



**Universidad  
Europea**

**UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID**

**ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y DISEÑO**

**ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

**Dimensionado de la producción de una planta de  
hidrogeno en Avilés (Asturias)**

**Alumno: ANDREA LOPEZ RÚA**

**Director: DAVID FERNANDEZ RODRÍGUEZ**

**MAYO 2023**

Dimensionado de la producción de una planta  
de hidrogeno en Avilés, Asturias  
Andrea López

**TÍTULO:** Dimensionado de la producción de una planta de hidrogeno en Avilés  
(Asturias)

**AUTOR:** ANDREA LOPEZ

**DIRECTOR DEL PROYECTO:** DAVID FERNANDEZ RODRIGUEZ

**FECHA:** de MAYO de 2023

## AGRDECIMIENTOS

Quiero expresar mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que han sido parte fundamental en la realización de mi Trabajo de Fin de Máster. En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor, David, por su paciencia, dedicación y valiosos consejos a lo largo de todo el proceso. Su orientación y conocimientos han sido fundamentales para el desarrollo y éxito de este trabajo.

A mi familia, quiero expresar mi profundo agradecimiento por su apoyo incondicional. Han sido mi fuente de inspiración y motivación en cada paso de este camino académico. Gracias por creer en mí y brindarme el apoyo necesario para alcanzar mis metas.

A mis amigos, quiero agradecerles por estar siempre a mi lado, por ser positivos en los momentos difíciles. Sus palabras de ánimo y su compañía han sido vitales para mantenerme motivada durante este proceso.

## RESUMEN

En la sociedad actual, la contaminación del medio ambiente se ha convertido en uno de los problemas más urgentes y relevantes. Los gobiernos de diversos países han implementado medidas para reducir de manera progresiva las emisiones de gases contaminantes en la atmósfera, al tiempo que se busca crear conciencia en la población sobre las consecuencias que esto puede tener en nuestra calidad de vida.

Ante esta situación, han surgido diversas alternativas que permiten almacenar energía eléctrica de fuentes renovables con el objetivo de reducir las emisiones de gases contaminantes. Una de las opciones más destacadas en este sentido es el uso del hidrógeno como vector energético.

El objetivo principal de este estudio es evaluar la viabilidad técnica y económica de implementar una planta de producción de hidrógeno verde como una solución sostenible para reducir las emisiones y fomentar la transición hacia una economía más limpia y respetuosa con el medio ambiente. El enfoque se centra en el uso de energías renovables y en la adopción de tecnologías de electrólisis eficientes, con el fin de maximizar el potencial del hidrógeno como fuente de energía limpia y versátil.

Este proyecto busca contribuir al desarrollo de una sociedad más sostenible, promoviendo la adopción de energías renovables y reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles. Además, se espera que los resultados obtenidos a través de este análisis sirvan como referencia y guía para futuros proyectos de producción y utilización de hidrógeno verde en el ámbito industrial y del transporte, fomentando así la adopción de tecnologías más limpias y sostenibles en estos sectores clave.

**Palabras clave:** Hidrogeno verde, electrólisis, industria, transporte, energía eólica y fotovoltaica

## ABSTRACT

In today's society, environmental pollution has become one of the most urgent and relevant problems. The governments of various countries have implemented measures to progressively reduce emissions of polluting gases to the atmosphere. At the same time, they are seeking to raise awareness among the population about the consequences this may have on our quality of life.

In this context, several alternatives have emerged that allow the storage of electrical energy from renewable sources with the aim of reducing emissions of polluting gases. One of the most outstanding options is the use of hydrogen as an energy vector.

The main objective of this study is evaluating the technical and economic feasibility of implementing a green hydrogen production plant as a sustainable solution to reduce emissions and promote the transition to a cleaner and more environmentally friendly economy. The focus is on the use of renewable energies and the adoption of efficient electrolysis technologies in order to maximize the potential of hydrogen as a clean and versatile energy source.

This project seeks to contribute to the development of a more sustainable society, promoting the adoption of renewable energies and reducing dependence on fossil fuels. In addition, it is expected that the results obtained through this analysis will be used as a reference and guide for future projects for the production and use of green hydrogen in the industrial and transportation sectors. This, promoting the adoption of cleaner and more sustainable technologies in these key sectors.

**Keywords:** Green hydrogen, electrolysis, industry, transportation, wind and photovoltaic energy.

## INDICE

<b>CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>11</b>
<b>1.1. Planteamiento del problema</b> .....	<b>11</b>
<b>1.2. Objetivo del proyecto</b> .....	<b>14</b>
<b>1.3. Estructura del proyecto</b> .....	<b>15</b>
<b>CAPITULO 2. ESTADO DEL ARTE</b> .....	<b>16</b>
<b>2.1. Normativa</b> .....	<b>16</b>
<b>2.2 Marco teórico</b> .....	<b>17</b>
2.2.1 Hidrógeno como vector energético .....	17
2.2.2. Producción de hidrógeno .....	17
2.2.3. Almacenamiento de hidrógeno .....	19
2.2.4. Transporte y distribución .....	21
2.2.5 Usos de hidrógeno.....	23
2.2.6 Proyectos actuales.....	26
<b>CAPITULO 3 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO</b> .....	<b>29</b>
<b>3.1. Introducción</b> .....	<b>29</b>
<b>3.2 Consumos de hidrogeno</b> .....	<b>31</b>
3.2.1 Consumo destinado a la acería.....	31
3.2.2 Consumo destinado a la flota de autobuses.....	31
<b>3.3 Electrolizador</b> .....	<b>34</b>
3.3.1. Cálculo de la electricidad diaria .....	34
3.3.2 Cálculo de agua diaria .....	36
3.3.3 Tipo de electrolizador .....	40
<b>3.4. Tipo de energía renovable y su dimensionamiento</b> .....	<b>44</b>
3.4.1 Energía solar .....	44
3.4.2 Energía eólica .....	46
3.4.3 Dimensionado energético .....	49
<b>3.5. Almacenamiento</b> .....	<b>52</b>
3.5.1 Almacenamiento a baja presión.....	52
3.5.2. Almacenamiento en cascada.....	53
<b>3.6. Compresor</b> .....	<b>59</b>
<b>3.7. Dispensador</b> .....	<b>60</b>
<b>3.8. Dimensionamiento de la superficie</b> .....	<b>61</b>

<b>CAPITULO 4: ESTUDIO ECONOMICO</b> .....	<b>65</b>
<b>4.1. CAPEX</b> .....	<b>65</b>
<b>4.2. Subvenciones</b> .....	<b>65</b>
<b>4.3. Préstamo</b> .....	<b>66</b>
<b>4.4. OPEX</b> .....	<b>68</b>
<b>4.5. Análisis económico</b> .....	<b>71</b>
4.5.1. Flujo de caja .....	71
4.5.2. VAN .....	73
4.5.3. TIR .....	74
4.5.4. PAYBACK.....	74
<b>CAPITULO 5 CONCLUSION Y LINEAS FUTURAS</b> .....	<b>75</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>76</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>95</b>

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2..Tipos de tanques de almacenamiento[15] .....	19
Tabla 3.Información GreenHysland .....	27
Tabla 4.Información H2SPORTS .....	27
Tabla 5.Información FCH2RAIL .....	28
Tabla 6.Líneas de autobuses .....	31
Tabla 7.Trayectos de los autobuses.....	31
Tabla 8.Número de autobuses.....	32
Tabla 9.Km por línea (L-V).....	32
Tabla 10.Km por línea (S,D,F).....	32
Tabla 11.Km semalales/línea .....	33
Tabla 12.Comparativa de tipos de electrolizadores .....	34
Tabla 13.Información de la presa Trasona[28] .....	38
Tabla 14.Información de la presa La Granda[28] .....	38
Tabla 15.Modelo de electrolizadorH2B2 de 4 MW[29].....	42
Tabla 16.Cantidad de MWh necesario. Fuente propia .....	44
Tabla 17.Resumen de la energía fotovoltaica obtenida. Fuente propia .....	46
Tabla 18.Velocidad media mensual[31] .....	47
Tabla 19.Resumen de la energía eólica obtenida. Fuente propia .....	48
Tabla 20.Producción anual de energía eólica. Fuente propia. ....	49
Tabla 21.Producción de energía eólica, fotovoltaica y la necesaria.....	49
Tabla 22.Consumo y km diarios de la flota. Fuente propia .....	53
Tabla 23.Factor de compresibilidad H2 .....	55
Tabla 24.Especificaciones de botellas Calvera[36] .....	58
Tabla 25.Especificaciones del dispensador .....	60
Tabla 26.Datos máximos de la superficie .....	62
Tabla 27.Datos de la superficie real. Fuente propia .....	63
Tabla 28. CAPEX .....	65
Tabla 29.CAPEX con subvenciones[39] .....	66
Tabla 30.Datos del préstamo .....	66
Tabla 31.Datos del préstamo a 10 años vista .....	67
Tabla 32.Coste de mantenimiento. Fuente propia.....	69
Tabla 33.OPEX año 1 .....	70
Tabla 34.OPEX durante 20 años.....	70
Tabla 35.Flujo de caja durante 3 años .....	73
Tabla 36.Indicadores financieros .....	74



## INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Ranking de países de mayor consumo de CO <sub>2</sub> [1, p. 2] .....	11
Ilustración 2. Depósitos a gran escala[15] .....	21
Ilustración 3. Esquema almacenamiento y distribución[16] .....	21
Ilustración 4. Transporte marítimo [15] .....	22
Ilustración 5. Infraestructuras de tuberías de hidrógeno [15] .....	23
Ilustración 6. Coche de hidrógeno[17] .....	24
Ilustración 7. Transporte ferroviario. Fuente: El país .....	25
Ilustración 8. Esquema de GreenHysland .....	26
Ilustración 9. Esquema H <sub>2</sub> PORTS [20] .....	28
Ilustración 10. Mapa de acerías en España[23] .....	29
Ilustración 11. Esquema de la planta de hidrógeno[25] .....	30
Ilustración 12. Mapa de presas de la zona cantábrico oriental [26] .....	37
Ilustración 13. Mapa de masas de agua de la zona cantábrico oriental [26] .....	37
Ilustración 14. Permeabilidad de las masas de agua asturianas[27] .....	38
Ilustración 15. Electrolizador Alcalino[15] .....	41
Ilustración 16. Electrolizador PEM[15] .....	42
Ilustración 17. Electrolizador H <sub>2</sub> B <sub>2</sub> [29] .....	43
Ilustración 18. PVGIS[30] .....	45
Ilustración 19. Resultados PVGIS[30] .....	45
Ilustración 20. Energía fotovoltaica mensual[30] .....	46
Ilustración 21. Velocidad media a lo largo del 2022[31] .....	47
Ilustración 22. Curva de potencia de la turbina[32] .....	48
Ilustración 23. Energía eólica mensual[32] .....	48
Ilustración 23. Rosa del viento .....	49
Ilustración 24. Producción de energía con 5 aerogeneradores .....	51
Ilustración 25. Modelo de batería Sungrow[33] .....	51
Ilustración 26. Tanque de baja presión[34] .....	52
Ilustración 27. Modelo de autobuses de hidrógeno[35] .....	54
Ilustración 28. Racks de Calvera[36] .....	58
Ilustración 29. Compresor Haskel[37] .....	59
Ilustración 30. Dispensador SHIE[38] .....	60
Ilustración 31. Esquema planta hidrógeno. Fuente propia .....	61
Ilustración 32. Mapa de Avilés. Fuente Google Maps .....	61
Ilustración 33. Mapa de la superficie máxima. Fuente Google Maps .....	62
Ilustración 34. Distribución 5 aerogeneradores. Fuente propia .....	62
Ilustración 35. Mapa de la superficie real. Fuente Google Maps .....	63
Ilustración 36. Superficie de equipos. Fuente Google Maps .....	64
Ilustración 37. Gráfica Payback .....	74

## INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Almacenamiento materiales químicos .....	20
Ecuación 2. Toneladas de H2 en acería .....	31
Ecuación 3. Km semanales/línea .....	32
Ecuación 4. Km totales anuales .....	33
Ecuación 5. Toneladas de H2 de los autobuses .....	33
Ecuación 6. Toneladas totales de la planta .....	33
Ecuación 7. Electricidad de la acería .....	35
Ecuación 8. Electricidad de la flota .....	35
Ecuación 9. Electricidad total de la planta .....	35
Ecuación 10- Toneladas de kg H2/día de la acería .....	36
Ecuación 11. Toneladas de kg H2/día de la flota .....	36
Ecuación 12. L/días necesarios para la planta .....	36
Ecuación 13. Agua total de las presas .....	38
Ecuación 14. Agua necesaria para la electrólisis .....	39
Ecuación 15. kg de H2/día total .....	40
Ecuación 16. Caudal del electrolizador .....	40
Ecuación 17. Días sin generación de energía .....	40
Ecuación 18. Horas diarias sin generar energía .....	40
Ecuación 19. Horas de trabajo del electrolizador .....	41
Ecuación 21. Kg de H2 del electrolizador 4MW .....	42
Ecuación 22. Nº de aerogeneradores .....	49
Ecuación 22. Coste energía fotovoltaica .....	50
Ecuación 23. Coste energía eólica .....	50
Ecuación 24. Superficie energía fotovoltaica .....	50
Ecuación 24. Distancia paralela aerogenerador .....	50
Ecuación 25. Distancia perpendicular aerogenerador .....	50
Ecuación 26. Superficie en energía eólica .....	50
Ecuación 28. Potencia batería .....	51
Ecuación 26. Nº tanques de baja presión para la acería .....	52
Ecuación 27. Nº tanques de baja presión para la flota .....	53
Ecuación 28. Nº tanques de baja presión totales .....	53
Ecuación 29. Kg de H2 del deposito .....	54
Ecuación 30. kg de H2 totales de la flota .....	54
Ecuación 31. Volumen de H2 tanque 300 .....	54
Ecuación 32. Volumen de H2 tanque 350 .....	54
Ecuación 33. Fórmula de los gases ideales .....	55
Ecuación 34. Reacción de la electrolisis .....	55
Ecuación 35. Volumen H2O tanque 300 .....	55
Ecuación 36. Volumen H2 tanque 350 .....	55
Ecuación 37. Moles H2O tanque 300 .....	55
Ecuación 38. Moles H2O tanque 350 .....	55
Ecuación 39. Presión de equilibrio I .....	56

Ecuación 40. Interpolación de z de la presión de equilibrio I.....	56
Ecuación 41. Volumen H2 equilibrio.....	56
Ecuación 42. kg H2 .....	56
Ecuación 43. Kg H2 liberados.....	56
Ecuación 44. Volumen H2 tanque 500.....	57
Ecuación 45. Volumen H2O tanque 500.....	57
Ecuación 46. Volumen H2O tanque 350.....	57
Ecuación 53. Volumen H2 equilibrio II.....	57
Ecuación 54. Kg de H2.....	57
Ecuación 55. Kg H2 liberados.....	57
Ecuación 56. Kg H2 totales por diferencia de presión .....	57
Ecuación 57. Nº de botellas Calvera .....	58
Ecuación 58. Kg H2 del compresor .....	59
Ecuación 59. Caudal del compresor.....	59
Ecuación 60. Tiempo de uso diario del dispensador .....	60
Ecuación 61. Distancia de los aerogeneradores .....	62
Ecuación 62. Área mínima .....	63
Ecuación 63. Perímetro mínimo .....	63
Ecuación 64. % de la subvención .....	66
Ecuación 65. Inversión inicial con subvención.....	66
Ecuación 66. Anualidad.....	67
Ecuación 67. Intereses .....	67
Ecuación 68. Amortización .....	67
Ecuación 69. Préstamo pendiente .....	67
Ecuación 70. Coste de electricidad .....	68
Ecuación 71. Coste de agua .....	68
Ecuación 72. Coste de terreno.....	68
Ecuación 73. Coste de personal .....	69
Ecuación 74. Inversión inicial.....	71
Ecuación 75. Ingresos .....	71
Ecuación 76. Costes .....	71
Ecuación 77. Amortización .....	71
Ecuación 78. Beneficios .....	71
Ecuación 79. Impuestos .....	72
Ecuación 80. Préstamo.....	72
Ecuación 81. Flujo de caja.....	72
Ecuación 82.VAN.....	73
Ecuación 83. PAYBACK .....	74

## CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

En este capítulo se va a plantear el problema que presenta el cambio climático y el papel importante que juega el hidrógeno verde.

