el ánodo (electrodos negativo y positivo, respectivamente), están fabricados por materiales conductores y se encuentran sumergidos en el electrolito. El electrolito es la solución acuosa que se quiere descomponer y sirve de conexión entre los dos electrodos. Como el agua no es muy buen conductor de la electricidad se le suele añadir un soluto como sales (KOH, NaOH o NaCl) para tener una mejor conductividad. La membrana o separador debe ser dieléctrica, esto quiere decir, que tiene que permitir el paso de los iones de un electrodo a otro, pero no el flujo de electrones y además tiene que impedir que los gases resultantes se vuelvan a combinar.

Hoy en día, existen dos tecnologías comerciales para la producción de hidrógeno mediante electrólisis. Los electrolizadores alcalinos son la tecnología más madura siendo, además, los más empleados para la producción de hidrógeno a gran escala. Por otro lado, también existen los electrolizadores de membrana polimérica (PEM). A diferencia de los electrolizadores alcalinos, no requieren de un electrolito líquido por lo que se reduce el mantenimiento del electrolizador, así como sus gastos asociados. Son ideales para aplicaciones a pequeña o mediana escala, tales como la producción de hidrógeno a partir de fuentes de energía renovable, y para sistemas distribuidos. Esta tecnología tiene una mayor capacidad de respuesta ante fluctuaciones de energía eléctrica a diferencia de la alcalina. Además, permite trabajar a mayores densidades de corriente, obteniéndose un

hidrógeno más puro. El rendimiento de un electrolizador PEM es mayor que uno alcalino, sin embargo, su inconveniente es su coste que es casi el doble.

El modelo de electrolizador que utilizaremos será el Hylyzer-500 de la marca Hydrogenics. Hydrogenics es líder en el diseño, fabricación, construcción e instalación de sistemas de hidrógeno industriales y comerciales en todo el mundo, con más de 70 años de experiencia. Después de hacer un pequeño estudio entre sus principales electrolizadores, me decanté por los modelos Hylyzer debido a que eran de sus modelos más innovadores y que poseen electrolizadores de tecnología PEM idóneos, como hemos comentado anteriormente, para electrolizadores alimentados de energías renovables. El Hylyzer-500 posee un máximo flujo de hidrógeno nominal de 500 Nm³/h (1.080 kg/día) lo cual lo hace de un electrolizador considerable comparado con otros electrolizadores de otros proyectos como el de Iberdrola en Puertollano que producirá un total de 3.000 toneladas de hidrógeno al año o el proyecto Power to Green Hydrogen Mallorca de Acciona Energía que produce 300 toneladas al año. Con el electrolizador HyLYZER-500 se podrían alcanzar las 350 toneladas de hidrógeno al año [34] [35].



Figura 20 Electrolizador Hylyzer 500 de la marca Hydrogenics

Marca	Hydrogenics	Modelo	HyLYZER-500
Producción de Hidrógeno		N.º. Pilas	2
Mínimo flujo nominal	25 Nm ³ /h	Tecnología	
Máximo flujo nominal	500 Nm ³ /h	PEM	

Mínimo flujo nominal	54 kg/día	Presión del H ₂ a la salida	30 bar
Máximo flujo nominal	1.080 kg/día	Pureza del H ₂	99.999%
Rango de flujo del hidrógeno		Consumo de H ₂ O	
40 – 100% (25 – 100% opcional)		1 – 2 litros/Nm ³ H ₂	
Características eléctricas		Dimensiones	
Consumo de energía	4,3 kWh/Nm ³	Altura	2.895 m
Potencia instalada	<100 kW	Ancho	4.894 m
Voltaje	400 VAC +- 10%	Largo	6.105 m

Tabla 6 Datos técnicos del electrolizador HyLYZER-500 de Hydrogenics.

3.2.2 Compresor

Como se puede comprobar en la tabla 6, la presión del H₂ a la salida es de 30 bar y como comentamos en el apartado de transporte y almacenamiento de este proyecto, debemos comprimir el H₂ hasta los 200-450 bar para poder almacenarlo. Es por ello, que seguido al electrolizador dispondremos un compresor. El compresor que se utilizará será un compresor de la marca Hiperbaric que es una empresa fundada en 1999 y líder mundial especializada en equipos industriales de tecnologías de altas presiones. Es referencia en el diseño, fabricación y comercialización de equipos industriales de procesado por altas presiones y, además, en el año 2021 lanzaron una nueva línea de negocio: compresión de hidrógeno a muy alta presión. Es por ello por lo que para el sistema de este trabajo se va a contar con un compresor Hiperbaric 1KS 50, capaz de comprimir el hidrógeno hasta 500 bar. Para poder almacenarlo, se deberá comprimir el hidrógeno hasta 450 bar y utilizaremos para el almacenamiento botellas de tipo I.

Hiperbaric ha desarrollado un compresor hidráulico de pistón enfocado a la compresión de hidrógeno para estaciones de recarga (hidrogeneras) o de almacenamiento. Para cumplir con los requisitos de esta aplicación, este compresor funciona sin lubricación en los pistones, lo cual garantiza la máxima pureza del gas puesto que se evita una posible contaminación con el aceite que mueve el pistón.

Otro aspecto destacado de este compresor es la gran eficiencia que conseguimos gracias al sistema de refrigeración, que hace que este proceso se asemeje a un proceso de compresión isoterma. El ciclo de compresión se lleva a cabo en dos etapas con refrigeración entre las mismas en la corriente de salida, adicionalmente el diseño especial de las camisas del compresor que están formadas por dos capas que tienen canales de

refrigeración, permite extraer el calor muy cerca del foco donde se genera, incrementando la eficiencia del intercambio térmico y por ende, el rendimiento y eficiencia del compresor.

Este compresor de hidrógeno contemplaría un equipo con toda la instrumentación necesaria y teniendo en cuenta la normativa vigente para su funcionamiento completo y seguro. El consumo del compresor Hiperbaric 1KS 50 es de 63 kW aproximadamente según información de Hiperbaric [36]

3.2.3 Dimensionamiento de la energía requerida

Para que pueda funcionar el electrolizador, es necesario alimentarlo con la potencia requerida en la tabla 6. La potencia requerida viene dada por la siguiente fórmula:

$$W = V H_2 * W_{esp} \quad [2]$$

donde:

W = Potencia requerida por el electrolizador, kW.

V H₂ = Flujo volumétrico de hidrógeno requerido, Nm³/h.

W esp = Potencia específica del electrolizador, kWh/Nm³.

En el caso del HyLYZER-500, el consumo de energía es de 4,3 kWh/Nm³. De la misma forma, como se puede observar en la tabla anterior, el electrolizador produce una cantidad mínima de hidrógeno de 25 Nm³/h y una máxima de 500 Nm³/h. En cada uno de los casos, la potencia requerida del electrolizador sería:

$$W_{\min} = V H_2 * W_{\text{esp}} = (25 \text{ Nm}^3/\text{h}) * (4,3 \text{ kWh/Nm}^3) = 107,5 \text{ kW} \quad [3]$$

$$W_{\max} = V H_2 * W_{\text{esp}} = (500 \text{ Nm}^3/\text{h}) * (4,3 \text{ kWh/Nm}^3) = 2.150 \text{ kW} \quad [4]$$

Por tanto, la potencia máxima que tendrá que suministrar el aerogenerador al electrolizador será de 2,15 MW. A esta cantidad se le sumará la potencia consumida por el compresor (63 kW) y la energía consumida en la planta como el alumbrado u otros equipos eléctricos desde la enfriadora para mantener el gas por debajo de 40° en el compresor, un sistema de venteo, la instrumentación y control etc. En total el consumo del subsistema no alcanzaría los 3 MW por lo que el subsistema eólico debería ser capaz de suministrar esta cantidad de energía incluso con rachas de viento más bajas de la media.

3.3 Subestación eléctrica

Las subestaciones eléctricas son elementos fundamentales para la red de transporte de energía eléctrica, que hacen posible las subidas y bajadas de tensión necesarias para poder llevar la energía desde la central hasta los enchufes de los hogares.

La subestación que se instalará será una subestación elevadora, que será responsable de verter la energía en la red de transporte. Se diseñará siguiendo el reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centro de transformación ITC-RAT.

La subestación eléctrica contará con un transformador de 30 MVA con una relación de transformación de 30/132 kV. Donde 30 kV es la tensión que se dispondrá para trabajar a media tensión y 132 kV corresponderá a la tensión de la red de transporte.

Debido al calentamiento de los conductores cuando circula por ellos una corriente determinada, se producen pérdidas por efecto Joule. Cuanto mayor sea la corriente, mayor serán las pérdidas. Es por ello por lo que este tipo de instalación resulta fundamental para minimizar las pérdidas. Es por este motivo que, al aumentar la tensión hasta los 132 kV, la corriente se reduce y a consecuencia, las pérdidas se reducen obteniendo de esta manera, mayor eficacia transportando la energía.

Para el cálculo del precio de la subestación eléctrica he llevado a cabo una estimación comparando diferentes presupuestos de subestaciones eléctricas para parques eólicos. Teniendo en cuenta todos los elementos necesarios (transformador de potencia, aparataje de 132 kV y 30 kV, soportes y estructuras, obra civil, pruebas y puesta en servicio...), el precio de la subestación eléctrica es de un millón ochocientos mil euros (1.800.000,00 €). Este precio se sumará al CAPEX de los escenarios eólicos y se tendrá en cuenta para el cálculo del LCOE.



Figura 21 Transformador de potencia de una subestación eléctrica.

3.4 Escenario Onshore

3.4.1 Selección del aerogenerador

Para la elección de los aerogeneradores he comparado las curvas de potencia de los aerogeneradores con los perfiles verticales de viento de la zona. Los datos de las curvas

de potencia de los aerogeneradores no suelen ser datos públicos y por tanto es difícil encontrarlos. Tras explorar los catálogos de diferentes fabricantes de aerogeneradores como Vestas, Siemens Gamesa o General Electric y gracias a páginas web como wind-turbine-models.com, en el escenario onshore he escogido el aerogenerador de Nordex Acciona N155/4,5. En la siguiente tabla se ven algunas de las especificaciones técnicas de este aerogenerador:

Marca	Nordex Acciona	Modelo	N155/4,5
Operating data		Rotor	
Potencia nominal	4,5 MW	Diámetro	155 m
Velocidad de conexión	3 m/s	Área barrida	18.869 m ²
Veloc. de desconexión	25 m/s	Veloc. de rotación nominal	11 rpm
Generador		Veloc. de la punta	85,9 m/s
Voltaje	600 V	Hub height	
Frecuencia de red	50/60 Hz	Hasta 120 m	

Tabla 7 Principales especificaciones técnicas del aerogenerador N155/4,5 [37]

Las curvas de potencia de los aerogeneradores muestran los datos de la capacidad de potencia con relación a la velocidad del viento. En la figura 22 se puede observar la curva de potencia del aerogenerador N155/4,5 para una densidad del aire de 1.175 kg/m³. Como se puede observar en la figura, a partir de los 11 m/s el aerogenerador alcanza su potencia nominal de 4,5 MW y se mantiene hasta que se alcanza la velocidad de desconexión que corresponde a 20,5 m/s. La velocidad de desconexión es la velocidad que el fabricante estima que la turbina puede estar en peligro debido a las fuertes rachas de viento. De la misma forma, la velocidad de conexión es la velocidad mínima a la que el aerogenerador comienza a operar.