### 1.1. Planteamiento del problema

Los gases de efecto invernadero son aquellos que, al acumularse en la atmósfera, retienen el calor y aumentan la temperatura del planeta, dando lugar al fenómeno conocido como cambio climático. Los principales gases de efecto invernadero son el dióxido de carbono ( $CO_2$ ), el metano ( $CH_4$ ), el óxido nitroso ( $N_2O$ ) y los gases fluorados, como el tetrafluorometano ( $CF_4$ ) y el hexafluoroetano ( $C_2F_6$ ).

El  $CO_2$  es el gas de efecto invernadero más abundante y su emisión se debe principalmente a la quema de combustibles fósiles, como el petróleo, el carbón y el gas natural, así como a la deforestación y la degradación de los suelos. Se muestra a continuación los países que consumen mayor porcentaje de  $CO_2$ :

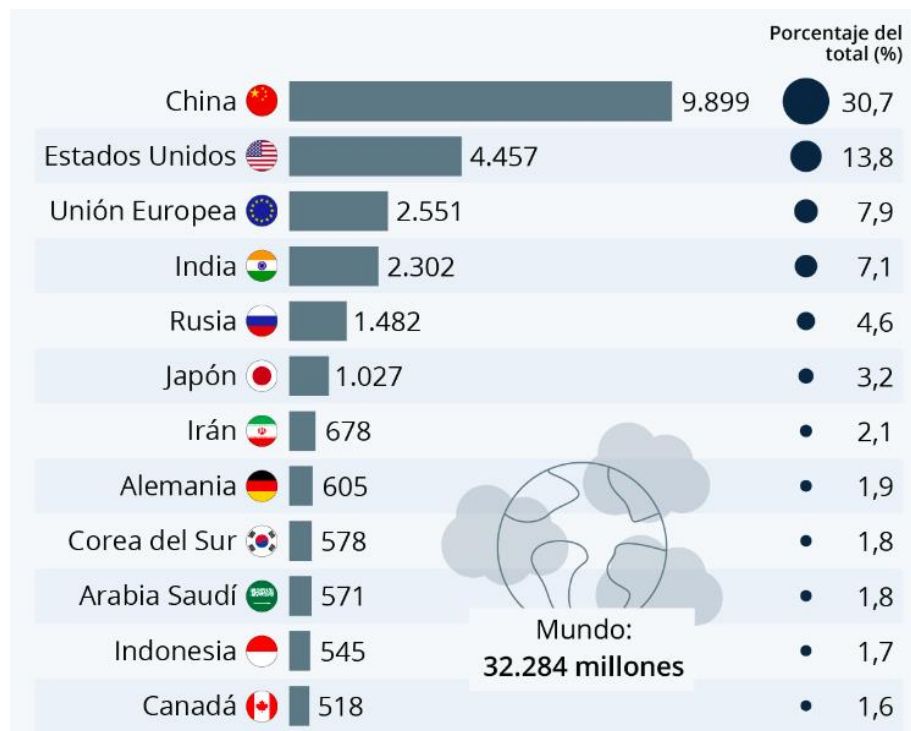


Ilustración 1. Ranking de países de mayor consumo de  $CO_2$  [1, p. 2]

El  $NO_2$  se genera principalmente en la agricultura, debido al uso de fertilizantes y prácticas como el arado y el laboreo del suelo. Los gases fluorados son producidos en la industria de la electrónica, la refrigeración y la climatización.

El aumento de la concentración de estos gases en la atmósfera está provocando un calentamiento global que tiene graves consecuencias para el planeta, como el derretimiento de los glaciares, el aumento del nivel del mar, la intensificación de fenómenos meteorológicos extremos y la pérdida de biodiversidad.

Es importante tomar medidas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y frenar el cambio climático, como el uso de energías renovables, la mejora de la eficiencia energética, la promoción de la agricultura sostenible y la protección de los bosques y otros ecosistemas naturales.

Para poder luchar contra este cambio se establecieron diferentes acuerdos mundiales, estos son los más importantes:

1. Protocolo de Kioto (1997): Este acuerdo estableció objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para los países desarrollados en el periodo 2008-2012. [2]
2. Acuerdo de Copenhague (2009): Este acuerdo no fue vinculante, pero estableció el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a 2 grados Celsius respecto a los niveles preindustriales.[3]
3. Acuerdo de París (2015): Este acuerdo fue adoptado por 196 países y establece el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global por debajo de 2 grados Celsius y perseguir esfuerzos para limitarlo a 1.5 grados Celsius.[4]
4. Acuerdo de Marrakech (2016): Este acuerdo establece el marco jurídico para la implementación del Acuerdo de París y detalla las responsabilidades de los países en la lucha contra el cambio climático.[5]
5. Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo de la UE (2018): Este plan establece el objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono en la UE para 2050 y establece medidas para lograrlo.[6]

## **Unión Europea**

La Unión Europea se ha comprometido a tomar medidas significativas para luchar contra el cambio climático y cumplir los objetivos del Acuerdo de París. En 2015, la UE se comprometió a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 40% para el año 2030, en comparación con los niveles de 1990. Además, la UE se ha comprometido a alcanzar la neutralidad de emisiones de carbono para el año 2050.

El acuerdo de París ha sido ratificado por 189 países, incluida la UE y sus estados miembros. Los países están comprometidos a presentar sus contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés) para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y actualizarlos cada cinco años. La implementación efectiva del Acuerdo de París es esencial para lograr los objetivos de lucha contra el cambio climático y proteger nuestro planeta para las generaciones futuras.[4]

Para poder cumplir estos requisitos, se establecieron unas fases para la implantación del hidrógeno de forma paulatina: [7]

- Primera fase (2020-2024): En esta fase, se busca fomentar el desarrollo y la producción de hidrógeno de bajo costo y bajo contenido de carbono. Se espera que la producción de hidrógeno alcance el millón de toneladas por año para el 2024 y que se establezcan las bases para una economía del hidrógeno sostenible. Se dará prioridad a la descarbonización de los sectores de alta intensidad energética, como la producción de acero y la industria química.
- Segunda fase (2025-2030): En esta fase, se espera que la producción de hidrógeno aumente significativamente para alcanzar los 10 millones de toneladas por año en 2030. Se espera que el hidrógeno renovable represente al menos el 40% de la producción total de hidrógeno y que se desarrolle una infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrógeno a gran escala. También se espera que el hidrógeno se utilice en aplicaciones de movilidad y calefacción.
- Tercera fase (2030-2050): Se espera que la producción alcance los 40 millones de toneladas por año para el 2030 y se desarrolle una infraestructura completa de transporte y almacenamiento de hidrógeno a gran escala. El objetivo final es lograr una economía del hidrógeno completamente descarbonizada y contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

## España

En España, el hidrógeno verde se está convirtiendo en una importante herramienta para la transición energética hacia un futuro más sostenible. En los últimos años, se ha estado trabajando en diferentes proyectos e iniciativas que buscan promover su producción, almacenamiento y uso en diferentes sectores.

Uno de los proyectos más destacados es el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)[8], que establece una hoja de ruta hacia la descarbonización de la economía española para 2050. Este plan establece una serie de objetivos a corto, medio y largo plazo para la producción y consumo de hidrógeno verde, con el objetivo de alcanzar una capacidad de producción de 4 GW en 2030 y 10 GW en 2040.

Además, se están desarrollando diferentes proyectos piloto en sectores como el transporte, la industria y la energía, para demostrar las ventajas del uso del hidrógeno verde en la reducción de emisiones y la mejora de la eficiencia energética. Entre estos proyectos, se encuentra la creación de una planta de hidrógeno verde en Puertollano, la implementación de autobuses de hidrógeno en varias ciudades españolas y la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar en diferentes zonas del país.

También es importante destacar el apoyo que se está brindando a la investigación y desarrollo en el ámbito del hidrógeno verde, con la creación de centros de investigación y programas de financiación que buscan impulsar la innovación y el desarrollo tecnológico en este campo.

## 1.2. Objetivo del proyecto

El objetivo de este trabajo es dimensionar una planta de producción de hidrogeno de origen renovable para poder contribuir a la disminución de las emisiones de origen fósil y así demostrar que es factible reducir la huella de carbono.

Los diferentes objetivos de este proyecto son:

1. El análisis de las diferentes opciones que presenta el hidrogeno verde como futuro motor energético mediante el estado del arte.
2. Estudiar una ubicación con un alto potencial renovable para cubrir el mayor porcentaje de autosuficiencia energética de la planta de hidrógeno.
3. Identificar potenciales consumidores industriales de hidrógeno en la ubicación seleccionadas así como una flota de transporte urbano.
4. Hacer un estudio sobre el potencial renovable en la ubicación elegida y realizar el dimensionamiento de la planta renovable que va a abastecer la planta de hidrógeno.
5. Dimensionar y diseñar una planta de producción de hidrógeno mediante electrolisis. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento y compresión de hidrógeno.
6. Realizar un estudio económico para analizar viabilidad económica de la planta y y obtener conclusiones del proyecto.

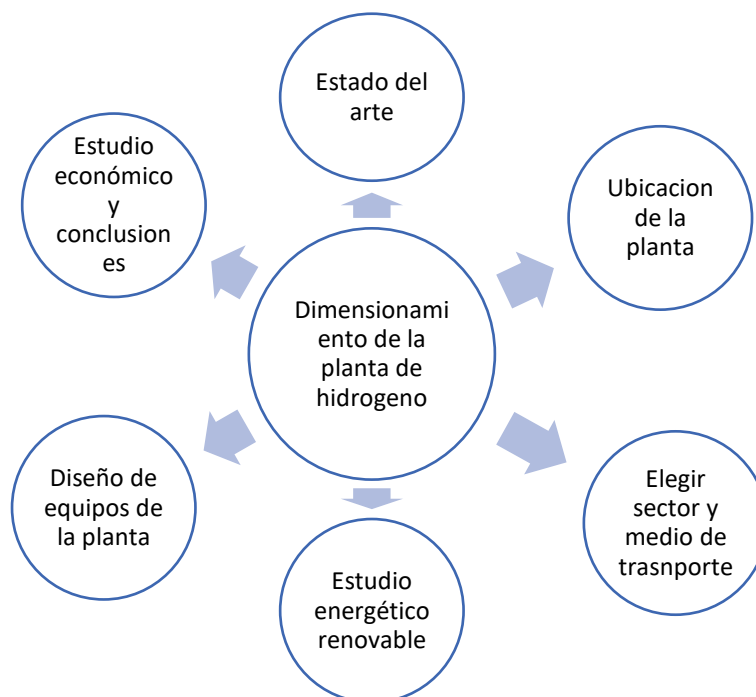


Ilustración . Esquema de objetivos del proyecto. Fuente propia

### 1.3. Estructura del proyecto

Este trabajo de fin de máster está organizado por los siguientes capítulos:

- Capítulo 1, es la introducción donde se plantea el problema y se explica la estructura del proyecto.
- Capítulo 2, se trata del estado del arte, donde se expone todas las opciones que presenta el hidrogeno, últimos avances y proyectos actuales.
- Capítulo 3, el dimensionamiento de la planta de producción de hidrógeno, donde se realizan todos los cálculos y se muestran los diferentes modelos de los equipos que forman dicha planta.
- Capítulo 4, estudio económico, se realiza el CAPEX y OPEX, si hay alguna subvención por utilizar energías renovables y por último se realiza análisis de los diferentes indicadores financieros, para saber la rentabilidad del proyecto.
- Capítulo 5, se realizan las conclusiones del proyecto y se habla de líneas futuras.



## CAPITULO 2. ESTADO DEL ARTE

### 2.1. Normativa

La normativa relacionada con el hidrógeno es extensa y variada, ya que abarca desde la producción y el almacenamiento hasta su transporte y uso final en diferentes sectores. A continuación, se mencionan algunas de las principales normativas a nivel europeo y nacional:

- Estrategia Europea del Hidrógeno: La Comisión Europea presentó en 2020 una estrategia para promover el uso del hidrógeno como energía limpia en diferentes sectores, estableciendo objetivos ambiciosos para 2030 y 2050.[9]
- Reglamento sobre la Infraestructura de Combustibles Alternativos: Este reglamento de la Unión Europea establece las normas para la construcción y el funcionamiento de la infraestructura de hidrógeno y otros combustibles alternativos en toda la UE.[10]
- Normativa para el transporte de hidrógeno: Existen normas específicas para el transporte de hidrógeno en tuberías, contenedores y tanques, tanto a nivel europeo como nacional.[11]
- Normativa de seguridad en el uso del hidrógeno: El uso del hidrógeno en diferentes aplicaciones, como la generación de energía o el transporte, está sujeto a normas de seguridad que buscan minimizar los riesgos asociados con su manipulación y almacenamiento.[12]

En cuanto a la normativa específica en España, se pueden mencionar:

- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC): El PNIEC establece los objetivos y medidas para la transición energética en España, incluyendo el desarrollo del hidrógeno renovable como una de las tecnologías clave.[8]
- Estrategia de Impulso del Vehículo con Energías Alternativas (VEA): Esta estrategia del Gobierno español establece medidas para promover el uso de vehículos con energías alternativas, como el hidrógeno.[13]
- Reglamento de instalaciones de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias (IAPQ): Este reglamento establece las normas para el almacenamiento de hidrógeno y otros productos químicos en instalaciones industriales.[14]

## 2.2 Marco teórico

### 2.2.1 Hidrógeno como vector energético

El hidrógeno lo encontramos en la tabla periódica como primer elemento, está formado por un protón y un electrón. En el planeta Tierra se encuentra como compuesto del agua ( $H_2O$ ) o componente de muchas de las moléculas orgánicas.

El estado natural de dicho elemento es el gaseoso, es muy ligero ya que tiene una densidad de 0,0899 kg/m<sup>3</sup>. Esto le permite poder almacenar una cantidad másica alta en un volumen pequeño.

Las principales ventajas que muestra el hidrógeno son:

- Es un combustible que no genera dióxido de carbono, esto se debe a su combinación con el agua que genera agua.
- Como se trata de un combustible renovable tiene unas existencias inagotables.
- Tiene un almacenamiento sencillo, ya que se puede guardar como líquido o como gas presurizado.

El hidrógeno es un vector energético, no se considera una fuente de energía primaria como puede ser el caso de la energía solar, eólica o hidráulica. Este se puede producir comercialmente mediante diferentes procesos. Para poder entender los diferentes procesos, primero hay que explicar los distintos tipos de hidrógenos que nos podemos encontrar en la industria.[15]

- Hidrógeno verde o renovable, es aquel generado a partir de la electricidad renovable. Se utiliza el agua como materia prima mediante un proceso de electrólisis. También se considera verde, el hidrógeno que es obtenido a partir de la conversión de la biomasa o del reformado de biogás, siempre y cuando cumplan con los requisitos de sostenibilidad de carácter renovable.
- Hidrógeno gris, es aquel producido a partir de hidrocarburos, el más utilizado es el gas natural
- Hidrógeno azul, es producido de manera parecida al hidrógeno gris en términos de producción a partir de gas natural. Sin embargo, en el caso del hidrógeno azul, las emisiones de CO<sub>2</sub> generadas durante el proceso se capturan y se almacenan de manera segura, evitando que se liberen a la atmósfera, esto permite reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

### 2.2.2. Producción de hidrógeno

Existen diferentes formas y procesos de obtener el hidrógeno, a continuación, se explican las más comunes e importantes.

### **A. Hidrogeno a partir de electricidad renovable**

Con la energía renovable, los electrolizadores son los equipos encargados de separar el el hidrógeno del agua y para ello existen diferentes tipos:[15]

- Electrolizadores alcalinos, se produce una disolución alcalina mayoritariamente de hidróxido de potasio (KOH) mediante la conducción de iones. Se trata de las más usadas actualmente debido a su baja densidad de corriente. Este tipo de electrolizador funciona bien para aplicaciones de baja a mediana escala y tiene una eficiencia energética relativamente alta.
- Electrolizadores de PEM (Proton Exchange Membrane), es este caso se conducen protones mediante el electrólito que es un polímero sólido. Lo que se consigue con esto es reducir los problemas de corrosión que presentaban los electrolizadores alcalinos. Estos electrolizadores son especialmente adecuados para aplicaciones de alta eficiencia energética y funcionan bien para aplicaciones móviles, como la alimentación de vehículos eléctricos.
- Electrolizadores de AEM (Anion Exchange Membrane), es como los electrolizadores alcalinos, pero con una variación. En este tipo se utiliza una membrana de intercambio aniónico en el electrolito. Cabe destacar que se trata de una tecnología más barata que los electrolizadores PEM debido a que no es necesario el uso de metales preciosos y es muy estable para la producción de hidrógeno.
- Electrolizadores de SOEC (Oxido sólido), se trata de un electrolito formado por materiales cerámicos, esto hace que sea más barata su fabricación y permite tener un alto grado de eficiencia energética. Para poder fabricarse tiene que estar sometido a temperaturas superiores a 700°C. Hay que destacar que es la tecnología menos desarrollada.

En resumen, la electrólisis es el proceso central en la producción de hidrógeno verde, y el electrolizador es el dispositivo utilizado para llevar a cabo este proceso. Con el uso de electricidad renovable, la electrólisis permite producir hidrógeno a partir de agua de manera sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

### **B. Hidrógeno a partir de biogás o hidrógeno a partir de gas natural**

Este tipo de reformado da a lugar una molécula de hidrógeno y otra de óxido de carbono y esto se consigue mediante la descomposición del metano. Para que esto sea posible es necesario la combinación de una elevada temperatura, presencia de un agente oxidante (aire y/o agua) y existencia de un catalizador. En función del agente oxidante se distinguen tres métodos diferentes:[15]

- Reformado con vapor (SMR), este tipo de tecnología se desarrolla en un reformador (reactor), donde la presión y el vapor a elevada temperatura reaccionan con los hidrocarburos en presencia de un catalizador de base metálica. El agente oxidante es el vapor de agua.
- Oxidación parcial (POX), en este caso el agente oxidante es el aire y se llama oxidación parcial porque el hidrocarburo reacciona con oxígeno en una cantidad menor a la estequiométrica. Se trata de un proceso menos eficiente pero más rápido que el reformado SMR.
- Reformado autotérmico (ATR), se trata de una combinación entre las tecnologías POX y SMR. Lo que sucede en este tipo de reformado es que en el proceso de oxidación parcial POX se le añade una corriente de vapor. En el proceso de ATR se quema el oxígeno directamente mientras que en el proceso de SMR utiliza como fuente de calor el oxígeno para crear vapor.

### 2.2.3. Almacenamiento de hidrógeno

En la actualidad hay varias formas de almacenar el hidrógeno para conseguir acumular la energía a largo plazo.[15]

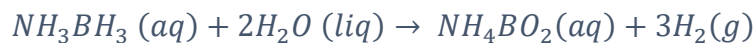
- Almacenamiento de hidrógeno comprimido. Habitualmente, el hidrógeno comprimido se almacena en tanques. Se trata de la tecnología más desarrollada actualmente. Se trata de un recipiente que se encuentra a una presión de trabajo de 350 y 700 bar a una temperatura ambiente. Estos se clasifican según la presión admitida y el material de fabricación:

Tabla 1. Tipos de tanques de almacenamiento[15]

Tipo de tanque		Presión admisible (bar)	Características
<b>Tipo I</b>	Acero o aluminio	150-300	Muy pesados y con paredes gruesas. Se utilizan en vehículos de GNC y en aplicaciones estacionarias industriales
<b>Tipo II</b>	Metálicos sin costuras envueltos en aros de fibra de vidrio y resina	450-800	Muy pesadas y se utilizan principalmente en tanques intermedios en aplicaciones industriales.
<b>Tipo VI</b>	Revestimiento de aluminio sin costuras y envueltos con fibra de vidrio y resinas compuestas	350-700	Muy ligeros con paredes finas. Su aplicación está orientada a la movilidad y transporte.

<b>Tipo III</b>	Revestimiento no metálico envueltos con fibra y revestimiento polimérico	350-700	
-----------------	--	---------	--

- Por otro lado, están los tanques de hidrógeno líquido. Está diseñada para poder retener líquido criogénico y no para soportar presiones internas. Esto hace que el tanque tenga que estar muy bien aislado ya que si ocurre una transferencia de calor que proviene del exterior el hidrógeno se escapa por la válvula de alivio. El aislamiento térmico no es perfecto con lo que pasado un largo periodo de tiempo en un ambiente cálido donde no se use el tanque lo que ocurrirá será que el hidrógeno se acabe agotando.
- Almacenamiento en materiales químicos. En la naturaleza, mediante procesos biológicos, utiliza y almacena el hidrógeno, catalizando enzimas donde el hidrógeno se libera y se une. Esto se conoce como deshidrogenación e hidrogenación, que son procesos necesarios para las células. Un ejemplo es el borano de amoníaco,  $NH_3BH_3$ , que tiene una alta densidad de hidrógeno (19.6% en peso) y presenta una manera muy eficiente de liberar hidrógeno almacenado.



*Ecuación 1. Almacenamiento materiales químicos*

- Almacenamiento de hidrógeno a gran escala. Se encuentran los siguientes tipos de almacenamiento:
  - Acuíferos agotados: Se parecen mucho a los yacimientos de gas, geológicamente hablando. Solo se usan aquellos que no contienen agua potable y estos son los menos desarrollados como almacén de hidrógeno.
  - Cavernas de sal: se usan para el almacenamiento de gas natural y para el hidrógeno, estos se encuentran a una presión entre 50-200 bares.
  - Yacimientos de gas: como el propio nombre indica, se utilizan yacimientos de gas agotados para almacenar hidrógeno.

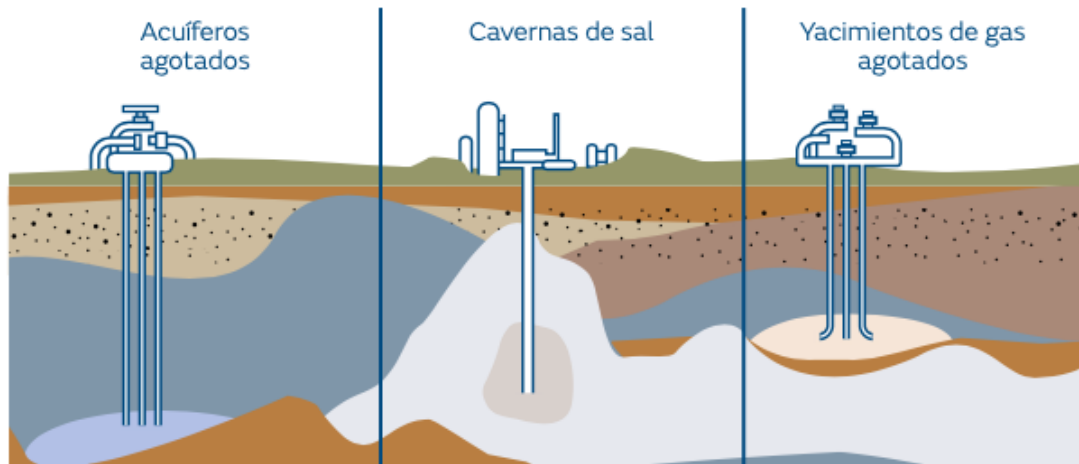


Ilustración 2. Depósitos a gran escala[15]

#### 2.2.4. Transporte y distribución

Se va a mostrar las diferentes formas de transportar el hidrogeno y como se distribuye.[15]



Ilustración 3. Esquema almacenamiento y distribución[16]

- Marítimo, la gran ventaja de este método de transporte es que permite realizar grandes distancias y poder llevar hidrógeno a zonas aisladas. Esto permite que se conecten los países productores con cualquier punto del mundo. Actualmente no se transporta hidrógeno a largas distancias ya que se establece una planta cerca de la zona donde se va a consumir.

Para poder transportar hidrógeno en un buque, primero se debe licuar, después se trasporta y por último se regasifica en el punto de recepción.



Ilustración 4. Transporte marítimo [15]

La parte negativa de este proceso es su coste ya que tiene un valor alto, puesto hay que tener tanques para poder almacenar, terminales de carga, unidades de licuado, los propios barcos para el transporte y luego tener un punto donde estén las plantas para poder hacer la regasificación. También está el problema de la diferencia de temperatura que hay entre el tanque y el exterior. El aislamiento no es 100% con lo que esto genera pérdidas.

- Terrestre, hace referencia al transporte efectuado por camiones y tren cuya distancia suele ser menos de 300 km.  
El problema que presenta este tipo de transporte es que no es rentable a nivel económica y energético, esto se debe a que por cada unidad másica de hidrógeno hace falta cantidades muy superiores de material además de que se consume mucha energía al transportarlo. Por esto el transporte terrestre no debe ser la forma habitual del transporte del hidrógeno.  
Hay diferentes formas de almacenar el hidrógeno para luego poder transportarlo en camiones. Cuando el consumo es elevado la mejor opción son los tanques criogénicos, pero cuando el consumo es menor se opta por gas comprimido.
- Red actual de gas natural, se trata de utilizar las tuberías del gas natural que conectan los puntos donde se produce con los puntos donde se consume este vector energético. Esto requiere una gran inversión inicial y para poder recuperarla hace falta transportar grandes cantidades de gas. La parte positiva que en España ya existe una infraestructura de gasoductos por donde circula gas natural, el cual se puede utilizar para inyectar hidrógeno.

- Red específica de hidrógeno, en casos concretos es más viable utilizar tuberías exclusivamente para el transporte de hidrógeno. Esta red de gaseoductos 100% de hidrógeno ya existe en diferentes países, el que tiene más kilómetros es Estados Unidos donde conecta los grandes productores con los consumidores, como pueden ser productos químicos o refinerías. La parte positiva de este transporte es que tiene unos costes de operación bajos, donde se puede convertir en un proceso viable en unos 40-80 años.



Ilustración 5. Infraestructuras de tuberías de hidrógeno [15]

### 2.2.5 Usos de hidrógeno

El hidrógeno tiene diferentes utilidades, puede utilizarse como vector energético, como materia prima o como combustible. Lo que se quiere conseguir es que se sustituya los recursos fósiles por el hidrógeno verde, estos usos se dividen en los siguientes sectores:

#### A. INDUSTRIA

En España lo que más se consume es hidrógeno del tipo gris, donde se produce una cantidad aproximada de 500.000 toneladas. La industria que más consume es aquella que fabrica productos industriales como el amoníaco o las refinerías situadas en Cartagena, Puertollano Huelva y Tarragona.

Lo que se quiere conseguir es sustituir el hidrogeno gris por el verde, para ello se encuentran tres industrias que presentan unas características muy satisfactorias para el uso de hidrogeno renovable:[7]

- Industria de refino: el hidrógeno se utiliza en las refinerías para eliminar las impurezas del petróleo (hidrotratamiento) o mejorar los crudos más pesados(hidrocraqueo).
- Industria química, para este caso el hidrógeno se utiliza como materia prima para elaborar productos químicos (metanol o amoniaco) y también se utiliza como fuente para la producir compuestos químicos (fertilizantes, biocombustibles o plásticos).
- Industria metalúrgica, para este tipo de industria el hidrógeno se utiliza para aleaciones concretas como puede ser el acero que necesita energía para llegar a altas temperaturas.

#### B. MOVILIDAD



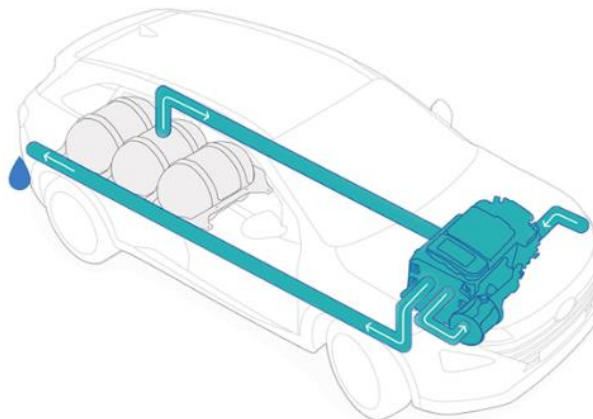
Otro sector importante donde el hidrógeno renovable juega un papel importante es en el del transporte.

Para poder entender la situación de la movilidad es importante explicar cómo funciona un motor con pila de hidrógeno.

Lo primero hay que aclarar que el motor es eléctrico, lo que cambia con respecto a un vehículo eléctrico tal y como se conoce hoy en día es la batería. El hidrógeno se utiliza como combustible que reacciona con el oxígeno que llega del exterior y se genera electricidad. De esta reacción se genera vapor de agua que saldría por el tubo de escape. La electricidad que se ha generado a través de la pila de combustible tiene dos opciones de uso:[17]

- Se envía directamente a una batería, encargada de repartir la energía al motor eléctrico que disponga el vehículo en cuestión y la electricidad sobrante se acumula en dicha batería. De esta manera se recupera la energía mediante la frenada del coche pudiendo funcionar el motor sin necesidad de consumir hidrógeno.
- Se consume a demanda y solo se gasta lo que el motor le pida.

Las ventajas que presenta el uso de una pila de hidrógeno frente a una batería eléctrica son que la recarga es mucho más rápida puesto que sería llenar el depósito de hidrógeno en una hidrogenara y el vehículo es más ligero ya que las baterías eléctricas son más pesadas.