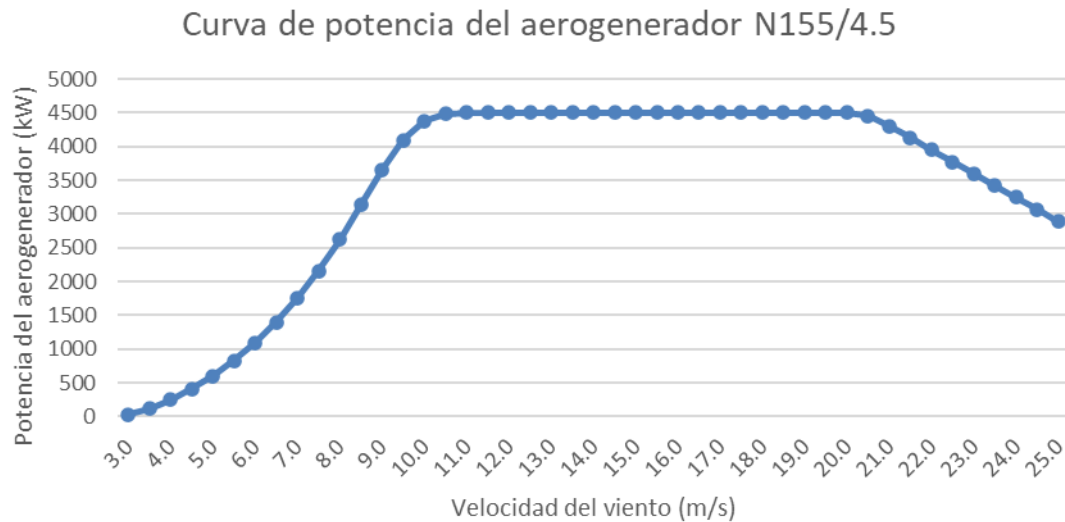


Figura 22 Curva de potencia del aerogenerador N155/4,5

En comparación con el estudio eólico de la zona, para una velocidad media de 8,93 m/s la potencia generada por el aerogenerador N155/4,5 corresponde a 3.700 kW de potencia por lo que podemos confirmar que de media anual la potencia que alimentará el subsistema de producción de hidrógeno está cubierto. En los meses de mayor viento en los cuales la generación eléctrica pueda ser nominal, los excedentes se verterán en la red generando ingresos que podrán ser compensados con el gasto de electricidad en los meses que no haya rachas de viento con suficiente velocidad.

Con la ayuda del Programa de Cálculo de la potencia de un aerogenerador de la Danish Wind Industry Association [38] se puede simular la potencia anual generada del N155-4,5 indicando ciertos datos de entrada como la localización, la curva de potencia o las medias de velocidad de viento. Este cálculo será necesario para saber qué potencia se generará cada año por el aerogenerador. La mejor forma de hacer este cálculo sería con las medias de viento diezminutales, pero, al no tenerlas, la mejor forma es contar con un simulador que te de una aproximación. En el caso de la turbina de Nordex la potencia anual es de 19 GWh/año. Esta cifra se aproxima a potencias similares para aerogeneradores similares en esa localización por lo que podemos contarla como válida para este estudio.

3.4.2 Cimentación

La cimentación del aerogenerador N155/4,5 se realiza mediante una zapata de hormigón armado. La cimentación del aerogenerador se realiza mediante una zapata circular (figura 23), sobre la que se ejecuta un pedestal macizo de hormigón armado de planta circular. El acceso de los cables al interior de la torre se realiza a través de tubos flexibles corrugados embebidos en la peana de hormigón.

Una vez hecha la excavación para la cimentación con las dimensiones adecuadas, se procede al vertido de una solera de hormigón de limpieza, en un espesor mínimo de 10 cm. Se dispone la ferralla y se nivela la jaula de pernos. Ya nivelada la jaula de pernos,

se procede al hormigonado. Tanto la zapata como el pedestal serán de hormigón armado.

Se acondiciona la plataforma o área de maniobras para permitir los procesos de descarga y ensamblaje, así como el posicionamiento de las grúas para posteriores izados de los diferentes elementos que componen el aerogenerador. De la misma forma se dispondrá de un vial de acceso al aerogenerador. En el apartado 3.4.3 relativo al análisis económico se detalla mejor la obra de cimentación necesaria, así como sus especificaciones técnicas.



Figura 23 Fotografía de la construcción de una zapata circular para el montaje de un aerogenerador (Fuente: Acciona Energía)

3.4.3 Análisis económico

A continuación, se muestra un resumen de la estimación del análisis económico estudiado para la cimentación, los aerogeneradores, la conexión eléctrica y otras especificaciones generales necesarias. Esta estimación se ha llevado a cabo gracias al Generador de Precios de España de CYPE Ingenieros S.A. Para un mayor detalle del presupuesto económico ver el Anexo 1 correspondiente a Estimación del presupuesto del escenario onshore.

PRESUPUESTO	
Capítulo 1 Viales	
1.1 Vial acceso primario	12.850,99 €
Subtotal Viales	12.850,99 €
Capítulo 2 Plataforma PE	
2.1 Movimiento de tierras apoyo grúa principal	12.632,98 €
2.2 Movimiento de tierras plataforma montaje	

pluma grúa principal + apoyo grúas auxiliares	4.528,53 €
2.3 Movimiento de tierras plataforma de palas	12.392,50 €
Subtotal Plataforma	29.554,01 €
Capítulo 3 Cimentación WTG PE	
3.1 Acondicionamiento del terreno	22.842,06 €
3.2 Cimentación y soleras	163.988,52 €
3.3 Varios	3.433,72 €
Subtotal Cimentación	190.264,3 €
Capítulo 4 Red de media tensión	
4.1 Obra civil y canalización	9.960,12 €
4.2 Suministro de materiales y equipos eléctricos	55.604,15 €
4.3 Tomas de tierra	6.798,27 €
4.4 Red de fibra óptica	5.952,26 €
Subtotal RMT	78.314,79 €
Capítulo 5 Aerogeneradores	
5.1 Aerogeneradores N155/4,5	2.300.000,00 €
Subtotal Aerogeneradores	2.300.000,00 €
Capítulo 6 Instalaciones auxiliares	
6.1 Campamento de obra	8.861,25 €
Subtotal Instalaciones	8.861,25 €
Capítulo 7 Generales	
7.1 Seguridad y salud	8.440,38 €
7.2 Medio ambiente	20.896,65 €
7.3 Control de calidad	1.080,00 €
7.4 Puesta en marcha	6.192,00 €
7.5 Varios	9.540,00 €
Subtotal Generales	46.149,03 €
TOTAL PE	2.665.993,96 €
GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL 15%	399.899,09 €
TOTAL, PE + GG+BI	3.065.893,05 €
IVA 21%	643.837,54 €
TOTAL, PRESUPUESTO	3.709.730,59 €

Tabla 8 Resumen del presupuesto eólico onshore

Costes de Explotación	
1.1 Gastos mantenimiento	57.856,29 €
1.2 Seguros	20.000,00 €
1.3 Alquiler del terreno	15.750,00 €
1.4 I.A.E (sobre España)	5.084,55 €
1.5 Gastos de administración	47.500,00 €
1.6 Gastos imprevistos	19.000,00 €
1.7 Personal en planta	100.000,00 €
Subtotal OPEX	265.190,84 €

Tabla 9 Resumen de los costes de explotación del parque eólico onshore

3.5 Escenario Offshore

Los aerogeneradores que se utilizan en los emplazamientos alejados de las costas (offshore) tienen una mayor potencia nominal ya que, en alta mar, la velocidad del viento no tiene barreras y por tanto alcanzan velocidades mayores que en tierra. Sin embargo, por la poca accesibilidad que hay a datos históricos de viento en emplazamientos marinos, contaremos con los mismos datos que el escenario anterior ya que sirven para el estudio. Con la base de datos de las velocidades de viento que disponemos, he calculado el perfil de viento a 100 metros con un exponente de rugosidad para un emplazamiento marino ($n=0,13$) por lo que difieren poco de los datos para el escenario terrestre.

La eólica offshore trata de construir y explotar parques eólicos en zonas marinas cercanas a las costas. Como los vientos marinos son más fuertes, la eólica offshore requiere de aerogeneradores más grandes y por tanto de mayor potencia. La construcción de los parques eólicos marinos es más complicada ya que la cimentación es subacuática y se requiere de barcos especializados para montar los aerogeneradores. Además, tanto los aerogeneradores como las estructuras deben ser resistentes al entorno, especialmente a la salinidad y humedad del emplazamiento. Por lo general, se recubren las estructuras con pinturas resistentes y a la vez poco dañinas para el medio ambiente. La normativa que se sigue en los proyectos offshore es la NORSOK 7. En la figura 24 se pueden ver diferentes cimentaciones. El dibujo (a) trata de un grueso cilíndrico llamado monopilote que se entierra hasta 30 metros de profundidad para sujetar la torre. Es la cimentación más convencional y es característico de suelos arenosos arcillosos en emplazamientos con una profundidad no mayor a 15 metros. En 2021, el 81,5% de todas las turbinas offshore instaladas usaron monopilotes [39]. El dibujo (b) es una estructura de 3 o 4 puntos de anclaje llamada jacket. Este tipo de cimentación se hace en suelos profundos (más de 30 metros) y se puede utilizar en diferentes tipos de suelos que no sean rocosos. El dibujo (c) es una cimentación llamada de gravedad. Corresponde a una plataforma de hormigón o de acero de alrededor de 15 metros de diámetro. Para esta cimentación se tiene que hacer una preparación previa del suelo y la profundidad característica no llega a más de 30 metros [40].

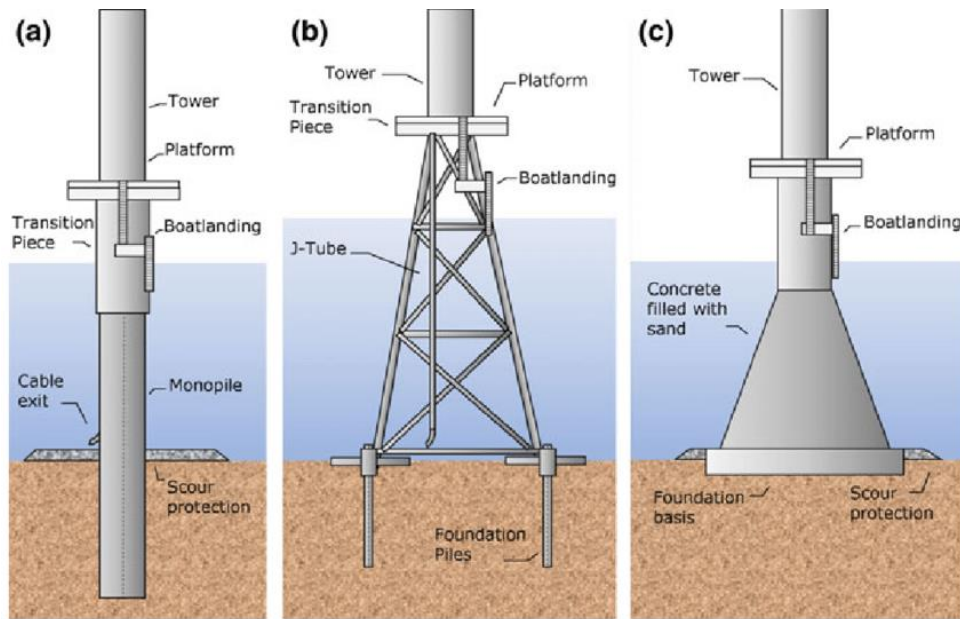


Figura 24 Principales estructuras offshore para aerogeneradores.