*Ilustración 6. Coche de hidrógeno[17]*

Una vez aclarado el funcionamiento del motor, se distinguen los diferentes sectores dentro de la movilidad:[7]

- Transporte por carretera, en este grupo se clasifican los turismos y furgonetas, que se trata de vehículos ligeros y el segundo grupo está formado por camiones y autobuses que conoce también como vehículos pesados.  
En el mercado español solo se encuentran dos modelos de turismos propulsados por pila de combustible de hidrógeno: el Hyundai Nexo y el Toyota Mirai. Esto hace que en España solo hay 15 automóviles con pilas de combustible, pero los planes para el 2030 son muy buenos ya que se pretende tener un parque entre 5000 a 7500 de vehículos tanto ligeros como pesados, todos ellos alimentados de hidrógeno renovable. Para poder abastecer toda esta flota se pretende instalar unas 150 – 200 hidrogenaras.

Para ello se cuenta con el proyecto de Naturgy, Enagás y Exolum que forman el Win4H2, se va a impulsar el uso del coche de hidrógeno para ello se van a centrar en la creación de infraestructuras para la producción, distribución y suministro de dicho vector energético.[18]

Otro proyecto que ya está en marcha son los autobuses urbanos de Barcelona (TBM), que desde abril de 2022 ya circulan autobuses de hidrogeno verde por la ciudad de Barcelona, que pretenden aumentar su flota hasta 25 vehículos para así luchar contra el cambio climático.[19]

- Transporte ferroviario, actualmente la mayoría de los trenes circulan por vías electrificadas, pero siguen existiendo algunas rutas donde las locomotoras están propulsadas por diésel. Este pequeño porcentaje es donde el hidrogeno verde puede entrar para crear vías de cero emisiones, en aquellas donde no es posible electrificar el recorrido. Para ello Renfe lleva a cabo un proyecto con Enagás y el Centro Nacional de Hidrógeno, apoyado por la UE donde se está haciendo pruebas para el uso comercial.

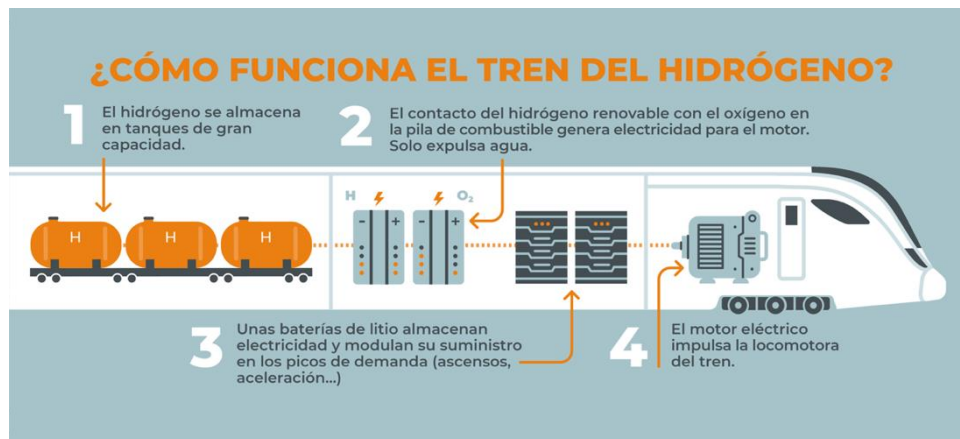


Ilustración 7. Transporte ferroviario. Fuente: El país

- Transporte marítimo, lo que se quiere conseguir para este tipo de transporte es que además de conseguir con los grandes buques sean impulsados por hidrógeno verde también lo sea toda la maquinaria que le rodea en el puerto, véase las grúas, pequeños vehículos que circulen por parque naval, etc. Un proyecto que está en marcha y se refleja todas estas metas es el H2Ports, proyecto en el puerto de Valencia. En el mercado ya se encuentran pequeñas embarcaciones como es el caso de Hynova40, un yate propulsado por hidrógeno verde.[20]
- Aviación, al igual que en el transporte marítimo, se quiere conseguir que toda la maquinaria y herramientas que se utilice en aviación este impulsada por el hidrogeno verde aparte de los grandes aviones. Uno de los mayores fabricantes de este sector, Airbus, ya tiene prototipos de aviones comerciales alimentados exclusivamente de hidrógeno verde, donde calculan que se encontrarán en marcha para 2035.

## 2.2.6 Proyectos actuales

En este apartado se van a mostrar algunos de los diferentes proyectos que se están realizando en la actualidad sobre el uso de hidrógeno verde y de esta manera seguir la senda marcada por la hoja de ruta del hidrógeno en España.

### A. GreenHysland

Se trata de un proyecto en la isla de Mallorca, y tiene como objetivo desarrollar un ecosistema de hidrógeno incluyendo toda la cadena de valor. Esto quiere decir que se va a desarrollar todas las infraestructuras que son necesarias para la creación de hidrógeno verde a partir de energía solar y que esta llegue a los usuarios finales como puede ser el transporte, el turismo, la industria y toda la energía utilizada en la isla como calefacción o aire acondicionado.

Todas estas medidas que se tomarán en la isla incluyen las siguientes instalaciones:

- Una planta para producir hidrógeno verde a partir de energía solar.
- En el edificio de Lloseta se creará un sistema de generación combinada de calor basado en pila de combustible.
- En un hotel de la Palma se creará un sistema de generación combinada de calor basado en pila de combustible.
- Para la inyección del hidrógeno en la red local de gas se realizará en Cas Tresorer
- Creación de una hidrogenera en el garaje de la EMT en Palma para poder abastecer a los autobuses de H<sub>2</sub> y a los vehículos ligeros que circulan por la isla.
- Se construirá un sistema de generación de calor y energía en la terminal de ferries en el Puerta de Palma basado en pila de combustible.

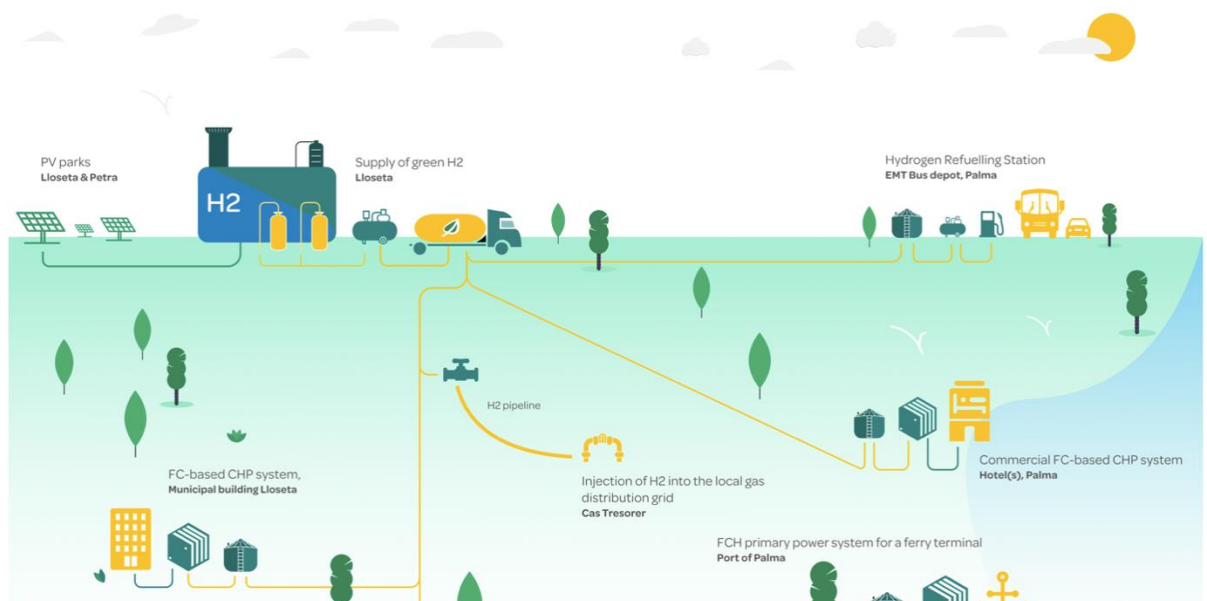


Ilustración 8. Esquema de GreenHysland

Tabla 2. Información GreenHysland

Duración	2021-2025
Financiación obtenida	-
Organismo Financiador	Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH2 JU) y Comisión Europea

Este proyecto servirá de maqueta para luego implantar este ecosistema de  $H_2$  en siete islas: Madeira, Tenerife, Aran, Islas griegas, Ameland, Isla de Chiloé y Marruecos. Con GreenHysland se demostrará el potencial del  $H_2$  renovable para el desarrollo económico y lo descarbonización de las islas europeas.

Es un proyecto que tiene una subvención de la comisión europea de, aproximadamente, 50 millones de euros. Ha sido declarado Proyecto Estratégico por el Gobierno balear y cuenta con el apoyo de IDEA y el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.[21]

## B. H2SPORTS

Este proyecto quiere demostrar la viabilidad del hidrogeno verde en las diferentes máquinas que se utilizan en los grandes puertos, en este caso está desarrollado en el puerto de Valencia, bajo la subvención de la comisión europea y “Fuel Cells and Hydrogen joint undertanks” (FCH) Tiene como objetivo dar soluciones de evolución a aquella maquinaria impulsada por combustibles fósiles. Se quiere utilizar maquinaria impulsada por hidrógeno verde, bajo los estudios de viabilidad realizados en otros sectores como el de transporte y el logístico. Se ha seleccionado tres prototipos para ponerlos en marcha en el puerto de Valencia para demostrar su eficacia en la cadena de producción. Estos prototipos son:

- Un vehículo reach stacker alimentado con  $H_2$  situado en la terminal de contenedores portuaria, encargado de colocar los contenedores.
- Una cabeza tractora, yard tractor, que mediante pilas de combustible se hará sus funciones de carga y descarga en la zona de cargamento Ro-Ro.
- Se implantará una estación de suministro móvil de hidrógeno para que los anteriores prototipos puedan funcionar y no se rompan los ciclos de trabajo del puerto.

Tabla 3. Información H2SPORTS

Duración	2019-2023
Financiación obtenida	-
Organismo Financiador	Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH2 JU) y Comisión Europea

Se pondrá en funcionamiento los equipos diariamente durante dos años con actividades operativas reales y se analizará las formas de mejorar la eficiencia energética, el rendimiento y la seguridad de las operaciones con equipos portuarios de Pilas de Combustible. Todo este estudio también servirá para potenciar la viabilidad del hidrogeno verde en toda la cadena de valor que supone un puerto e implicar a todos los actores que implica el funcionamiento de ello: proveedores, clientes, productos...[20]



Ilustración 9. Esquema H2PORTS [20]

### C. FCH2RAIL

Es un proyecto donde se quiere demostrar y homologar la propulsión de trenes mediante un sistema híbrido y bimodal con la combinación de la alimentación eléctrica y las pilas de combustible. En resumen, aún hay líneas ferroviarias que funcionan con combustibles fósiles o ciertos tramos no se pueden electrificar, la solución es que en aquellos tramos donde este la catenaria se siga moviendo el tren mediante electricidad y en aquellas partes donde no la haya se utilicen las pilas de combustible y así conseguir un tren respetuoso con el medio ambiente.

Es un proyecto europeo donde participan Bélgica, Alemania, España y Portugal.

En España, Renfe ha proporcionado un tren para poder hacerle las pruebas y el fabricante español CAF ha sido el encargado de integrarle las pilas de combustible.

El Centro Nacional de hidrogeno (CNH2) se ha encargado de construir una estación de servicio de hidrógeno para repostar el prototipo.

Unos de los problemas que se tienen que enfrentar en este proyecto es la integración segura de la tecnología de la catenaria aérea y el hidrógeno. Esto sucede porque el hidrógeno es un gas muy volátil y reactivo, y las catenarias aéreas pueden provocar ocasionalmente una chispa. Por ello, se están estudiando las normas y estándares para luego proponer unas homologaciones a las autoridades para que en un futuro se pueden realizar trenes de estas características en la UE.

En julio de 2022 el prototipo comenzaba las pruebas dinámicas en vías externas, cumpliendo con los plazos establecidos.[22]

Tabla 4. Información FCH2RAIL

Duración	2020-2024
Financiación obtenida	1.145.375,00 €
Organismo Financiador	Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH2 JU) y Comisión Europea

## CAPITULO 3 DIMENSIONAMIENTO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO

### 3.1. Introducción

De todos los sectores que se encuentra presente el hidrógeno se ha escogido el sector de la metalurgia donde se obtiene acero a partir de la mena de hierro. La reducción directa del hierro (DRI) es un proceso utilizado para obtener acero a partir de la mena de hierro sin pasar por el proceso tradicional de fabricación de arrabio en un alto horno. En lugar de utilizar coque y carbón como fuentes de carbono para reducir el mineral de hierro, en el proceso DRI se utilizan gases reductores, como el gas natural o el gas de reformado, que contienen hidrógeno y monóxido de carbono. Ofrece varias ventajas en comparación con el proceso de alto horno. Es un proceso más flexible y eficiente energéticamente, ya que evita la necesidad de utilizar coque y carbón. Además, produce menos emisiones de gases de efecto invernadero y reduce la contaminación atmosférica.

En España se encuentran 22 plantas donde se produce el acero, todas son de arco eléctrico menos una que es integral.

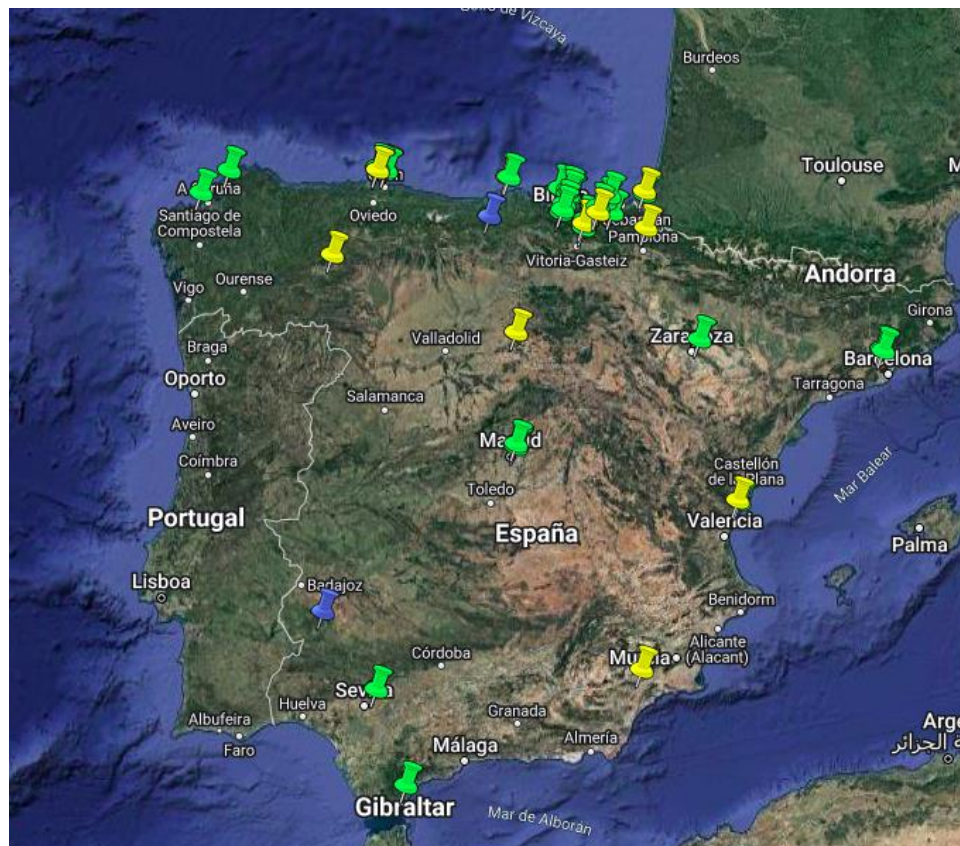


Ilustración 10. Mapa de acerías en España[23]

De todas ellas se ha escogido ArcelorMittal en Avilés, Asturias debido a su localización, ya que tiene una parcela cerca vacía donde se puede instalar la planta de hidrógeno y tiene dos lagos cerca para poder utilizar como fuente de agua.[24]

Parte de del hidrogeno verde creado en esta planta va a destinarse a los buses urbanos de Avilés. Para poder entender mejor los cálculos y el dimensionado que se va a hacer en este capítulo, se va a explicar que elementos forman parte de un parque de hidrógeno verde.

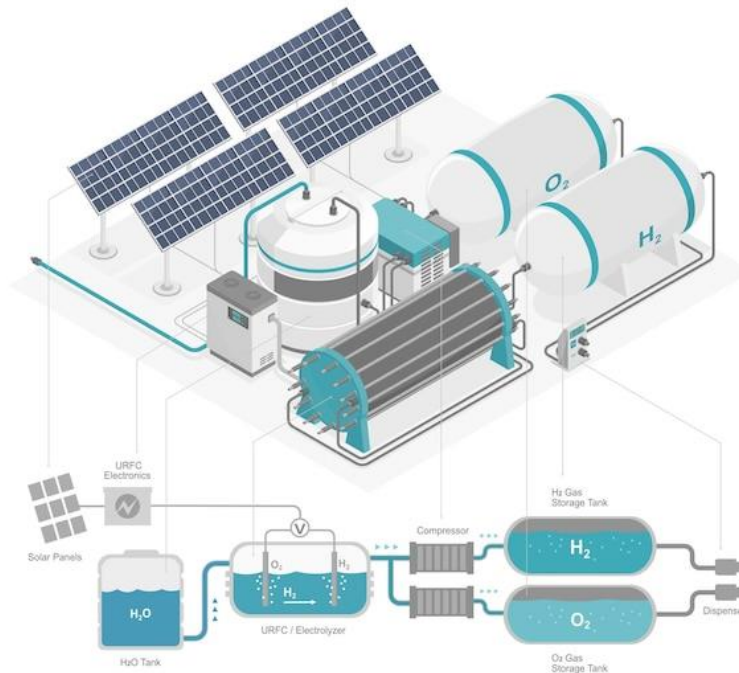


Ilustración 11. Esquema de la planta de hidrógeno[25]

Fase 1: elegir mediante que energía renovable se va a obtener la energía eléctrica. En este caso se va a estudiar la viabilidad de poner paneles fotovoltaicos o aerogeneradores on shore.

Fase 2: la materia prima es el agua, hay que asegurarse que hay una fuente donde se encuentre este elemento, ya que es indispensable a la hora de generar el hidrógeno verde.

Fase 3: Electrolisis, en esta fase se produce la el hidrogeno verde mediante una reacción de electrolisis. Esta consiste en la descomposición de la molécula de agua mediante energía eléctrica donde se libera O<sub>2</sub>.

Fase 4: El hidrógeno verde se almacena, según a que uso está destinado se pondrá a unas presiones u otras.

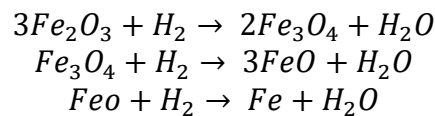
Fase 5: Uso del hidrógeno, se utilizará un porcentaje para la industria del acero y en menor porcentaje a la flota de autobuses.

## 3.2 Consumos de hidrogeno

Lo primero que hay que tener en cuenta para poder dimensionar una planta es cuanto hidrogeno verde se necesita y es este punto es lo que se va a calcular.

### 3.2.1 Consumo destinado a la acería

En la acería se van a sustituir aquellos procesos donde se utiliza hidrógeno gris por hidrogeno verde, dichos procesos son los siguientes:



En Arcelor Mittal, la división de Avilés produce al año, aproximadamente 1 millón de toneladas de acero. Para producir 1 tonelada de acero se necesita 100 kg de hidrógeno, con lo que la acería consume 10.000 toneladas de hidrogeno al año.

Para poder empezar con una implantación progresiva del hidrogeno verde en sustitución a los combustibles fósiles, se establece una primera fase donde se van a coger 320 toneladas que sustituirán el hidrógeno gris.[24]

$$Toneladas_{TOT} \text{ de hidrógeno} = 320 \frac{T H_2}{año}$$

Ecuación 2. Toneladas de H2 en acería

### 3.2.2 Consumo destinado a la flota de autobuses

Se ha escogido la ciudad de Avilés, ya que es donde se encuentra la acería y es una ciudad que consta de 8 líneas de autobuses, donde es factibles que dicha red se mueva mediante hidrogeno. El mapa de las líneas se encuentra en el anexo I.

Tabla 5. Líneas de autobuses

Línea 1	Línea 4	Línea 5	Línea 6	Línea 11	Línea 17
16 km	8 km	7 km	11 km	8.5 km	10 km
36 paradas	20 paradas	29 paradas	26 paradas	21 paradas	21 paradas

Trayectos de los buses. El trayecto que hace cada línea se observa en el anexo II.

Tabla 6. Trayectos de los autobuses

	Línea 1	Línea 4	Línea 5	Línea 6	Línea 11	Línea 17
L-V	47 x 2	15 x 2	16 x 2	13 x 2	15 x 2	16 x 2
S-D-F	47 x 2	9 x 2	16 x 2	0	9 x 2	10 x 2



Hace falta saber cuántos autobuses circulan por cada línea. Para hacer ese cálculo, se tiene en cuenta la jornada de 8 horas, el horario de mañana o tarde y la frecuencia con la que salen los autobuses.

Tabla 7. Número de autobuses

	Línea 1		Línea 4		Línea 5		Línea 6		Línea 11		Línea 17	
	M	T	M	T	M	T	M	T	M	T	M	T
<b>L-V</b>	5	5	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3
<b>S-D-F</b>	5	5	2	2	2	2	0	0	1	1	1	1

Para poder calcular los km totales que van a recorrer los autobuses al año y así poder hacer una conversión de cuanto hidrógeno se necesita, primero hay que calcular cuantos km se hacen por línea al día. Para ello aplicamos la siguiente fórmula:

$$N^{\circ} \text{ km al día} / \text{línea} = \text{km de línea} \times n^{\circ} \text{ trayectos}_{(L-V)}$$

En el caso de la línea 1 sería:

$$N^{\circ} \text{ km al día} / \text{línea1} = 16 \text{ km} \times (47 \times 2) \text{ trayectos} = 1504 \text{ km}$$

A continuación, se muestran los kilómetros que se realizan en un día por línea de lunes a viernes:

Tabla 8. Km por línea (L-V)

Línea 1	Línea 4	Línea 5	Línea 6	Línea 11	Línea 17
1504 km	240 km	224 km	286 km	255 km	320 km

Como los trayectos son menores los fines de semanas, se va a hacer el mismo calculo, pero con los trayectos correspondientes para poder acercarse lo máximo posible al consumo real de la flota de autobuses de Avilés.

Tabla 9. Km por línea (S,D,F)

Línea 1	Línea 4	Línea 5	Línea 6	Línea 11	Línea 17
1504 km	144 km	224 km	0 km	153 km	200 km

La siguiente ecuación muestra los cálculos de los kilómetros semanales de cada línea:

$$N^{\circ} \text{ km al semana} / \text{línea} = 5 \text{ dias} \times n^{\circ} \text{ km}_{TOT(L-V)} + 2 \text{ dias} \times n^{\circ} \text{ km}_{TOT(SDF)}$$

Ecuación 3. Km semanales/línea

En el caso de la línea 1 sería:

$$N^{\circ} \text{ km al semana} / \text{línea} = 5 \text{ dias} \times 1504 + 2 \text{ dias} \times 1504 = 10.528 \text{ km}$$

Tabla 10. Km semanales/línea

Línea 1	Línea 4	Línea 5	Línea 6	Línea 11	Línea 17
10528 km	1488 km	1568 km	1430 km	1581 km	2000 km

Los km totales que realizan a la semana son:

$$\begin{aligned}
 Km_{TOT} \text{ semanales} &= \sum km \text{ semanales de ca línea} \\
 &= 10.528 + 1.488 + 1.568 + 1.430 + 1.581 + 2.000 \\
 &= 18.595 \text{ km totales semanales}
 \end{aligned}$$

Para calcular el consumo anual se hace la siguiente conversión:

$$Km_{TOT} \text{ anuales} = 18.595 \frac{km \text{ totales}}{1 \text{ semana}} \times \frac{4 \text{ semanas}}{1 \text{ mes}} \times \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} = 892.560 \frac{km}{año}$$

Ecuación 4. Km totales anuales

Se estima que con 9 kg de hidrógeno un autobús recorre 100km. Este dato se saca de un estudio realizado por la Unidad de Tecnología de Hidrogeno de la universidad católica de Chile. Donde se realiza un estudio de diferentes autobuses urbanos propulsados por pilas de hidrogeno donde se calculan sus consumos.

$$Kg_{TOT} \text{ de hidrogeno} = 892.562 \frac{km}{año} \times \frac{9 \text{ kg}}{100km} = 80.330,4 \frac{kg}{año}$$

$$Toneladas_{TOT} \text{ de hidrógeno} = 80.330,4 \frac{kg}{año} \times \frac{1 \text{ T}}{1000kg} = 80,33 \frac{T \text{ H}_2}{año}$$

Ecuación 5. Toneladas de H2 de los autobuses

Si se suma las toneladas de hidrógeno destinadas a la acería y las toneladas destinadas a la flota de autobuses de Avilés se obtiene el hidrogeno total necesario que debe de producir la planta de hidrógeno verde.

$$Producción_{TOT} \text{ de hidrógeno} = 80,33 \frac{T \text{ H}_2}{año} + 320 \frac{T \text{ H}_2}{año} = 400,33 \frac{T \text{ H}_2}{año}$$

Ecuación 6. Toneladas totales de la planta

### 3.3 Electrolizador

En una planta de hidrógeno verde, la función principal, es producir hidrógeno a partir de la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable. Para ello, se requiere de un electrolizador, este se trata un dispositivo que utiliza la electricidad para separar el agua en sus dos componentes, hidrógeno y oxígeno.

Existen varios tipos de electrolizadores, explicados ya en el capítulo 2. Los dos mas comunes son el alcalino y el PEM.cada uno con sus ventajas y desventajas.

Tabla 11.Comparativa de tipos de electrolizadores

Electrolizador Alcalino	Electrolizador PEM
<b>Ventajas:</b>	
- Mayor durabilidad	- Alta eficiencia
- Baja sensibilidad al CO2	- Respuesta rápida
- Bajo costo de producción	- Menor tamaño y peso
<b>Desventajas:</b>	
-Eficiencia energética ligeramente inferior	- Sensibilidad al CO2
- Tamaño y peso más grandes	- Mayor costo
-Mayor requerimiento de mantenimiento	- Vida útil limitada

Se escoge la tecnología PEM, que a pesar de ser más caro, compensa por su mayor eficiencia y eso hace que se requiera un electrolizador más pequeño.

A continuación, se van a realizar los cálculos de electricidad y de agua necesarios para cubrir la demanda de toneladas de hidrogeno verde que son necesarias para el dimensionado de la planta de hidrógeno.

#### 3.3.1. Cálculo de la electricidad diaria

Se va a indicar los cálculos que se realizan para obtener la electricidad según el hidrógeno verde calculado en el anterior punto.

##### A. Acería

Se parte del dato de 320 Toneladas de H2 al año son las destinadas para la acería. El dato que se obtiene de las especificaciones de los diferentes tipos de electrolizadores es el consumo eléctrico. Dicho dato es  $51 \frac{KWh}{kg}$ , para poder obtener el dato de la electricidad diaria necesaria se realiza la siguiente conversión:

$$Electricidad_{acería} = 320 \frac{T}{año} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \times \frac{1000 \text{ kg}}{1 T} \times 51 \frac{KWh}{kg} = 44.712,33 \frac{KWh}{día}$$

Ecuación 7. Electricidad de la acería

### B. Flota de autobuses

La cantidad de hidrógeno destinada para los autobuses de Avilés es de 80,33 Toneladas de hidrógeno anuales. Para poder calcular cuanta electricidad diaria es necesaria se va a realizar los mismo calculas que se han hecho para la acería.

$$Electricidad_{autobuses} = 80,33 \frac{T}{año} \times \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \times \frac{1000 \text{ kg}}{1 T} \times 51 \frac{KWh}{kg} = 11.224,19 \frac{KWh}{día}$$

Ecuación 8. Electricidad de la flota

Para obtener la cantidad diaria de electricidad total hay que tener en cuenta la electricidad que consumen los diferentes equipos que forman parte de la planta de hidrógeno, como puede ser el compresor o el electrolizador y representan el 10%. Hay que realizar la suma de la calculada en la acería, la flota de autobuses y añadirle el consumo de los equipos:

$$\begin{aligned} Electricidad_{Total} &= \sum (Electricidad_{acería} + Electricidad_{autobuses}) \times 1,1 \\ &= \left( 44.712,33 \frac{KWh}{día} + 11.224,19 \frac{KWh}{día} \right) \times 1,1 = 61.530,172 \frac{KWh}{día} \end{aligned}$$

$$Electricidad_{Total} = 61.53 \frac{MWh}{día}$$

Ecuación 9. Electricidad total de la planta

### 3.3.2 Cálculo de agua diaria

Como se ha explicado al principio del punto 3, en la electrólisis interviene al agua, con lo que en este apartado se va a calcular cual es el consumo diario de agua mediante una conversión.

#### A. Acería

Se parte del consumo necesario de hidrógeno verde por parte de la acería:  $320 \frac{T}{año}$

$$Agua_{acería} = 320 \frac{T}{año} \times \frac{1 año}{365 días} \times \frac{1000 kg}{1 T} = 876,71 \frac{kg}{día} H_2$$

*Ecuación 10- Toneladas de kg H2/día de la acería*

#### B. Flota de autobuses

Se parte del consumo necesario de hidrógeno verde por parte de la acería:  $80,33 \frac{T}{año}$

$$Agua_{autobuses} = 80,33 \frac{T}{año} \times \frac{1 año}{365 días} \times \frac{1000 kg}{1 T} = 220,08 \frac{kg}{día} H_2$$

*Ecuación 11. Toneladas de kg H2/día de la flota*

Para poder hacer el cálculo total hay que tener en cuenta que mediante la electrolisis 1L de agua produce 0,888 kg de Oxígeno y 0,111 kg de Hidrógeno. Mediante una regla de tres se sabe que para producir 1 kg de  $H_2$  se necesitan 9L agua aproximadamente. Este dato se refiere a agua pura, el problema está que en la realidad el agua de los embalses y de los ríos no es 100% pura, con lo que para producir 1 kg de  $H_2$  se estima que se necesita entre 11 a 18 litros de agua. Para hacer los cálculos vamos a hacer una media y se utilizará que para 1 kg de  $H_2$  se necesita 15 L de agua.

$$\begin{aligned} Agua_{Total} &= (Agua_{acería} + Agua_{autobuses}) \frac{kg H_2}{día} \times 15 \frac{L}{1 kg H_2} \\ &= (876,71 + 220,08) \frac{kg H_2}{día} \times 15 \frac{L}{1 kg H_2} = \mathbf{16.451,85 \frac{L}{día}} \end{aligned}$$

*Ecuación 12. L/días necesarios para la planta*

Una vez calculado el dato de la cantidad de agua necesaria al día, hay que asegurarse de que hay acuíferos suficientes por la zona para poder cubrir dicha demanda. Para ello se ha buscado en el Mapa Hidrogeológico de España, que se encuentra en el anexo III.