Para casos más alejados de la costa y mayores profundidades, se opta por las plataformas flotantes. Este tipo de plataformas son las más innovadoras y evitan el proceso de cimentación de los casos anteriores, ahorrando la perforación del suelo marino y reduciendo el impacto medioambiental.

3.5.1 Selección del aerogenerador

En el escenario offshore he decidido utilizar la turbina SWT-6,0-154 de Siemens Gamesa. He elegido esta turbina ya que es una turbina offshore y porque he encontrado más datos acerca de ella en comparación con otras turbinas candidatas. Al igual que en el escenario anterior, más adelante compararé su curva de potencia con el estudio eólico. A diferencia de una turbina terrestre, las turbinas offshore son más resistentes en cuanto a salinidad y oxidación. Por lo normal son más grandes y su potencia nominal mayor debido a que fuera de la costa las velocidades del viento suelen ser mayores. A continuación, muestro los datos más relevantes de la turbina de Siemens Gamesa:

Marca	Siemens Gamesa	Modelo	SWT-6,0-154
Operating data		Rotor	
Potencia nominal	6,0 MW	Diámetro	154 m
Velocidad de conexión	3,5 m/s	Área barrida	18.627 m ²

Veloc. de desconexión	25 m/s	Veloc. de rotación nominal	11 rpm
Generador		Veloc. de la punta	-
Voltaje	690 V	Hub height	
Frecuencia de red	-	Según emplazamiento	

Tabla 10 Principales especificaciones técnicas del aerogenerador SWT-6,0-154.

A diferencia de la curva de potencia de la turbina de Nordex, la turbina de Siemens Gamesa tiene una velocidad de conexión de 3,5 m/s y alcanza la potencia nominal a partir de 13 m/s. A partir de los 25 m/s se detiene por circunstancias de riesgo. En la figura 25 se muestra la curva de potencia del aerogenerador SWT-6,0-154 a una densidad del aire de 1.225 kg/m³ puesto que en el mar la densidad del aire es diferente que en tierra.

Gracias al histórico de viento que disponemos y al cálculo de perfiles de viento la velocidad media del emplazamiento offshore corresponde a 11 m/s. Como ya adelantamos previamente, en el mar no hay obstáculos que puedan entorpecer la velocidad del viento por lo que las velocidades son mayores. Observando la curva de potencia, para una velocidad de 11 m/s la potencia generada corresponde a 4.485 kW/h de potencia por lo que podemos afirmar que la demanda energética estará cubierta.

De la misma forma que con el caso del aerogenerador Nordex, he estimado la potencia generada anual. En este caso, la potencia anual es 22 GW/h que corresponde a un valor lógico, siendo el aerogenerador de mayor potencia nominal y estando expuesto a mayores rachas de viento. El factor de capacidad en este caso es del 42%. Es lógico que sea menor que el factor de capacidad del escenario onshore (48%) debido a que la base de datos que partimos de históricos de viento es parecida y la diferencia de potencia nominal de los aerogeneradores es considerable.

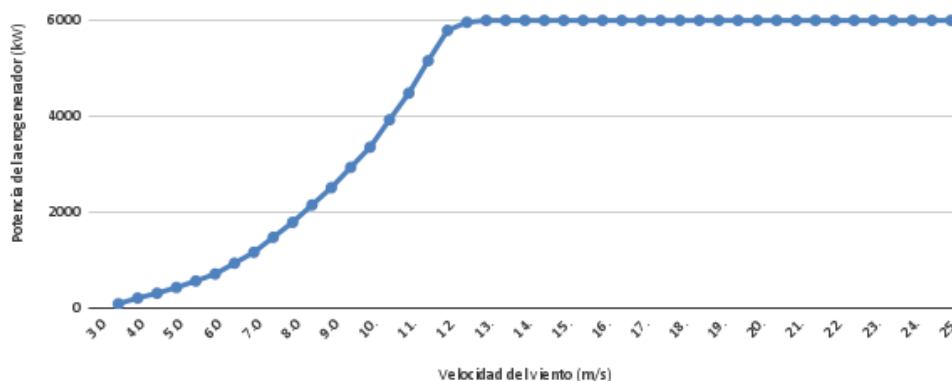


Figura 25 Curva de potencia del aerogenerador SWT-6,0-154

3.5.2 Cimentación

Para saber qué tipo de cimentación utilizar es necesario saber en qué tipo de suelo se va a llevar a cabo la cimentación. Gracias a la página web Grafcan se observa que los suelos del emplazamiento marino son suelos arenosos. Se trata de depósitos de arena suelta oscura de naturaleza basáltica o arena clara de naturaleza silíceica en extensiones o acumulaciones por transporte y sedimentación marina o eólica (formaciones de dunas).

Para la cimentación del aerogenerador SWT-6,0-154 se va a contar con la cimentación basada en monopilote ya que resulta la mejor opción en las condiciones del suelo marino de la zona. Este tipo de cimentación requiere de barcos grúa especializados que clavan el monopilote por vibración en el lecho marino. Para reducir el impacto medioambiental en la fauna marina se colocan, alrededor del monopilote a nivel del suelo marino, dos cortinas de burbujas de aire concéntricas que crean un muro para disuadir la propagación del sonido. Encima del monopilote se encuentra la plataforma intermedia o pieza de transición que cuenta con un muelle para facilitar el acceso y es la pieza de separación entre monopilote y aerogenerador.



Figura 26 Monopilotes apilados previos a su instalación

3.5.3 Puesta en marcha

Antes de empezar un proyecto de construcción de un parque eólico offshore se lleva a cabo un estudio previo del emplazamiento. Además de estudios de impacto ambiental y estudios meteorológicos de la zona, se lleva a cabo estudios batimétricos del lecho marino, estudios de magnetometría, por si existe algún resto metálico, así como posibles UXOs (municiones no explotadas), y estudios geofísicos para la hincabilidad de la estructura offshore.

Para la adquisición del monopilote y la pieza de transición, se contará con los monopilotes del Grupo EEW; empresa madura en el sector y principal vendedor de monopilotes de 2021 [41]. El monopilote y la pieza de transición serán sometidos a un

baño de pintura especializada en entornos marinos. Se desplazarán desde el puerto de Rotterdam hasta el Puerto Base en Arinaga. La nacelle, las palas y la torre de la turbina de SG también se desplazará al puerto base donde posteriormente se ensamblarán.

Para la hincada del monopilote se va a contar con el barco Aeolus de Van Oord (ver figura 27). Este barco es un buque especializado en la construcción y mantenimiento de parques eólicos offshore. Cuenta con una grúa capaz de levantar más de 1.600 toneladas, 4 patas de 85 metros que se hincan en el lecho marino permitiendo elevar al Aeolus. Después de la hincada del monopilote, se vierte una manta de antisocavación de piedras que no permitirá que se creen surcos en la base del monopilote. Posteriormente se montará la turbina sobre la pieza de transición.

Por último, se llevan a cabo las conexiones eléctricas. Se contará con el tendido de cable submarino que irá enterrado desde el aerogenerador hasta la subestación en tierra. Posteriormente, se llevará a cabo el pull-in del cable (conexión a la turbina y punto conexión en tierra). Más adelante el proyecto finalizará con el comisionado de la instalación.



Figura 27 El barco Aeolus en la instalación de una turbina eólica offshore

3.5.4 Análisis económico

A continuación, se muestra el análisis económico del parque eólico offshore el cual se puede ver más detallado en el Anexo 2.

PRESUPUESTO	
Capítulo 1 Estudios previos	
1.1 Estudio batimétrico	100.000,00 €
1.2 Magnetometría y búsqueda de UXOs	80.000,00 €
1.3 Geofísica y SPTs en el punto de hinca	1.000.000,00 €
1.4 Estudio Impacto Ambiental	1.000.000,00 €
1.5 Investigación Metereológica	500.000,00 €
Subtotal Estudios previos	2.680.000,00 €
Capítulo 2 Monopilote	
2.1 Compra del monopilote	2.550.000,00 €
2.2 Pieza de transición	1.375.000,00 €
2.3 Tratamiento superficial	600.000,00 €
Subtotal Monopilote	4.525.000,00€
Capítulo 3 Suministros de obra	
3.1 Suministro a obra del monopilote	500.000,00 €
3.2 Suministro de la turbina a Puerto base	650.000,00 €
Subtotal Suministro de obra	1.150.000,00€
Capítulo 4 Instalación	
4.1 Movilización del barco de hinca	1.500.000,00 €
4.2 Hinca del monopilote	2.500.000,00 €
4.3 Instalación de la turbina	1.500.000,00 €
4.4 Equipos auxiliares	500.000,00 €
Subtotal Instalación	6.000.000,00 €
Capítulo 5 Complexion works	
5.1 Movilización barco Fallpipe Vessel	350.000,00 €
5.2 Vertido de la manta antisocavación	72.735,72 €
Subtotal Movilización	422.735,72 €
Capítulo 6 Aerogenerador y puesta en marcha	
6.1 Aerogenerador SWT-6.0-154	9.000.000,00 €

6.2 Puesta en marcha	125.000,00 €
Subtotal Aerogenerador 9.125.000,00 €	
Capítulo 7 Conexiones eléctricas	
7.1 Tendido del cable submarino	4.000.000,00 €
7.2 Pull-in del cable	75.000,00 €
7.3 Enterramiento del cable	125.000,00 €
Subtotal Conexiones eléctricas 4.200.000,00 €	
Capítulo 8 Comisionado de la instalación	
8.1 Equipo de revisión y supervisión	125.000,00 €
Subtotal Comisionado de la instalación 125.000,00 €	
TOTAL, PE 28.227.735,72 €	
GASTOS GENERALES Y BENEFICIO INDUSTRIAL 15%	4.234.160,36 €
TOTAL, PE + GG+BI 32.461.896,08 €	
IVA 21% 6.816.998,18 €	
TOTAL, PRESUPUESTO 39.278.894,26 €	

Tabla 11 Resumen del presupuesto del parque eólico offshore

Costes de Explotación	
1.1 Gastos mantenimiento	66.991,49 €
1.2 Seguros	40.000,00 €
1.3 Alquiler del terreno	21.000,00 €
1.4 I.A.E (sobre España)	6.779,40 €
1.5 Gastos de administración	55.000,00 €
1.6 Gastos imprevistos	25.000,00 €
1.7 Personal en planta	150.000,00 €
Subtotal OPEX 364.770,89 €	

Tabla 12 Resumen de los costes de explotación del parque eólico offshore

CAPÍTULO 4: EL COSTE DEL HIDRÓGENO

Como he comentado al inicio del capítulo anterior, el objetivo final del dimensionamiento eólico era calcular el CAPEX y el OPEX del proyecto para calcular el precio de la energía o LCOE, y con ello, calcular el precio del hidrógeno o LCOH. Partimos del apartado anterior con esta tabla resumen de los costes de ambos escenarios:

	ONSHORE	OFFSHORE
CAPEX	5.509.730,59 €	41.078.894,26 €
Amortización CAPEX	220.389,22 €	3.423.241,19 €
OPEX	265.190,84 €	364.770,89 €
Producción	19.000 MWh	22.000 MWh
Factor de capacidad	48%	42%

Tabla 13 Tabla resumen de los escenarios eólicos

El factor de capacidad/planta (capacity factor o load factor en inglés), es el cociente entre el consumo eléctrico real y el máximo posible. Este factor cobra de vital importancia en el proyecto ya que es una de las variables que más afecta al coste del hidrógeno. En el caso del electrolizador el factor de capacidad viene dado por el cociente entre la producción real y la producción máxima de hidrógeno. Cualitativamente, esta cantidad indica el porcentaje equivalente del año durante el que, de forma hipotética, la planta opera a pleno rendimiento. Su fórmula es:

$$f = \frac{\text{Producción real de energía en un año}}{\text{Producción máxima de energía en un año}} \quad [5]$$

El LCOE es el valor del coste total de construir y operar una instalación de generación eléctrica a lo largo de su vida útil. De esta manera, mide los costes totales que esa instalación tendrá a lo largo de toda su vida y los divide por la producción de energía que realizará también durante todos sus años de operación. El LCOE sirve principalmente para comparar los precios de diferentes fuentes de energía. Podemos observar el LCOE de una instalación solar y compararlo con el LCOE de otra planta eólica. El menor de los dos nos mostrará cuál de las dos instalaciones genera electricidad más barata.

La fórmula del LCOE se puede ver en la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^{VU} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{VU} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad [6]$$

Donde:

VU: Es la vida útil del parque eólico (25 años).

It: Representa los gastos de inversión de cada año (CAPEX).

Mt: Son los costes de operación y mantenimiento de la instalación de cada año (OPEX) .

Ft: Representa el coste del combustible (*fuel* en inglés) de cada año. En los casos de energías renovables este coste es 0.

Et: Es la generación de energía cada año.

r: Representa la tasa de descuento que será de 0.08

t: Es el tiempo en años.

El numerador, el cual lo he llamado "Costes", es la suma del CAPEX entre los años de vida útil del aerogenerador (25) y el OPEX. En la tabla 14 se puede observar el monto total, de los costes cada año (muestra de 5 años) teniendo en cuenta una inflación del 3% cada año. Este porcentaje me parece una tasa normal ya que contar con una inflación del 10,2% que hay en el momento de redacción de este trabajo no me parece realista. Los altos precios de las instalaciones marinas, así como la movilización de los barcos necesarios para la instalación de aerogeneradores marinos son los principales causantes del desorbitado CAPEX del proyecto. Esto se refleja en la fila Offshore de la tabla 14 siendo notablemente superior con respecto al escenario Onshore.

Años	1	2	3	4	5
Costes (€)					
Onshore	485.580,06 €	500.147,47 €	515.151,89 €	530.606,44 €	546.524,64 €
Offshore	3.630.066,87 €	3.738.968,88 €	3.851.137,95 €	3.966.672,08 €	4.085.672,25 €

Tabla 14 Estimación de los costes anuales de los parques eólicos

La producción anual se muestra en la tabla 15 medida en MWh. Se ha tenido en cuenta una degradación anual del aerogenerador del 0,2% anual. Principalmente, la degradación de los aerogeneradores se produce en el desgaste de las palas reduciendo el rendimiento de estas y afectando a la producción.

Años	1	2	3	4	5
Producción (MWh)					
Onshore	19.000 MWh	18.962 MWh	18.924 MWh	18.886 MWh	18.848 MWh
Offshore	22.000 MWh	21.956 MWh	21.912 MWh	21.868 MWh	21.825 MWh

Tabla 15 Estimación de la producción anual de los parques eólicos

Para el cálculo del LCOE se ha dividido el coste total de cada año entre la producción en MWh del año correspondiente tal y como se puede observar en la tabla 16. Haciendo un análisis de los precios obtenidos, el primer año el LCOE es de 25.56 €/MWh un precio dentro del umbral de los precios de la energía eólica. En la subasta de electricidad de fuentes renovables de enero de 2021, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, adjudicó el precio medio de la electricidad en 24,47 €/MWh en el caso de la fotovoltaica y 25,31 €/MWh en el de la eólica [42]. Por otro lado, en el escenario offshore, el precio del LCOE asciende a 165,00 €/MWh causado por los altos costes de la instalación. Este precio tan elevado hace ver que el precio por MWh es más elevado que en el caso onshore. Sin embargo, si la instalación marina en vez de ser de un único aerogenerador fuese de 3, 5 o incluso 10 aerogeneradores, repartiéndose los costes de instalación entre varios, el precio por MWh sería menor dándole mayor sentido al proyecto.

Años	1	2	3	4	5
LCOE (€/MWh)					
Onshore	25,56 €	26,38 €	27,22 €	28,09 €	29,00 €
Offshore	165,00 €	170,29 €	175,75 €	181,39 €	187,21 €

Tabla 16 Precio del MWh anual de los parques eólicos

De la misma forma que el LCOE, el LCOH indica cuánto cuesta producir un kilogramo de hidrógeno teniendo en cuenta no solo los costes de la instalación que lo produce, sino también la energía empleada para ello o los costes de mantenimiento de la instalación. Es pues, un indicador bastante fiable del precio de producción del hidrógeno y se vuelve especialmente útil cuando se trata de comparar diferentes tecnologías u opciones de producción.

$$LCOH = \frac{\text{Coste subsistema de hidrógeno} + \sum_{t=1}^{VU} \frac{\text{Coste anual de la electricidad}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{VU} \frac{\text{Cantidad de hidrógeno producido al año}}{(1+r)^t}}$$

[7]

Donde:

VU: Es la vida útil del parque eólico (25 años).

Coste subsistema de H₂: Es el coste total de los principales componentes de la instalación de hidrógeno.

r: Representa la tasa de descuento que será de 0.08

t: Es el tiempo en años.

En cuanto a la producción de hidrógeno supondremos que no se verá afectada por la degradación del electrolizador. Esta suposición se hace en base a que a lo largo de los años la degradación de un electrolizador repercute en la cantidad de energía necesaria para producir cierta cantidad de hidrógeno. Para obtener una cierta cantidad de

hidrógeno, a medida que van pasando los años, es necesaria más cantidad de energía. Por lo tanto, la producción de hidrógeno no se verá afectada. Esta producción vendrá dada por su factor de capacidad que en nuestro caso es del 52% correspondiente a una producción anual de 182.000 kg de hidrógeno.

La planta de producción de hidrógeno verde de nuestro proyecto viene caracterizada por los siguientes parámetros:

- Subsistema con una potencia de 3 MW y un coste de 3,8 M de euros capaz de producir 350 Tn de hidrógeno al año. El coste total del subsistema de hidrógeno asciende a un poco más de 6,7 M de euros (ver Anexo 3).
- El precio de la energía viene dado por el LCOE obtenido en cada escenario eólico. El coste del consumo eléctrico con el electrolizador a pleno rendimiento el primer año será de $3 \times 25,56 = 76,68 \text{ €/h}$, equivalente a 671.716,80 € al año en el caso onshore. De la misma forma para el caso offshore ascenderá a 4.336.200,00 € al año.
- Factor de capacidad (f): 52 %. Asumo un factor de capacidad de entorno al 50% debido a que la planta es de autoconsumo y, por tanto, este valor será parecido al factor de capacidad de los aerogeneradores.

Descomponiendo la fórmula del LCOH y resolviendo con los parámetros del primer año del caso onshore, obtenemos:

$$LCOH = \frac{6,7 \text{ M €} + (f \times 671.716,80 \text{ €}) \sum_{t=1}^{VU} \frac{1}{(1+r)^t}}{(f \times 182.000 \text{ kg}) \sum_{t=1}^{VU} \frac{1}{(1+r)^t}} = \frac{6,7 \text{ M €}}{(f \times 182.000 \text{ kg}) \sum_{t=1}^{VU} \frac{1}{(1+r)^t}} + \frac{671.716,80 \text{ €}}{182.000 \text{ kg}}$$

[8]

Para evitar tener que hacer la suma de todos los elementos del sumatorio, podemos usar la fórmula $\sum_{t=1}^{VU} \frac{1}{(1+r)^t} = \frac{1-(1+r)^{-VU}}{r}$ y, por lo tanto, obtendremos que:

$$LCOH = \frac{36,81}{f} \times \frac{r}{1 - (1+r)^{-VU}} + 3,69 = \frac{3,45}{f} + 3,69 = 10,32 \text{ €/kg}$$

[9]

De la misma forma, en la tabla 17 se muestra el LCOH de los próximos cinco años en los dos escenarios eólicos. Tal y como se puede observar el precio del hidrógeno en el caso onshore es un precio realista y parecido a los precios de venta del hidrógeno verde en plantas ya existentes como la de Acciona Energía o Iberdrola ya mencionadas en este trabajo. Sin embargo, el precio del hidrógeno en el caso offshore es un precio hasta 3 veces más caro y por tanto carece de sentido para una planta de producción de hidrógeno verde.

Años	1	2	3	4	5
LCOH (€/kg)					
Onshore	10,32 €/kg	10,43 €/kg	10,55 €/kg	10,68 €/kg	10,81 €/kg
Offshore	30,45 €/kg	31,21 €/kg	32,00 €/kg	32,81 €/kg	33,65 €/kg

Tabla 17 Precios de producción de hidrógeno por kilogramo

Como hemos podido comprobar, los grandes costes de la eólica offshore hacen que los precios de la electricidad se disparen, y con ello, el precio del hidrógeno. El principal problema recae en el número de aerogeneradores. Si este proyecto fuese de dimensiones mayores, el precio por MW instalado disminuiría y con ello el precio del hidrógeno. Sin embargo, para este caso estudiado, nos vemos frente a un proyecto que a priori carece de sentido ya que un precio de hidrógeno que ronda los 32 €/kg no podrá llegar a competir en el futuro con los precios del hidrógeno gris o azul. En plantas mayores de producción de hidrógeno se podría estudiar la viabilidad técnica y económica y seguramente los resultados serían mejores. De esta forma, tal vez tenga más sentido invertir el dinero necesario del parque offshore en un proyecto de innovación en el que se pueda probar nuevas tecnologías y estudiar sus modelos de negocio. Un ejemplo alineado con este proyecto sería un aerogenerador offshore con una cimentación flotante. Por otro lado, el escenario onshore resulta favorable y realista a la hora de producir hidrógeno con un solo aerogenerador ya que un precio de 10 €/kg podría llegar a competir en el futuro con los precios de otros tipos de hidrógeno. Principalmente porque el precio de las energías renovables, a medida que se asienten en el marco eléctrico serán más baratas. Al igual que los electrolizadores. La tecnología PEM estudiada, es una tecnología innovadora la cual es muy costosa hoy en día. El precio del electrolizador es prácticamente el 50% del precio del subsistema de hidrógeno lo cual hace que se encarezcan los precios de la producción de hidrógeno. Además, cada vez vemos turbinas eólicas más potentes por lo que esto también ayudará a que el precio final del hidrógeno disminuya.