Asturias se encuentra dentro la zona del cantábrico oriental, se muestran en los siguientes mapas las principales presas y masas de agua. Se observa que, dentro del mapa de grandes presas, en la zona de Avilés están las presas Trasona y La Granda

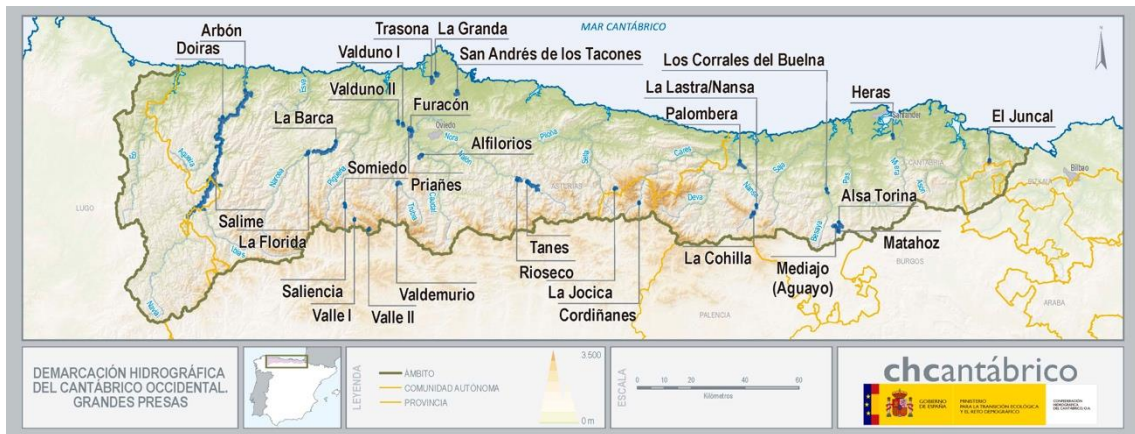


Ilustración 12. Mapa de presas de la zona cantábrico oriental [26]

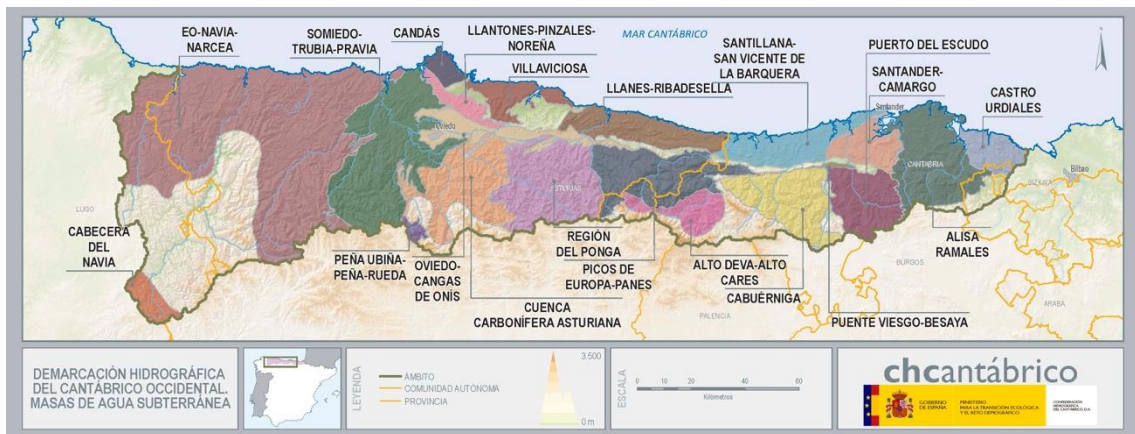


Ilustración 13. Mapa de masas de agua de la zona cantábrico oriental [26]

En el principado de Asturias se encuentran numerosas masas de agua, de las cuales se pueden clasificar en:

- Masas superficiales, donde se encuentra el río Eo, Nalón, Navia y Sella dentro de lo más caudalosos y desempeñan una importante función de transporte fluvial para la comunidad.
- Masas Subterráneas, son una fuente de abastecimiento de agua potable para la población. Los principales acuíferos están situados en Narcea, Cares-Deva y el Sella.
- Embalses y presas, de los cuales los principales son el embalse de Trasona y la presa de Tanes.

A continuación, se muestra un mapa de la comunidad de Asturias indicando todas las masas de agua categorizadas por su permeabilidad.

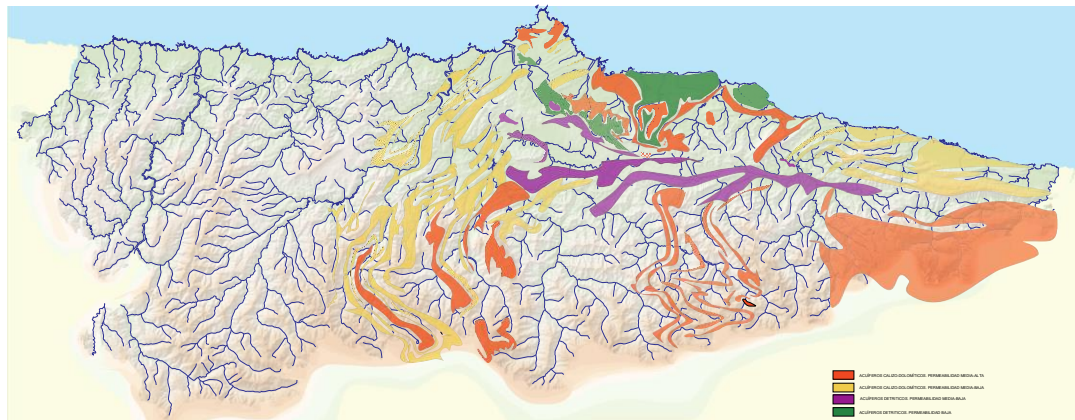


Ilustración 14. Permeabilidad de las masas de agua asturianas[27]

En Avilés, se encuentran dos presas cerca de la Acería de estudio, llamados la presa La Granda y la presa Trasona, como ya se ha comentado anteriormente.

A continuación, se muestran los datos del Ministerio para la transformación ecológica y el reto demográfico (MITECO)[28], mediante un mapa interactivo Snczi-ipe te muestran los datos de cualquier presa de España, sacando un informe que se encuentra en el anexo IV.

Presa Trasona:

Tabla 12. Información de la presa Trasona[28]

Superficie del embalse	Capacidad	Rio en el que se encuentra
61 ha	4,100hm <sup>3</sup> /año	Albares

Presa La Granda

Tabla 13. Información de la presa La Granda[28]

Superficie del embalse	Capacidad	Precipitación media anual
62 ha	3,209hm <sup>3</sup> /año	1.038 mm

Con los datos de las tablas se hace una conversión para poder demostrar que las presas tienen suficiente agua para cubrir la demanda necesaria para la electrólisis:

$$\begin{aligned}
 Agua_{TotalAcuiferos} &= \left( 4,100 \frac{hm^3}{año} + 3,209 \frac{hm^3}{año} \right) \times 1 \times 10^6 \frac{L}{año} = 7.309.000 \frac{L}{año} \times \frac{1 m^3}{1000L} \\
 &= 7.309 \frac{m^3}{año}
 \end{aligned}$$

Ecuación 13. Agua total de las presas

$$Agua_{TotalElectrolisis} = 16.451,85 \frac{L}{día} \times 365 \frac{días}{año} \times \frac{1 m^3}{1000L} = 6.004,92 \frac{m^3}{año}$$

*Ecuación 14. Agua necesaria para la electrólisis*

$$Agua_{TotalAcuiferos} > Agua_{TotalElectrolisis}$$



### 3.3.3 Tipo de electrolizador

Una vez hecho los cálculos de la energía y agua que necesita el electrolizador y se demuestra que se cumplen los requisitos, hay que elegir el tipo de electrolizador se va a poner en la planta. Para ello es importante calcular las horas de funcionamiento y su potencia para chequear que satisface la demanda del consumo de hidrógeno.

Por un lado, está el consumo de hidrógeno diario:

$$H_{2-acería} = 876,71 \frac{kg}{día}$$

$$H_{2-autobuses} = 220,08 \frac{kg}{día} H_2$$

$$H_{2TOT} = 876,71 \frac{kg}{día} + 220,08 \frac{kg}{día} = 1.096,79 \frac{kg}{día}$$

*Ecuación 15. kg de H<sub>2</sub>/día total*

Para poder realizar los cálculos se tiene en cuenta que un electrolizador de 1MW produce 18 kg de hidrogeno a la hora.

Después de hacer diferentes cálculos, teniendo en cuenta:

- El coste del electrolizador, cuanto mayor potencia mayor será su precio y menos horas trabajará.
- El consumo de electricidad, menor potencia del electrolizador más electricidad consumirá para la misma cantidad de hidrogeno.

Se llega a la conclusión que se necesita un electrolizador de 4MW.

$$kg H_2 \text{ electrolizador} = 4MW \times \frac{18 \frac{kg}{h}}{1 MW} = 72 \frac{kg H_2}{h}$$

*Ecuación 16. Caudal del electrolizador*

$$\begin{aligned} (\%)Dias_{sin\ energia} &= \frac{38}{365} \times 100 = 10,41\% N^{\circ} \text{ horas}_{sin\ energia} = \frac{10,41\% \times 24 h}{100\%} \times 1,40 \\ N^{\circ} \text{ horas}_{sin\ energia} &= \frac{10,41\% \times 24 h}{100\%} \times 1,40 = 3,50hSe \\ &= 3,50hSe \end{aligned}$$

$$(\%)Dias_{sin\ energia} = \frac{38}{365} \times 100 = 10,41\%$$

*Ecuación 17. Días sin generación de energía*

Si ese porcentaje se extrapola a las horas del día, se obtiene las horas que el aerogenerador estará trabajando. Se incluye un factor de seguridad del 40%.

$$N^{\circ} \text{ horas}_{sin\ energia} = \frac{10,41\% \times 24 h}{100\%} \times 1,40 = 3,50h$$

*Ecuación 18. Horas diarias sin generar energía*

Para saber cuántas horas al día va a trabajar el electrolizador :

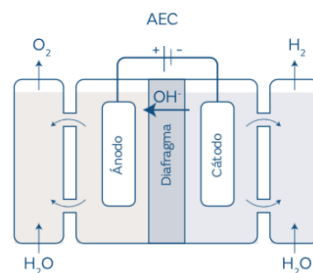
$$N^{\circ} \text{ horas}_{\text{trabaja electrolizador}} = 24h - 3,50h = 20,5h$$

*Ecuación 19. Horas de trabajo del electrolizador*

Para poder elegir qué tipo de electrolizador se tiene en cuenta las ventajas y desventajas de los

Electrolizadores alcalinos:

- Ventajas:
  1. Tiene una tecnología madura y está probada a gran escala,
  2. Parte de inversión inicial menor
  3. Consta de una alta eficiencia en la producción de hidrógeno
- Desventajas:
  1. La producción de hidrógeno se realiza con una pureza menor al 99.9%
  2. Realiza un mayor consumo de energía eléctrica si se compara con los electrolizadores PEM
  3. Necesita un mayor mantenimiento y con ello mayores costos de operación a largo plazo
  4. Necesita de grandes cantidades de agua purificada



*Ilustración 15. Electrolizador Alcalino[15]*

Electrolizadores PEM:

- Ventajas:
  1. Realiza una producción de hidrógeno de alta pureza (99.9%)
  2. La eficiencia energética es mayor si lo comparamos con los electrolizadores alcalinos
  3. Tiene unas dimensiones más compactas y mayor capacidad para operar en pequeñas escalas
  4. No es necesario agua purificada de alta calidad
  5. El tiempo es menor en arrancar si se parte del estado de parada.
- Desventajas:
  1. La tecnología es más reciente, esto conlleva que se tenga menor experiencia en aplicaciones a gran escala
  2. Tiene un mayor costo de inversión inicial si se compara con los electrolizadores alcalinos
  3. Requiere un control más preciso de la presión y temperatura

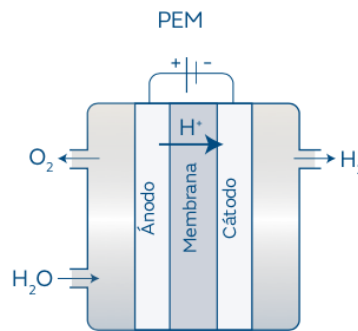


Ilustración 16. Electrolizador PEM[15]

Por estas razones, el electrolizador que más se ajusta a las necesidades y especificaciones es el PEM.

Entre los diferentes modelos y fabricantes de electrolizadores que se encuentran en el mercado como McPhy, Nel Hydrogen o H2B2. Se ha escogido la fabricante H2B2, el modelo de 4MW ya que es el fabricante que más información daba sobre sus equipos y mejor se ajustaba a las especificaciones necesarias, sus características son las siguientes:

Tabla 14. Modelo de electrolizador H2B2 de 4 MW[29]

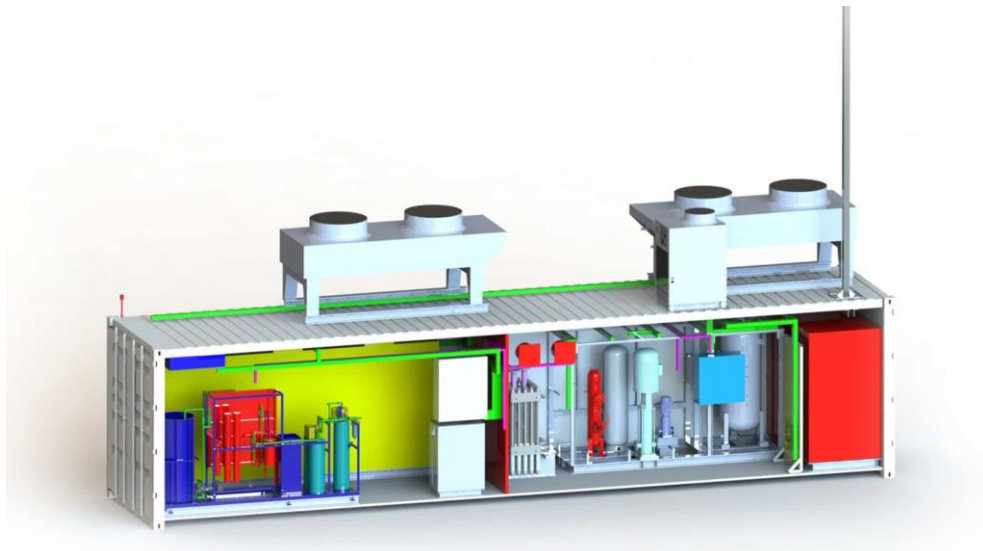
<b>Modelo</b>	<b>EL800N</b>
<b>Potencia</b>	4 MW
<b>Tipo de electrolizador</b>	PEM
<b>Producción de hidrógeno</b>	1726 kg/día
<b>Presión de salida</b>	30 bar
<b>Numero de stacks</b>	4

Se comprueba que son capaces de producir la cantidad de hidrogeno necesario al día.

$$Producción_{EL800N} = 1726 \frac{kg}{día} \times \frac{1 día}{24 h} = 71,91 \frac{kg}{h} \times 20,5 h = 1.474,155 kg \text{ de } H_2$$

Ecuación 20. Kg de H2 del electrolizador 4MW

Se concluye que el compresor de 4MW es suficiente para producir los 1096,79 kg/día. La ficha tecnica del electrolizaodr de H2B2 se encuentra en el anexo V.