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

La Comisión Europea ha dejado claras las directrices para llevar a cabo una descarbonización de los sectores productivos con el fin de alcanzar una neutralidad climática en 2050. De la misma forma, el resto de los países del mundo también se han sumado a esta transición energética y parecen concienciados en explotar los recursos renovables para dejar a un lado los combustibles fósiles y sustituirlos por energías más limpias y respetuosas con el medioambiente.

Como hemos visto en este trabajo, una de las soluciones con mayor viabilidad para alcanzar los objetivos de la transición energética es la entrada al mix energético del hidrógeno verde, el cual posee características energéticas competentes permitiendo poseer grandes cantidades de energía de uso directo y almacenado, además de ayudar con la reducción de emisiones de gases contaminantes perjudiciales para el planeta.

En esta misma línea, en Europa y especialmente en España, existe un recurso renovable que hay que aprovechar con el fin de generar la energía renovable necesaria para alimentar los procesos de electrólisis del agua y producir hidrógeno verde. Nuestro país tiene uno de los mayores potenciales de recursos renovables de la UE: una geografía de 50 millones de hectáreas con amplios territorios, vientos mediterráneos y atlánticos, nivel de insolación elevado, extensos bosques y notables recursos hidráulicos, que se complementan con un importante tejido empresarial, tecnológico, de innovación y conocimiento. Cuenta además con algunas de las empresas que han protagonizado el despliegue internacional de las energías renovables ocurrido a lo largo de las dos últimas décadas. Gracias al recurso eólico y fotovoltaico de la península ibérica, España se podría posicionar como uno de los países que más rápido puede llegar a producir hidrógeno verde más barato que el precio del hidrógeno azul [43].

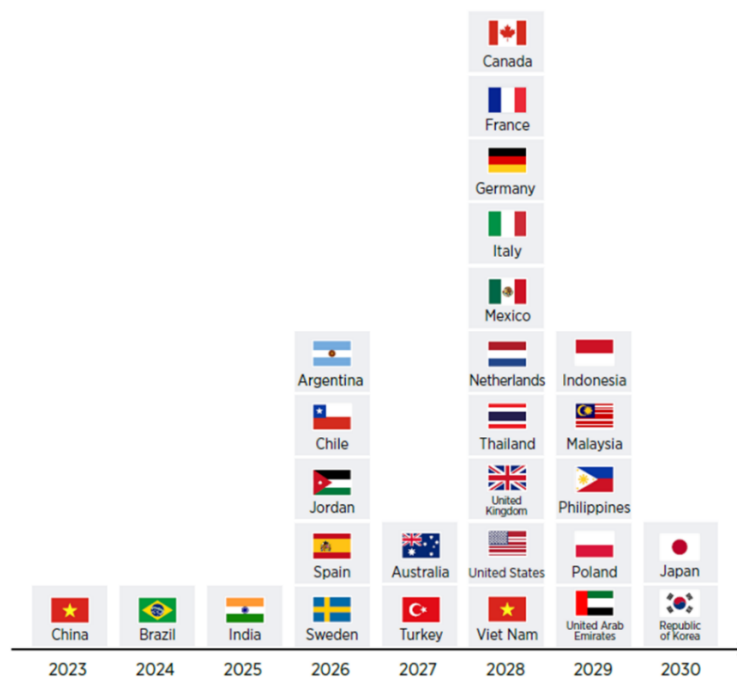


Figura 28 Países en donde el hidrógeno verde podría ser más barato que el hidrógeno azul, por años [12]

Los gobiernos del mundo tienen la responsabilidad de impulsar políticas relacionadas con una economía basada en hidrógeno bajo una transición energética rápida y eficiente. Para ello, es necesario que el hidrógeno se empiece a producir a gran escala con el fin de que ciertos sectores y después los países, puedan abastecerse de él y utilizarlo para cubrir su demanda energética. Sin embargo, hasta que las tecnologías de producción de hidrógeno no se desarrollen y se abaraten, no llegará a ser una realidad. Son pocas las empresas que apuestan por desarrollar estas tecnologías ya que no existe una demanda suficiente que pueda aprovechar la producción total. En este sentido, este proceso resulta cíclico y no cambiará si no llegan inversiones.

Como hemos visto en el capítulo 4, uno de los principales parámetros asociados al coste final del hidrógeno resulta que es el precio de los electrolizadores, siendo protagonistas en los costes en bienes de capital. Analizando nuestro caso particular, supone prácticamente el 50% del CAPEX del electrolizador. A medida que las tecnologías PEM avancen, es lógico que los precios de los electrolizadores disminuyan y con ello el precio final del hidrógeno. Por ejemplo, solo una reducción del 35% en el precio del electrolizador, reduciría el primer año el precio del hidrógeno a 8,23 €/kg. Como se puede comprobar, esta reducción es considerable ya que disminuye 2,09 € el precio por kilogramo producido frente al escenario estudiado (10,32 €/kg). Hasta que la tecnología no sea suficientemente madura será necesario acarrear con los precios globales del proyecto u optar a subvenciones por parte de emisores gubernamentales.

Hoy en día, la mayoría de los proyectos de hidrógeno verde vienen apoyados económicamente por financiaciones que reducen drásticamente el precio final del hidrógeno. Una de las financiaciones a las cuales se podría optar para este proyecto sería la inversión "C7.12 Energía sostenible en las islas" del nuevo Fondo de Recuperación Next Generation EU bajo el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España del Gobierno de España. Tal vez tendría más sentido optar a esta financiación si el proyecto en vez de ser con una tecnología ya madura, como la cimentación de monopilote o la eólica onshore, fuese con tecnologías más innovadoras como una plataforma flotante ya que, es más fácil que den inversiones a proyectos innovadores. Sin embargo, es interesante hacer un análisis de sensibilidad contando con un plan de financiación. Suponiendo una financiación del 40% del electrolizador y 30% del prototipo, el coste final del hidrógeno por kilogramo el primer año a partir de eólica onshore y offshore serían 7,43 €/kg y 21,65 €/kg respectivamente. Una reducción muy considerable en los dos casos del precio final del hidrógeno.

Además de los precios de los electrolizadores, hay otro parámetro que cobra de vital importancia a la hora de calcular el precio final del hidrógeno y es el causante principal de la diferencia de precios entre los diferentes colores del hidrógeno. Es importante observar que el valor del LCOH aumenta si disminuye el factor de capacidad (f). Es por ello por lo que en la fórmula [9] se ha presentado de manera que se puede observar esta relación inversamente proporcional. Para nuestro ejemplo concreto se ha contado con $f = 52\%$ al ser una planta de autoconsumo de energías renovables. Este porcentaje se debe a que la fuente de energía depende de las condiciones climáticas del entorno y no de la quema de un combustible, por ejemplo. En el caso del hidrógeno gris o azul, producido a partir de combustibles fósiles, este factor de capacidad alcanza valores de entorno el 90% ya que están funcionando prácticamente la mayoría del tiempo, parándose únicamente por motivos de limpieza o reparaciones. Para el caso de una $f = 90\%$, el precio del LCOH se reduciría a 4,34 € en el caso onshore y 16,60 € en el caso offshore. Este pequeño cambio en f supone una reducción del 42% del precio del hidrógeno. Es verdad, que al cambiar el

tipo de proceso de producción del hidrógeno también cambiaría la maquinaria, instalaciones y precios asociados. Sin embargo, esto abarataría aún más el LCOH final al no utilizar los caros electrolizadores ya que el proceso de producción de hidrógeno se hace mediante reformado de combustibles fósiles. Esta es una de las razones por la cual el hidrógeno gris o azul es más barato que el hidrógeno verde, pero a medida que las tecnologías de electrolizadores y energías renovables se asienten en el mercado tomarán una ventaja competitiva pudiendo competir con los precios del hidrógeno gris.

En conclusión, gracias al estudio realizado se puede comprobar que para un electrolizador de alrededor de 2 MW de potencia y una producción de 182.000 Tn de hidrógeno al año, es preferible una instalación eólica onshore que una instalación offshore, de un solo aerogenerador. El principal problema ha sido la viabilidad económica del proyecto offshore que como hemos comprobado, no sale rentable con ese tipo de cimentación debido a los costes asociados. Podría tener más sentido para un proyecto más innovador con un aerogenerador y una plataforma flotante o incluso, un proyecto de mayores dimensiones. Para ver la importancia de las economías de escala en este caso offshore, el precio por MW instalado del proyecto actual (un solo aerogenerador) es de 6.212.001,08 €/MW. Para un caso de 5 aerogeneradores, los costes asociados a servicios como estudios, suministros, movilización de barcos... apenas cambiarían y el aumento del coste total se reflejaría en los costes asociados al número de activos del proyecto (monopilotes, aerogenerador, piezas de transición...). Para este caso el precio por MW sería de 4.795.743,46 €/MW, lo cual es más rentable por MW instalado. En la figura 29 se puede observar el precio estimado del MW por número de aerogeneradores instalados. Como se puede comprobar, la tendencia es descendente y asintótica, siendo la diferencia más considerable en los primeros aerogeneradores añadidos.

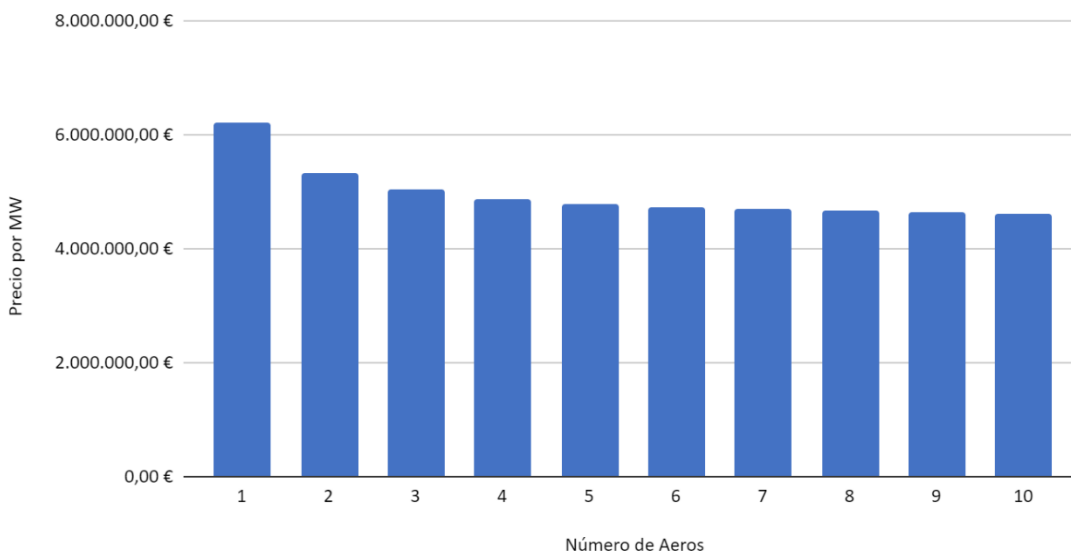


Figura 29 Precio por MW instalado en función del número de aerogeneradores.

Para el caso de un dimensionamiento de 3 aerogeneradores offshore, la potencia del electrolizador aumentaría. En este caso se contaría con una batería de 4 electrolizadores alcanzando una potencia de 12 MW aproximadamente. Como la capacidad de alimentar la batería de electrolizadores es mayor al haber más MW instalados disponibles en exceso los factores de capacidad aumentarían alcanzando el 75% de factor de capacidad del electrolizador. Teniendo en cuenta también los costes de inversión y operación de

este segundo caso, asociados a los costes variables del número de aerogeneradores, el LCOH del proyecto sería el primer año de 15,73 € el kilogramo de hidrógeno producido. Como se puede comprobar, este valor es más realista frente al primer escenario offshore que definimos y se aproxima a precios reales del hidrógeno verde. Además, se demuestra que las economías de escala tienen sentido en este caso y que también resulta viable la producción de hidrógeno verde alimentada de energía eólica offshore.

En conclusión, gracias a este trabajo, he podido comprobar que la producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica es factible, debido a que existen las tecnologías necesarias en el mercado mundial para llevar a cabo la instalación, construcción, operación y mantenimiento de este tipo de plantas. Aunque a priori con la instalación de un solo aerogenerador es más acertado una instalación completa terrestre, hemos podido comprobar que la eólica offshore tiene más sentido para dimensionamientos de producción de hidrógeno mayores. A pesar de que el aspecto económico puede llegar a ser un limitante, la viabilidad económica del proyecto puede ser solventada con ayudas gubernamentales dentro de los planes europeos contra el cambio climático, ya que, hoy en día, este tipo de tecnologías son demasiado caras y todavía no llegan a ser competitivas con tecnologías que se basan en combustibles fósiles. Sin embargo, cada año vemos más avances hacia una transición renovable y cada vez más, las tecnologías asociadas al hidrógeno verde se van asentando en el mercado y demostrando su capacidad energética en diferentes sectores industriales. Además, a medida que se reduzcan los precios de los electrolizadores, aumentará el número de proyectos, lo que ayudará a impulsar la producción de hidrógeno verde en el marco energético mundial. La transición energética debe llevarse a cabo en cada uno de los sectores productivos, impulsando y favoreciendo la implantación del hidrógeno como vector energético con el objetivo de descarbonizar la mayoría de los procesos energéticos altamente contaminantes. Resulta imprescindible la eclosión del hidrógeno como el vector que mejor complementa la descarbonización de ciertas industrias y de la sociedad, pero, su protagonismo actual tiene que tomar forma en otras industrias. El hidrógeno como vector, solamente cumplirá su misión descarbonizadora si su producción está completamente descarbonizada.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Jefferson Lab - Hydrogen. Disponible:

<https://education.jlab.org/itselemental/ele001.html>

[2] Shriver, D. F.; Atkins, P. W.; Langford, C. H. Química Inorgánica. Vol. 1. Segunda edición. Reverté. 1997.

[3] Leyre, R. E. Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón. << El futuro de la energía: Hidrógeno y pilas de combustible >> Disponible: <https://slideplayer.es/slide/3425412/>

[4] Building the Clean Hydrogen Economy - Plug Power.

[5] Profesor Juan Luis, L. C. << El Hidrógeno como vector energético en eclosión>> IESE Business School 2022.

[6] Administración de Información de Energía de EE. UU., con base en la Universidad de Defensa Nacional.

[7] << The Future of Hydrogen >> Report. International Energy Agency, 2019.

[8] << Renewable Capacity Statistics 2019 >> Report. IRENA, 2019.

[9] World Energy Outlook 2016. Report. IEA, 2016.

[10]

[11] Fuente Cepsa Gas y Electricidad | Hidrógeno verde en CEPSA | 3 de noviembre de 2020

[12] Gas for Climate, 2021a

[13] Harding, 2019

[14] Strategy Advisory Committee of the Technology Roadmap and SAE-China, 2016

[15] AIE, 2021c

[16] CSET, 2021

[17] Comisión Europea, 2020a

[18] Recharge News, 2021a

[19] UN Comtrade, 2021

[20] METI, 2017

[21] Ministerio de Medio Ambiente de Japón, 2020

[22] CSIS, 2021

[23] E4Tech, 2021

[24] MOEF, 2020

[25] Korea Herald, 2019

[26] Recharge News, 2021b

[27] Hydrogen Council, 2021

[28] IRENA, 2021a

[29] M. Transición Ecológica. Hoja de ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. Gobierno de España, 2020.

[30] Noticia Canarias7: “El Cabildo quiere que el tren use pilas de Hidrógeno hechas en Arinaga”. Disponible en: <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/cabildo-quiere-tren-20220213213607-nt.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F>

[31] Noticia Canariasahora: “Canarias aboga por el hidrógeno verde para descarbonizar las centrales térmicas de Endesa”. Disponible en: https://www.eldiario.es/canariasahora/energia/canarias-aboga-hidrogeno-verde-descarbonizar-centrales-termicas-endesa_1_8739691.html

[32] J.M Guevara - Cuantificación del perfil del viento hasta 100 m de altura desde la superficie y su incidencia en la climatología eólica

[33] Software online Global Wind Atlas.

[34] Noticia El periódico de la energía: “Enagás y Acciona lanzan su planta de hidrógeno verde de Mallorca”. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/enagas-y-acciona-lanzan-su-planta-de-hidrogeno-verde-de-mallorca/>

[35] Noticia El periódico de la energía: “Iberdrola inaugura en Puertollano la mayor planta de hidrógeno verde de Europa para uso industrial”. Disponible en:

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-inaugura-puertollano-mayor-planta-hidrogeno-verde-europa/>

[36] Intercambio de e-mails con A. Blanco - Director comercial de Hiperbaric.

[37] Especificaciones técnicas del aerogenerador N155/4,5. Disponible: <https://www.nordex-online.com/es/product/n155-4-x/>

[38] Danish Wind Industry Association - Programa de cálculo de la potencia de un aerogenerador.

[39] Offshore Wind Energy 2021 Statics, Wind Europe.

[40] *¿Cómo se sustentan los aerogeneradores?* - Iberdrola.

[41] Offshore Wind Energy 2021 Statics, Wind Europe.

[42] Subasta del 26 de enero de 2021 - Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Gobierno de España.

[43] Geopolitics of the Energy Transformation: The Hydrogen Factor - IRENA 2022

ANEXOS

Anexo 1. Presupuesto del parque eólico onshore.

1. Viales

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
1.1	u	Movimiento de tierras para el vial	TERRAPLEN SUELO SELECCIONADO 295% PM De formación de terraplen con materiales seleccionados según PG-3, procedentes de préstamos o de la excavación, incluidos éstos, extendido, humectación y su control y compactación al 95% del Proctor Modificado, por especialista en Geotecnia. medido sobre perfil. mediante medios mecánicos en viales del parque. incluso perfilado de taludes, rasanteo de la superficie de coronación a la cota de proyecto y preparación de la superficie de asiento, totalmente terminado.	745,62	3,69	2.751,34 €
1.2	u	Firmes	MBC AC16 SURF BC 50/70 D INC. BETÚN Y FILLER 5 CM De aplomerado asfáltico en caliente tipo (AC16 SURF BC 50/70 D), con árido artificial silíceo, incluso filler de aportación y betún, limpieza de pavimento, fabricación, transporte y puesta en obra compactación, total mente terminado.	165,00	61,21	10.099,65 €
						12.850,99 €

2. Plataformas PE

2.1 Movimiento de tierras apoyo grúa principal

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
2.1.1	m2	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos con medios mecánicos	LIMPIEZA Y DESBROCE DEL TERRENO por medios mecánicos, incluye tala de árboles (manual para diámetros $\leq 10\text{cm}$) y arbustos incluido destocoado, arranque, carga y transporte a zona de acopio, M2 vertedero o gestor autorizado, incluso canon de vertido.	2.865,93	0,63	1.805,54 €
2.1.2	m3	Excavación de tierra vegetal con medios mecánicos	EXCAVACIÓN TIERRA VEGETAL mediante el empleo de medios mecánicos i/ carga y acopio dentro de la obra, incluso almacenamiento en montones de altura inferior a 2 m para posterior utilización y restitución de la tierra vegetal (incluso taludes) y/o carga y transporte de sobrantes a vertedero autorizado. Incluso canon de vertido.	860,31	2,25	1.935,70 €
2.1.3	m3	Excavación de desmonte de suelos	EXCAV. EN DESMONTE EN SUELOS a cielo abierto con medios mecánicos para ejecución de plataformas o explanación de zonas localizadas, incluso carga y transporte a vertedero autorizado o lugar de empleo, incluso canon de vertido, a cualquier distancia, perfilado de taludes y rasanteo de la explanada a cota de proyecto, reperfilado y compactación de la explanación resultante. Control por especialista en Geotecnia, totalmente acabado.	2.155,31	2,79	6.013,32 €
2.1.4	m3	Nivelación del suelo	TERRAPLEN SUELO SELECCIONADO $\geq 95\%$ PM De formación de terraplen con materiales seleccionados según PG-3, procedentes de préstamos o de la excavación, incluidos éstos, extendido, humectación y su control y compactación al 95% del Proctor Modificado, por	780,06	3,69	2.878,42 €

Producción de hidrógeno verde: energía eólica onshore y offshore

			especialista en Geotecnia medido sobre perfil mediante medios mecánicos en plataforma, incluso perfilado de taludes, rasanteo de la superficie de coronación a la cota de proyecto y preparación de la superficie de asiento, totalmente terminado.			
						12.632,98 €

2.2 Movimiento de tierras plataforma montaje pluma grúa principal + apoyo grúas

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
2.2.1	m2	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos con medios mecánicos	LIMPIEZA Y DESBROCE DEL TERRENO por medios mecánicos, incluye tala de árboles (manual para diámetros $\leq 10\text{cm}$) y arbustos incluido destoconado, arranque, carga y transporte a zona de acopio, M2 vertedero o gestor autorizado, incluso canon de vertido.	1007,188	0,63	634,53 €
2.2.2	m3	Excavación de tierra vegetal con medios mecánicos	EXCAVACIÓN TIERRA VEGETAL mediante el empleo de medios mecánicos i/ carga y acopio dentro de la obra, incluso almacenamiento en montones de altura inferior a 2 m para posterior utilización y restitución de la tierra vegetal (incluso taludes) y/o carga y transporte de sobrantes a vertedero autorizado. Incluso canon de vertido.	302,08	2,25	679,68 €
2.2.3	m3	Excavación de desmonte de suelos	EXCAV. EN DESMONTE EN SUELOS a cielo abierto con medios mecánicos para ejecución de plataformas o explanación de zonas localizadas, incluso carga y transporte a vertedero autorizado o lugar de empleo, incluso canon de vertido, a cualquier distancia, perfilado de taludes y rasanteo de la explanada a cota de proyecto, reperfilado y compactación de la explanación resultante. Control por especialista en Geotecnia, totalmente acabado.	€ 482,45	€ 2,79	1.346,04 €
2.2.4	m3	Nivelación del suelo	TERRAPLEN SUELO SELECCIONADO $\geq 95\%$ PM De formación de terraplen con materiales seleccionados según PG-3, procedentes de préstamos o de la excavación, incluidos éstos, extendido, humectación y su control y compactación al 95% del Proctor Modificado, por especialista en Geotecnia medido sobre perfil mediante medios mecánicos en plataforma, incluso perfilado de taludes, rasanteo de la superficie de coronación a la cota de proyecto y preparación de la superficie de asiento, totalmente terminado.	€ 506,20	€ 3,69	1.867,89 €
						4.528,13 €