*Ilustración 17. Electrolizador H2B2[29]*

### 3.4. Tipo de energía renovable y su dimensionamiento.

En este apartado se va a calcular, mediante dos softwares diferentes, que energía renovable es más rentable en la ubicación de la Acería. Si se va a sacar más MWh con energía solar mediante paneles fotovoltaicos o mediante energía eólica con aerogeneradores.

Para ello es importante saber que el consumo de electricidad de la acería y la flota de autobuses es el siguiente:

Tabla 15. Cantidad de MWh necesario. Fuente propia

Cálculo de la electricidad	MW h
<b>Diaría</b>	61,53
<b>Mensual</b>	1.845,9
<b>Anual</b>	22.458,45

#### 3.4.1 Energía solar

Para poder hacer los cálculos se ha utilizado el programa PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System). Se trata de un software en línea de la Comisión Europea que permite calcular una estimación de la producción de energía eléctrica mediante la energía solar captada por paneles fotovoltaicos.

Dicha herramienta utiliza datos topográficos y climáticos para calcular la energía solar en un lugar concreto que el usuario selecciona.

Primero se seleccionó el terreno al lado de la Acería, donde se quiere establecer el parque de hidrógeno verde. Para hacer los cálculos se seleccionó:

- La base de datos PVGIS-SARAH2, ya que es la más actualizada
- Tipo de material, silicón cristalino, es la más utilizada dentro de los paneles fotovoltaicos.
- Potencia instalada pico a pico, se ha puesto 28,5 MWp para que cubra toda la demanda, incluso en el mes más desfavorable.
- En los grados, se ha puesto la opción de optimización, con lo que el programa calcula el ángulo óptimo.
- En la casilla de azimut se pone 0 ya que no va a ir sobre ninguna superficie con ángulo, como un tejado, si no que va a ir en el suelo.

El pdf que genera PVGIS se encuentra en el anexo VII.

Dimensionado de la producción de una planta de hidrogeno en Avilés, Asturias  
 Andrea López

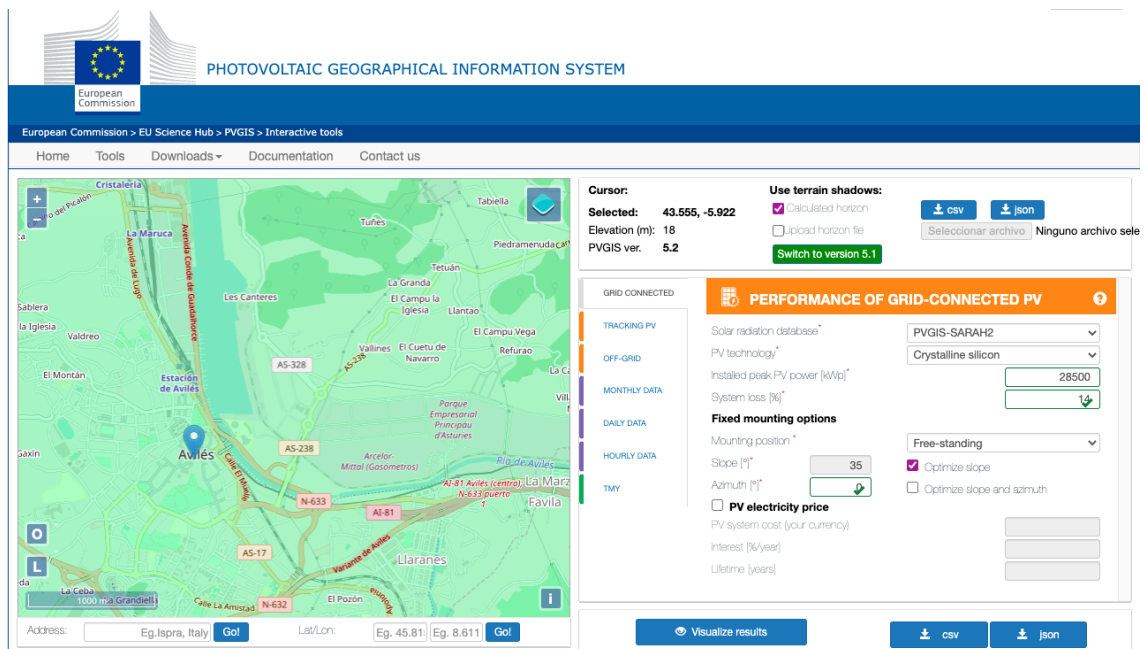


Ilustración 18. PVGIS[30]

Una vez introducidos sale los siguientes resultados:

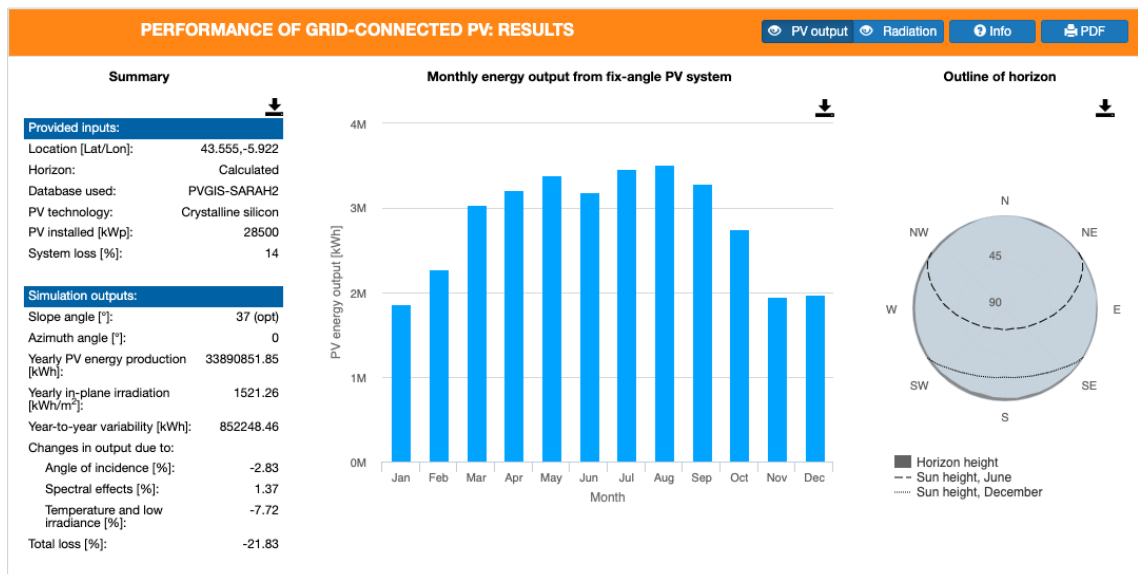


Ilustración 19. Resultados PVGIS[30]

Se observa que la producción anual sería de 33.890.851,85 KWh/año y el mes que menos producción generaría sería enero con 1.863.002,22 KWh/mes.

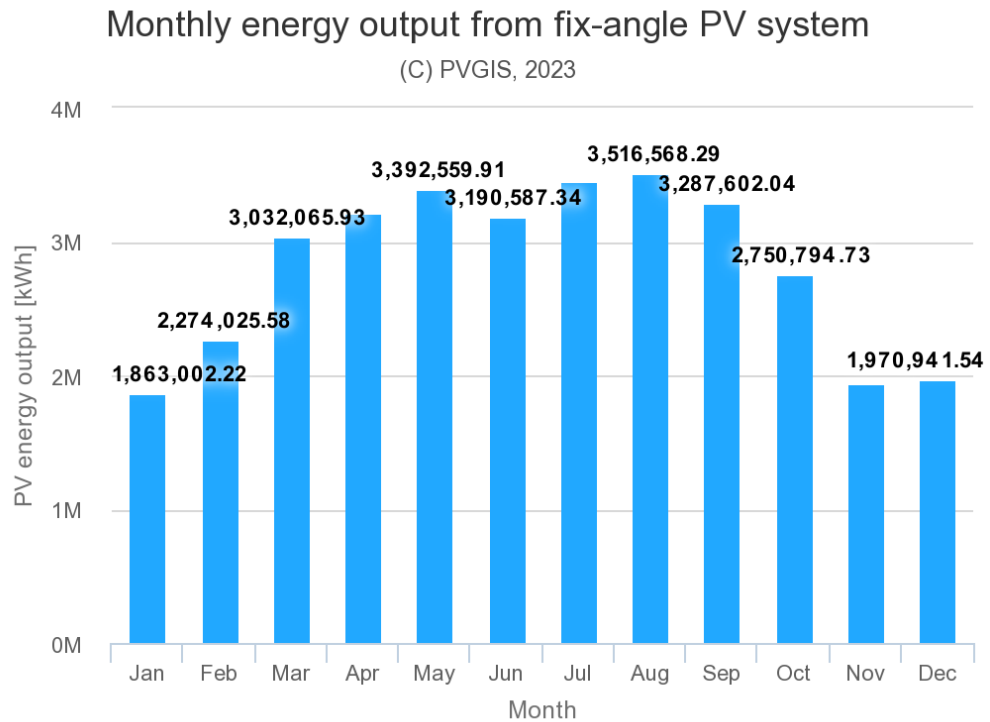


Ilustración 20. Energía fotovoltaica mensual[30]

Tabla 16. Resumen de la energía fotovoltaica obtenida. Fuente propia

	KWh	MWh
<b>Producción anual</b>	33.890.851,85	33.890,85
<b>Producción mensual Enero (mes desfavorable)</b>	1.863.002,22	1.863,01

### 3.4.2 Energía eólica

Para poder calcular la energía eólica, lo primero es saber cuál es la velocidad del viento en Avilés. Para ello se ha hecho una tabla de la velocidad media en metro por segundos de todos los días del año 2022, sacado de la AEMET[31]. Con esos datos se ha realizado la siguiente tabla.

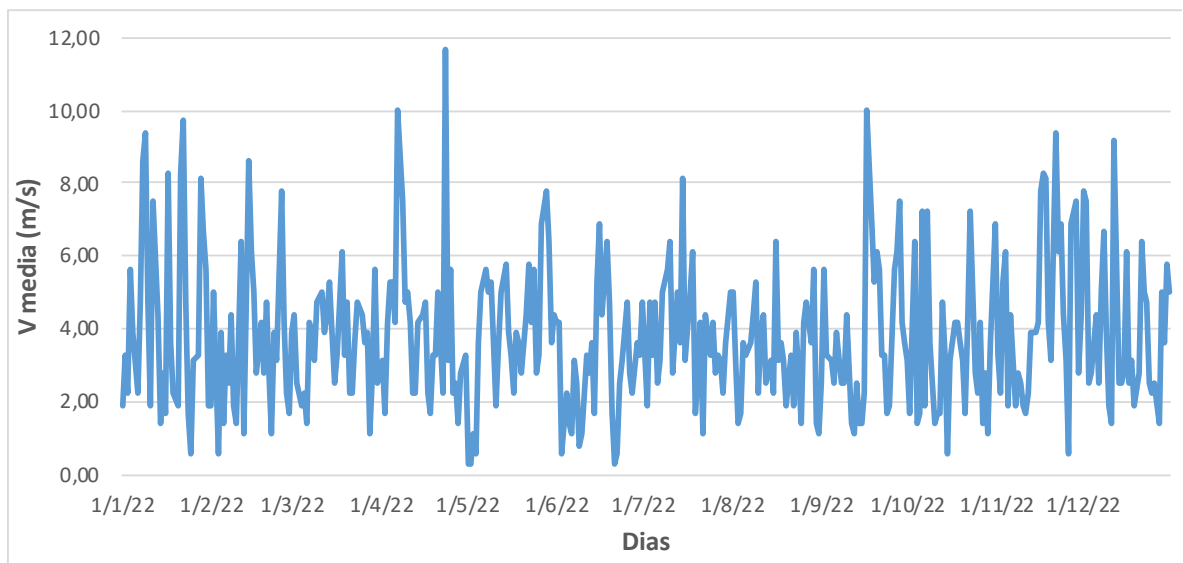


Ilustración 21. Velocidad media a lo largo del 2022[31]

Con estos datos se observa que la velocidad media por mes no es demasiada alta, se clasifica el viento como velocidad media – baja:

Tabla 17. Velocidad media mensual[31]

Mes 2022	V media (m/s)
enero	4,384
febrero	3,554
marzo	3,587
abril	4,107
mayo	3,923
junio	2,934
julio	3,910
agosto	3,281
septiembre	3,817
octubre	3,352
noviembre	4,393
diciembre	3,997

Sabiendo este dato se ha escogido un aerogenerador diseñado para vientos medios y bajos, se caracteriza por tener una baja densidad de potencia y le permite sacar la máxima rentabilidad. Se trata del fabricante Siemens Gamesa, el modelo SG 2-114 de 2,1 MW de potencia. La ficha técnica de este aerogenerador se encuentra en el anexo VII.

Para poder obtener los datos de potencia que se van a generar a lo largo del año, hay que saber cuál es la curva de potencia de la turbina:



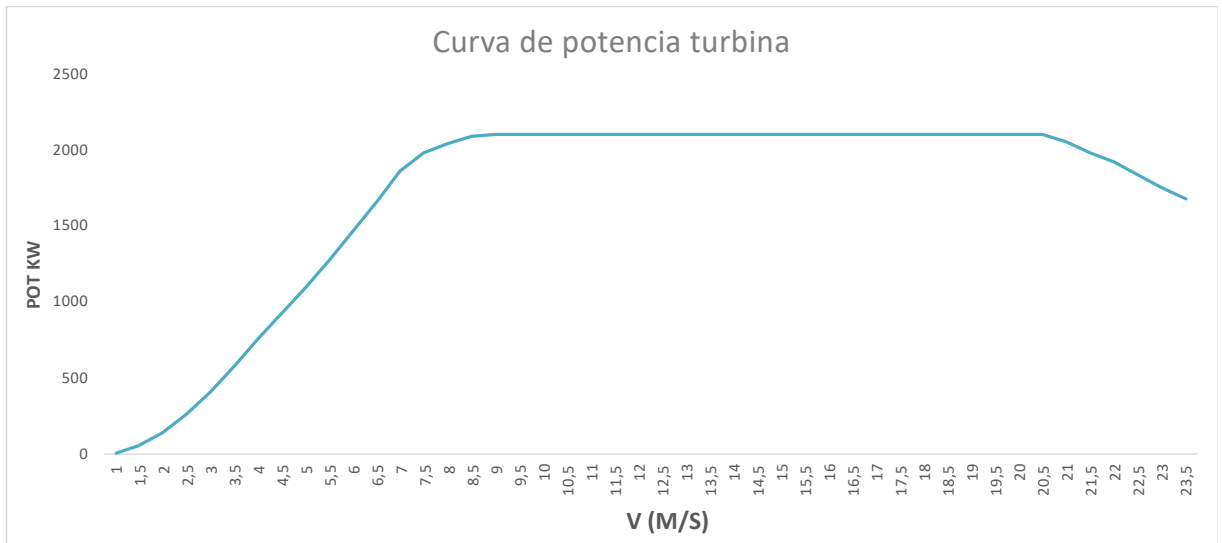


Ilustración 22. Curva de potencia de la turbina[32]

En la gráfica se observa, que una vez se alcanza la velocidad de 9 m/s se genera la potencia máxima 2,1 MW hasta 20,5 m/s. Sabiendo la velocidad media diaria durante el año 2022 y que potencia genera la turbina según la velocidad, se cruzan los datos y se obtiene la potencia que genera todos los días del año. A continuación, se muestra la gráfica de la potencia que es capaz de generar al mes.