2.3 Movimiento de tierras plataforma de palas

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
2.3.1	m2	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos con medios mecánicos	LIMPIEZA Y DESBROCE DEL TERRENO por medios mecánicos, incluye tala de árboles (manual para diámetros $\leq 10\text{cm}$) y arbustos incluido destoconado, arranque, carga y transporte a zona de acopio, M2 vertedero o gestor autorizado, incluso canon de vertido.	1934,156	0,63	1.218,52 €
2.3.2	m3	Excavación de tierra vegetal con medios mecánicos	EXCAVACIÓN TIERRA VEGETAL mediante el empleo de medios mecánicos i/ carga y acopio dentro de la obra, incluso almacenamiento en montones de altura inferior a 2 m para posterior utilización y restitución de la tierra vegetal (incluso taludes) y/o carga y transporte de sobrantes a vertedero autorizado. Incluso canon de vertido.	580,27	2,25	1.305,61 €

2.3.3	m3	Excavación de desmonte de suelos	EXCAV. EN DESMONTE EN SUELOS a cielo abierto con medios mecánicos para ejecución de plataformas o explanación de zonas localizadas, incluso carga y transporte a vertedero autorizado o lugar de empleo, incluso canon de vertido, a cualquier distancia, perfilado de taludes y rasanteo de la explanada a cota de proyecto, reperfilado y compactación de la explanación resultante. Control por especialista en Geotecnia, totalmente acabado.	662,61	2,79	1.848,68 €
2.3.4	m3	Nivelación del suelo	TERRAPLEN SUELO SELECCIONADO ≥95% PM De formación de terraplen con materiales seleccionados según PG-3, procedentes de préstamos o de la excavación, incluidos éstos, extendido, humectación y su control y compactación al 95% del Proctor Modificado, por especialista en Geotecnia medido sobre perfil mediante medios mecánicos en plataforma, incluso perfilado de taludes, rasanteo de la superficie de coronación a la cota de proyecto y preparación de la superficie de asiento, totalmente terminado.	2173,358	3,69	8.019,69 €
						12.392,50 €

3. Cimentación WTG PE

3.1 Acondicionamiento del terreno

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
3.1.1	m2	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos con medios mecánicos	Desbroce y limpieza del terreno con arbustos, con medios mecánicos. Comprende los trabajos necesarios para retirar de las zonas previstas para la edificación o urbanización: arbustos, pequeñas plantas, tocones, maleza, broza, maderas caídas, escombros, basuras o cualquier otro material existente, hasta una profundidad no menor que el espesor de la capa de tierra (vegetal, considerando como mínima 25 cm; y carga a camión. El precio no incluye la tala de árboles ni el transporte de los materiales retirados.	800	1,96	1.568,00 €
3.1.2	m3	Transporte de residuos vegetales con camión	Transporte con camión de residuos vegetales producidos durante los trabajos de limpieza de solares, poda y tala de árboles, a vertedero específico, situado a 10 km de distancia. El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.	340,375	3,45	1.174,29 €
3.1.3	m3	Canon de vertido por entrega de residuos vegetales a gestor autorizado	Canon de vertido por entrega de residuos vegetales producidos durante los trabajos de limpieza de solares, poda y tala de árboles, en vertedero específico. El precio no incluye el transporte.	340,375	6,83	2.324,76 €
3.1.4	m3	Transporte de tierras con camión	Transporte de tierras con camión de los productos procedentes de la excavación de cualquier tipo de terreno a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 20 km. El precio incluye el tiempo de espera en obra durante las operaciones de carga, el viaje de ida, la descarga y el viaje de vuelta, pero no incluye la carga en obra.	2500	4,83	12.075,00 €
3.1.5	m2	Canon de vertido por entrega de tierras a gestor	Canon de vertido por entrega de tierras procedentes de la excavación, en vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos. El precio no incluye el transporte.	2500	2,28	5.700,00 €

Producción de hidrógeno verde: energía eólica onshore y offshore

		autorizado				22.842,06 €
--	--	------------	--	--	--	----------------

3.2 Cimentación y soleras

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
3.2.1	m3	Capa de hormigón de limpieza	Hormigón HL-250/B/20, fabricado en central y vertido desde camión, para formación de capa de hormigón de limpieza y nivelado de fondos de cimentación, en el fondo de la excavación previamente realizada.	44,12	67,99	2.999,72 €
3.2.2	m3	Capa de hormigón cimentación	HORMIGÓN HA-30 CIMENTACIÓN Suministro y colocación de hormigón $f_c=300 \text{ Ke/cm}^2$ en cimentaciones de aerogeneradores, elaborado en central. Incluye transporte, vertido con bomba, vibrado y colocación y parte proporcional de equipos y medios auxiliares, todo s/ instrucción EHE (Incluido parte proporcional de ensayos para control de calidad s/ Instrucción EHE e indicaciones de dirección facultativa.	724,10	99,66	72.163,81 €
3.2.3	m3	Capa de hormigón pedestales	HORMIGÓN HA-45 PEDESTALES Suministro y colocación de hormigón $f_c=450 \text{ Kg/cm}^2$ en pedestales de aerogeneradores, elaborado en central. Incluye transporte, vertido con bomba, vibrado colocación y parte proporcional de equipos y medios auxiliares, todo s/ instrucción EHE. Includido parte proporcional de ensayos para control de calidad s/ Instrucción EHE e indicaciones de dirección facultativa.	20,00	114,81	2.296,20 €
3.2.4	kg	Barras corrugadas B-500-SD	BARRAS CORRUGADAS B-500-SD Suministro y colocación de acero en varillas corrugadas B 500 SD (UNE 36068), para armado de zapatas y pedestales, elaborado en taller conforme a los diámetros, longitudes y colocado conforme a lo indicado en los planos constructivos. Includida la parte proporcional de cortes, doblados, solapes y todo lo necesario para su correcta instalación. Se incluirán las armaduras complementarias que puedan precisarse para asegurar que la armadura superior de las zapatas permita el paso sobre ella para el extendido y vibrado del hormigón. Includido parte proporcional de ensayos para control de calidad s/ Instrucción EHE e indicaciones de dirección facultativa	74025,00	0,98	72.544,50 €
3.2.5	m2	Sistema de encofrado para elemento de cimentación	ENCOFRADO Y DESENCOFRADO de zapatas de aerogeneradores mediante paneles metálicos, incluidos los apeos y elementos auxiliares (herrajes, soportes, montaje, despice, ajsutes, cortes y ensambles). Se aplicará en todos los casos cualquiera que sea la superficie a cimbrar, incluso descimbrado limpieza.	238,34	21,78	5.191,13 €
3.2.6	m3	Mortero de alta resistencia	MORTERO DE ALTA RESISTENCIA C90/105 Suministro y aplicación de grout de alta resistencia, incluida la parte proporcional de medios lares necesarios, transportes y limpieza final.	1,72	5100,44	8.793,16 €
						163.988,52 €

3.3 Varios

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
3.3.1	u	Canalización entrada y salida cables	Canalización de entrada y salida de cables en aerogeneradores mediante colocación de tubos de polietileno de alta densidad de doble pared, corrugada la exterior y lisa la anterior, de 125 mm de diámetro, embebidos en hormigón f'c=450. Incluye, de ser el caso, canalización similar para líneas pasantes.	4,00	€ 154,79	619,16 €
3.3.2	u	Pernos de anclaje	Colocación, ajuste y nivelación de pernos de anclaje WTG, mediante el empleo del sistema de estructuras de apoyo definido en la especificación del tecnólogo, incluso descarga desde el transporte al terreno y, si fuera necesario, transporte intermedio hasta zona de acopio o colocación. Incluida la parte proporcional de nivelación, preparación y medios auxiliares.	4,00	703,64	2.814,56 €
						3.433,72 €

4. Red de media tensión

4.1 Obra civil y canalización red de media tensión

Nº	U D	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
4.1.1	m	Zanja RMT directamente enterrado	UNA TERNA: Ejecución y suministro de materiales necesarios para realización de zanja de cables para alojamiento de 1 circuito de MT, 1 cable de FO y conductor de puesta a tierra por lateral de viales o campo a través. Incluyendo desbroce del terreno (incluido destocoado y arranque), excavación de tierra vegetal y excavación en zanjas y pozos en terreno compacto y/o roca, con medios mecánicos y p/p martillo, incluso entibación, agotamiento, carga y transporte de productos sobrantes a vertedero autorizado. Parte proporcional de cama y embebido de cables en arena lavada de río. Colocación de placa de señalización (prefabricada de plástico sin halógenos) y relleno compactación con suelo seleccionado o zahorra. Colocación de banda de señalización normalizada y relleno y compactación con material procedente de la excavación. La compactación será superior al 95 % del Proctor Modificado, Restitución de terreno agrícola si aplica. La medición será sobre perfil y según detalles de planos.	780,15	11,17	8.714,28 €
4.1.2	U D	Señalización	Hitos de señalización o balizas de zanja de 50 m. Mojoneros de hormigón prefabricados de medidas aproximadas 120x120x900 mm, empleadas para señalización de zanjas de cables, incluyendo aporte, suministro y colocación de este, p.p de excavación manual, limpieza y acabado de medidas aproximadas 200x200x400	34,8	35,8	1.245,84 €
						9.960,12 €

4.2 Suministro de equipos y materiales eléctricos

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
4.2.1	m	Cable unipolar RHZ1 1x150 mm2	Suministro y tendido de cable unipolar RHZ1 18/30 kV 1x150 mm2 Al. Según normas, especificaciones, y conforme a planos, incluyendo parte proporcional de conformación de tresbolillo y colocación de cinturilla cada 1,5 m.	1983,00	6,53	12.948,99 €
4.2.2	m	Cable unipolar RHZ1 1x240 mm2	Suministro y tendido de cable unipolar RHZ1 18/30 kV 1x240 mm2 Al. Según normas, especificaciones, y conforme a planos, incluyendo parte proporcional de conformación de tresbolillo y colocación de cinturilla cada 1,5 m.	1947,00	7,92	15.420,24 €
4.2.3	m	Cable unipolar RHZ1 1x630mm2	Suministro y tendido de cable unipolar RHZ1 18/30 kV 1x630 mm2 Al. Según normas, especificaciones, y conforme a planos, incluyendo parte proporcional de conformación de tresbolillo y colocación de cinturilla cada 1,5 m.	2034,00	13,23	26.909,82 €
4.2.4	P.A.	Empalme unipolar	Suministro y ejecución de empalme unipolar para cable 18/30 kV tipo RHZ1-2OL Al 150 mm2, siendo el número de estos el mínimo necesario (longitudes aproximadas de 1000m) y siempre sujeto a la aprobación de la dirección facultativa. Completamente instalado y conectado.	1,00	86,87	86,87 €
4.2.5	P.A.	Empalme unipolar	Suministro y ejecución de empalme unipolar para cable 18/30 kV tipo RHZ1-2OL Al 240 mm2, siendo el número de estos el mínimo necesario (longitudes aproximadas de 1000m) y siempre sujeto a la aprobación de la dirección facultativa. Completamente instalado y conectado.	1,00	94,94	94,94 €
4.2.6	P.A.	Empalme unipolar	Suministro y ejecución de empalme unipolar para cable 18/30 kV tipo RHZ1-2OL Al 630 mm2, siendo el número de estos el mínimo necesario (longitudes aproximadas de 1000m) y siempre sujeto a la aprobación de la dirección facultativa. Completamente instalado y conectado.	1,00	143,29	143,29 €
4.2.7	UD	Terminales unipolares	Juego de 3 terminales unipolares, suministro e instalación de conectores apantallados y atornillables para conexión a celdas de aerogeneradores o a celdas SET para el cable 18/30 kV tipo RH5Z1 Al 150 mm2 según	4,00	114,81	459,24 €

			normas y especificaciones, y conforme a planos.			
4.2.8	UD	Terminales unipolares	Juego de 3 terminales unipolares, suministro e instalación de conectores apantallados y atornillables para conexión a celdas de aerogeneradores o a celdas SET para el cable 18/30 kV tipo RH5Z1 Al 240 mm2 según normas y especificaciones, y conforme a planos. facultativa	4,00	0,98	3,92 €
4.2.9	UD	Terminales unipolares	Juego de 3 terminales unipolares, suministro e instalación de conectores apantallados y atornillables para conexión a celdas de aerogeneradores o a celdas SET para el cable 18/30 kV tipo RH5Z1 Al 630 mm2 según normas y especificaciones, y conforme a planos.	2,00	21,78	43,56 €
						55.604,15 €

4.3 Tomas de tierra

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
4.3.1	m	Cable de puesta en tierra	Suministro y tendido de cable a tierra a base de conductor de cobre desnudo 50 mm2, realizado conforme especificaciones de tecnólogo, normas y planos.	1664,40	3,67	6.108,35 €
4.3.2	UD	Puesta a tierra	Suministro e instalación de puesta a tierra de aerogeneradores, incluyendo tendido de conductor de cobre desnudo 95 mm2, picas de acero cobreado, soldadura aluminotérmica entre conductores y picas, y conexionado en caso necesario a la feralla de la cimentación, en base al diseño aprobado y a la normativa vigente. Incluye la protección del cable desnudo de cobre en fondo de excavación de zapatas con arena, y tubos corrugados para paso de cables de tierra sin contacto con el hormigón.	1	689,92	689,92 €
						6.798,27 €

4.4 Red de fibra óptica

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
4.4.1	m	Cable de puesta en tierra	Suministro y tendido de cable a tierra a base de conductor de cobre desnudo 50 mm2, realizado conforme especificaciones de tecnólogo, normas y planos.	2125,00	2,18	4.632,50 €
4.4.2	UD	Puesta a tierra	Suministro e instalación de puesta a tierra de aerogeneradores, incluyendo tendido de conductor de cobre desnudo 95 mm2, picas de acero cobreado, soldadura aluminotérmica entre conductores y picas, y conexionado en caso necesario a la feralla de la cimentación, en base al diseño aprobado y a la normativa vigente. Incluye la protección del cable desnudo de cobre en fondo de excavación de zapatas con arena, y tubos corrugados para paso de cables de tierra sin contacto con el hormigón.	1	1319,76	1.319,76 €
						5.952,26 €

5. Aerogeneradores

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
5.1	UD	Aerogenerador	Aerogenerador N155/4,5 totalmente instalado. Se contempla el suministro, el transporte, el montaje, pruebas y puesta en marcha.	1,00	2300000,00	2.300.000,00 €
						2.300.000,00 €

6. Instalaciones auxiliares

Nº	UD	Unidad de obra	Descripción	Medición	Coste unitario	Coste directo
6.1	m2	Campamento de obra	Ejecución de plataforma para campamento de obra conforme a las dimensiones y características indicadas en proyecto, incluye limpieza y desbroce del terreno, retirada de tierra vegetal, excavación en cualquier tipo de suelo i/o ejecución de relleno, extendido y compactado de capa base y capa de rodadura en su caso y todas las operaciones necesarias para su total terminación. Incluso restauración consistente en la des compactación y vertido de tierra vegetal tras la finalización de los trabajos.	2125,00	4,17	8.861,25 €
						8.861,25 €

7. Generales

7.1 Seguridad y salud

Nº	UD	Concepto	Medición	Coste unitario	Coste directo
7.1.1	P.A.	Equipos de protección individual	1,00	1532,60	1.532,60 €
7.1.2	P.A.	Protecciones colectivas	1,00	2395,19	2.395,19 €
7.1.3	P.A.	Protecciones instalación eléctrica	1,00	435,77	435,77 €
7.1.4	P.A.	Medicina preventiva y primeros auxilios	1,00	270,3	270,30 €
7.1.5	P.A.	Vigilancia y formación	1,00	2289,28	2.289,28 €
7.1.6	P.A.	Instalaciones de higiene y bienestar	1,00	1517,24	1.517,24 €
					8.440,38 €

7.2 Medio ambiente

Nº	UD	Concepto	Medición	Coste unitario	Coste directo
7.2.1	P.A.	Seguimiento medioambiental, arqueológico y paleontológico	1,00	18183,56	18.183,56 €
7.2.2	P.A.	Dispositivos antiincendios necesarios, individuales y colectivos incluyendo personal y equipos auxiliares.	1,00	1260	1.260,00 €
7.2.3	P.A.	Ejecución de medidas preventivas contempladas en el Estudio de Impacto Ambiental durante la fase de construcción de la instalación.	1,00	63,00	63,00 €
7.2.4	P.A.	Gestión de residuos	1,00	1390,096	1.390,10 €

					20.896,65 €
--	--	--	--	--	-------------

7.3 Control de calidad

Nº	UD	Concepto	Medición	Coste unitario	Coste directo
7.3.1	P.A.	Gestión y seguimiento medioambiental durante la construcción	1,00	1080,00	1.080,00 €
					1.080,00 €

7.4 Puesta en marcha

Nº	UD	Concepto	Medición	Coste unitario	Coste directo
7.4.1	P.A.	Pruebas de equipamiento eléctrico según pliego de prescripciones técnicas particulares	1,00	1440,00	1.440,00 €
7.4.2	P.A.	Pruebas de red de comunicación según pliego de prescripciones técnicas particulares	1,00	900	900,00 €
7.4.3	P.A.	Prueba de red media tensión según pliego de prescripciones técnicas particulares	1,00	1800,00	1.800,00 €
7.4.4	P.A.	Energización/Puesta en servicio según pliego de prescripciones técnicas particulares	1,00	2052	2.052,00 €
					6.192,00 €

7.5 Varios

Nº	UD	Concepto	Medición	Coste unitario	Coste directo
7.5.1	P.A.	Personal de vigilancia cualificada las 24 horas del día durante los 7 días de la semana, para supervisar las instalaciones, maquinaria, las zonas de acopio del material, accesos, oficinas y demás, durante la fase de acopio y montaje del aerogenerador.	1,00	6480,00	6.480,00 €
7.5.2	P.A.	Entrega de Documentación necesaria para la puesta en marcha (autorización de explotación), según requerimientos del Departamento de Industria y Energía.	1,00	1260	1.260,00 €
7.5.3	P.A.	Entrega y validación de la documentación As-built, incluyendo levantamiento topográfico en campo según requerimientos gráficos de documentación cartográfica y georeferenciada del Pliego de Condiciones.	1,00	1800,00	1.800,00 €
					9.540,00 €

Anexo 2. Presupuesto del parque eólico offshore.

	Capítulo 1: Estudios Previos	
1.1	Estudio batimétrico	100.000,00 €
1.2	Magnetometría y UXO (armamento no explotado)	80.000,00 €
1.3	Geofísica y SPTs en el punto de hinca (SPTs Standard Penetration Test)	1.000.000,00 €
1.4	Estudio impacto ambiental	1.000.000,00 €
1.5	Campaña Meteocean	500.000,00 €
	Capítulo 2: Monopilote	
2.1	Compra del pilote (fabricación) (850 TN @ 3000 €/TN)	2.550.000,00 €
2.2	Pieza de transición (250 TN @ 5500 €/TN)	1.375.000,00 €
2.3	Tratamiento superficial (pintura por ejemplo según NORSOK 7)	600.000,00 €
	Capítulo 3: Suministros a obra	
3.1	Suministro a obra del pilote (desde Rotterdam)	250.000,00 €
3.2	Suministro de turbina a Puerto Base (Nacelle, palas y torre localizaciones diferentes)	325.000,00 €
	Capítulo 4: Instalación	
4.1	Movilización del barco de hinca (AEOLUS de Van Oord) Movilización y desmovilización	750.000,00 €
4.2	Hinca del pilote (Carga, transporte, preparación e hinca) 10 días incluso weatherdowntime (WD)	2.500.000,00 €
4.3	Instalación de la turbina (6 días) 3 días de trabajo y 3 días WD	1.500.000,00 €
4.4	Equipos auxiliares grúa DAVIT (grúa auxiliar 200k) Balizamiento (marítimo, aéreo...) Equipos de supervivencia offshore (Raciones, buzos, raciones, salvavidas)	500.000,00 €
	Capítulo 5: Compleción Works	
5.1	Movilización del barco Fallpipe vessel Bravenes (barco manta anti socavación)	350.000,00 €
5.2	Vertido de la manta antisocavación (Diam 14 m y espesor 1,5m de piedra melonera (unos 25 kg)) .- (ver Bravenes → https://www.youtube.com/watch?v=VBaPOp_ueP8) (100€ tn)	72.735,72 €
	Capítulo 6: Aerogeneradores y Puesta en marcha	
6.1	Aerogenerador (1,5 M€ por MW instalado)	9.000.000,00 €
6.2	Puesta en marcha (comisionado de la turbina)	125.000,00 €
	Capítulo 7: Conexiones eléctricas	

7.1	Tendido del cable submarino → (ver Nexus → https://www.youtube.com/watch?v=umga7V-1pZM) (1M km de cable) + Enterramiento del cable	4.000.000,00 €
7.2	Pull-in del cable (conexión a la turbina y punto conexión en tierra) 2-3 días	37.500,00 €
7.3	Enterramiento del cable → (Ver equipo de SMD Deep Dig-it → https://www.youtube.com/watch?v=vUJxftBMMs4) O ejemplo de Louis Dreifus para profundidades más someras https://www.youtube.com/watch?v=ZJDq5j-luTw	62.500,00 €
	Capítulo 8: Comisionado	
8.1	Comisionado de la instalación (equipo de revisión y supervisión) 25 k por día	125.000,00 €

Anexo 3. Presupuesto del electrolizador

Estudios previos (ingeniería, ambiental)	280.000,00 €
--	--------------

Producción de hidrógeno verde: energía eólica onshore y offshore

Edificación	150.000,00 €
Electrolizador P.E.M	3.800.000,00 €
Compresor	630.000,00 €
Almacenamiento de H ₂	185.000,00 €
Tanques de agua	80.000,00 €
Equipos contra incendios	240.000,00 €
Sistema de control	200.000,00 €
Materiales tuberías (piping)	40.000,00 €
Válvulas manuales	10.000,00 €
Subestación eléctrica (Transformadores de distribución, cuadros y equipos eléctricos)	197.000,00 €
Material eléctrico	307.000,00 €
Equipo de bombas	300.000,00 €
Obra civil	235.000,00 €
Equipos y cables de comunicaciones	60.000,00 €
Total	6.714.000,00 €