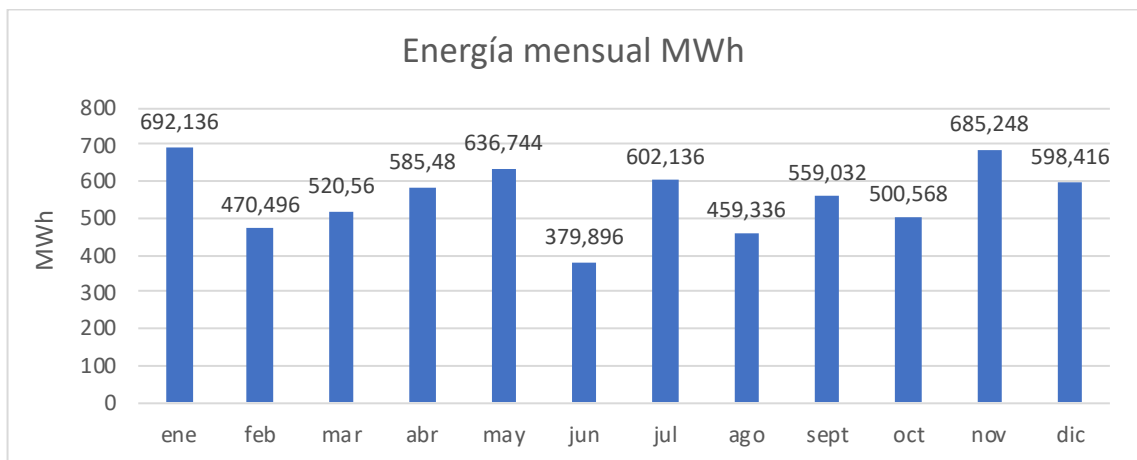


Ilustración 23. Energía eólica mensual[32]

Se hace la suma de todos los días del año del 2022 y sale un total de 6.690,078 MWh.

Tabla 18. Resumen de la energía eólica obtenida. Fuente propia

	Energía anual	Energía mensual (Jun)
<b>1 aerogenerador</b>	6.690,078 MWh	379,896 MWh
<b>Electricidad planta hidrógeno</b>	22.458,45 MWh	1.845,9 MWh

Para calcular cuantos aerogeneradores hacen falta para cubrir la demanda:

$$N^{\circ} \text{ de aerogeneradores} = \frac{1.846 \text{ MWh}}{380 \text{ MWh}} = 4,86 \text{ aerogeneradores} \\ \approx \mathbf{5 \text{ aerogeneradores}}$$

Ecuación 21. N° de aerogeneradores

Recalculando la energía anual que se necesita con 5 aerogeneradores. Dichos aerogeneradores deben estar orientados en dirección este-oeste, ya que según la rosa del viento, en esa dirección es por donde pasa la mayoría de los vientos en la zona de Avilés.

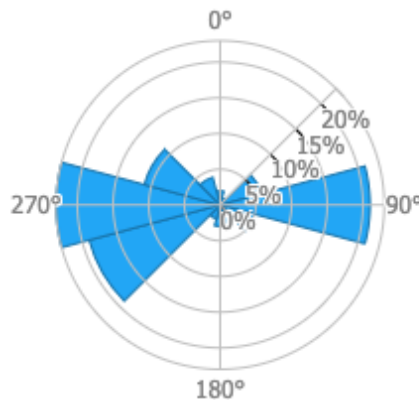


Ilustración 24. Rosa del viento

Tabla 19. Producción anual de energía eólica. Fuente propia.

	MWh
<b>Producción anual</b>	33.450,24
<b>Producción mensual junio (mes desfavorable)</b>	1.899,48

### 3.4.3 Dimensionado energético

Una vez que se han realizado los diferentes cálculos dependiendo de la fuente de energía, los resultados son estos:

Tabla 20. Producción de energía eólica, fotovoltaica y la necesaria

	Energía fotovoltaica (MWh)	Energía eólica (MWh)	Energía necesaria (MWh)
<b>Mensual</b>	1.863,01	1.899,48	1.845,9
<b>Anual</b>	33.890,85	33.450,24	22.458,45

Se observa que ambas tecnologías llegan al mínimo de producción que requiere la planta de hidrógeno en el mes más desfavorable. Se compara los precios, para ver cuál es más barato para sacar aproximadamente la misma energía.

Se estima que en la energía fotovoltaica el MW cuesta 600.000 €

$$\text{Coste}_{\text{energía fotovoltaica}} = 28,5 \text{ MW} \times 600.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} = 17.100.000 \text{ €}$$

Ecuación 22. Coste energía fotovoltaica

Un aerogenerador cuesta alrededor de 2.000.000 €

$$\text{Coste}_{\text{energía eólica}} = 5 \text{ aerogeneradores} \times 2.000.000 \frac{\text{€}}{\text{aerogenerador}} = 10.000.000 \text{ €}$$

Ecuación 23. Coste energía eólica

$$\text{Coste}_{\text{energía fotovoltaica}} > \text{Coste}_{\text{energía eólica}}$$

Se estima que para el dimensionado de 1MW de energía fotovoltaica se necesita 2,5 hectáreas

$$\text{Superficie}_{\text{energía fotovoltaica}} = 28,5 \text{ MW} \times \frac{2,5 \text{ ha}}{1 \text{ MW}} \times \frac{10.000 \text{ m}^2}{\text{ha}} = 712.500 \text{ m}^2$$

Ecuación 24. Superficie energía fotovoltaica

La distancia entre aerogeneradores debe ser entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento y entre 2 y 4 veces en la dirección perpendicular al viento.

$$\text{Distancia}_{\text{paralela}} = 8 \times 114 \text{ m} = 912 \text{ m}$$

Ecuación 25. Distancia paralela aerogenerador

$$\text{Distancia}_{\text{perpendicular}} = 2 \times 114 \text{ m} = 228 \text{ m}$$

Ecuación 26. Distancia perpendicular aerogenerador

Se trata de 5 aerogenerador es, formando un polígono irregular de 4 lados. En el apartado 3.8 se explica la geometría.

$$\text{Superficie}_{\text{energía eólica}} = 912 \times 228 + \frac{1}{2} \times 912 \times 228 = 311.904 \text{ m}^2$$

Ecuación 27. Superficie en energía eólica

$$\text{Superficie}_{\text{energía fotovoltaica}} > \text{Superficie}_{\text{energía eólica}}$$

Se observa que la energía eólica con 5 aerogeneradores tiene menor coste y ocupa menor superficie con lo que es la mejor energía para el dimensionado de una planta de hidrógeno verde en Avilés. A continuación, se muestra una gráfica con los MWh que producirían al mes los 5 aerogeneradores:

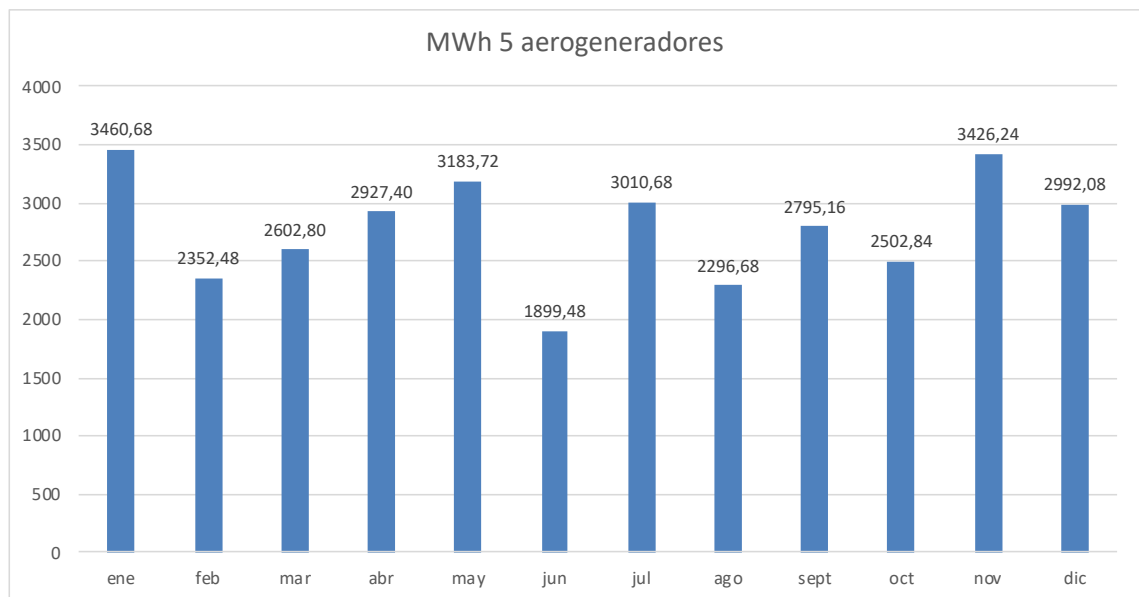


Ilustración 25. Producción de energía con 5 aerogeneradores

Un equipo importante es la batería que sirve para amortiguar la variabilidad del recurso eólico, de esta manera el electrolizador no se ve sometido a tantas paradas. Se recarga en picos de sobreproducción y se descarga cuando el electrolizador se va a parar. Se estima un 20 % de la potencia de electrolisis instalada.

$$Potencia_{batería} = 0,20 \times 4MW = 0,800 MW$$

Ecuación 28. Potencia batería

Se ha encontrado un fabricante que permita almacenar los 800 KW y es Sungrow, el modelo SD1250HV. La ficha técnica de la batería se encuentra en el anexo VIII.



Ilustración 26. Modelo de batería Sungrow[33]

### 3.5. Almacenamiento

El hidrógeno sale del electrolizador a unos 35 bares y directamente se almacena en tanques de baja presión. De los tanques de baja presión, la cantidad destinada a la acería va directamente a la industria mediante una red de tuberías de hidrogeno. Esto es factible porque la planta de producción de hidrógeno se encuentra al lado de la acería.

Por otra parte, se encuentra la cantidad de hidrogeno destinada a la flota de autobuses. Para poder repostar un autobús, es necesario que se encuentre a 350 bares, con lo que se tiene que comprimir el hidrogeno de 35 bares (que sale del tanque de baja presión) hasta 350 bares. Todos estos cálculos se muestran a continuación.

#### 3.5.1 Almacenamiento a baja presión

El nitrógeno sale del electrolizador, se encuentra a 35 bares y hay que almacenarlo en tanques de baja presión. Para poder hacer el cálculo del número de tanques se ha escogido los depósitos de Lapesa el modelo LH200V, que tiene un volumen de  $200m^3$  y puede almacenar hasta 720 kg de hidrógeno. Las especificaciones de dicho tanque se encuentran en el anexo IX.



Ilustración 27. Tanque de baja presión[34]

#### A. Acería

Para hacer los cálculos es necesario saber cuántos kg de hidrógeno necesita consumir la acería al día, que son 876,71 kg de hidrogeno al día.

Como el dato es diario se multiplica por 2 días para asegurarse que el abastecimiento de hidrógeno llega a la acería a pesar y contar con un margen de error de 1 día más por si surge algún imprevisto, del tipo meteorológico o de mantenimiento.

$$N^{\circ} \text{ tanques}_{\text{ acería}} = 876,71 \frac{\text{kg}}{\text{día}} \times 2 \text{ días} \times \frac{1 \text{ tanque}}{720 \text{ kg}} = 2,435 \text{ tanques}$$

Ecuación 29. N° tanques de baja presión para la acería

#### B. Flota de autobuses

Para hacer los cálculos es necesario saber cuántos kg de hidrógeno necesita consumir la flota de autobuses al día, que son 220,08 kg de hidrogeno al día.

Como el dato es diario se multiplica por 3 días para asegurarse que el abastecimiento de hidrógeno llega a la electrolinera. Como hay que transportarlo hasta el punto de repostaje, es un proceso que implica más factores de fallo que el de la acería por eso el número de días es mayor.

$$N^{\circ} \text{ tanques}_{\text{ autobuses}} = 220,08 \frac{\text{kg}}{\text{día}} \times 3 \text{ días} \times \frac{1 \text{ tanque}}{720 \text{ kg}} = 0,917 \text{ tanques}$$

*Ecuación 30. N° tanques de baja presión para la flota*

Sabiendo cuantos tanques necesita la acería y la flota de autobuses, se suman para obtener el número total.

$$N^{\circ} \text{ tanques}_{\text{ total}} = 2,435 + 0,917 = 3,349 \text{ tanques} \approx \mathbf{4 \text{ tanques}}$$

*Ecuación 31. N° tanques de baja presión totales*

### 3.5.2. Almacenamiento en cascada

Como ya se ha comentado al inicio del punto 5, los 220,08 kg de hidrogeno al día que son destinados a la flota de autobuses de tienen que comprimir de 35 bares a 350 bares. Para ello se va a utilizar el almacenamiento en cascada. Esto consiste en comprimir el hidrogeno primero a 300 bares y luego a 500 bares y por diferencia de presiones conseguir que cierta masa de hidrogeno este a 350 bares y se llena el tanque del autobús. Con esto se consigue que el compresor tenga que comprimir menos masa y con ello poder tener uno más pequeño que consuma menos energía.

Se ha escogido depósitos de 300 y 500 bares, ya que son las presiones que se encuentra en el mercado.

Para poder realizar estos cálculos, primero se va a establecer datos de consumo de los autobuses:

*Tabla 21. Consumo y km diarios de la flota. Fuente propia*

N° autobuses	Km diarios de la flota	Consumo diario de la flota
18	2.656,425 km/día	220,08 kg/día de H <sub>2</sub>

Teniendo en cuenta los datos de la tabla anterior, se va a utilizar el modelo e-ATA 12 Hydrogen del fabricante KARSA. Es un modelo de 12,20 metros de largo con una autonomía de 500 km, con una potencia en la pila de combustible de 70 kW. En menos de 7 min se realiza el repostaje. La ficha técnica con el resto de los datos se encuentra en el anexo X.



Ilustración 28. Modelo de autobuses de hidrógeno[35]

Para poder asegurar que se cumple con el suministro necesario, el dimensionado debe realizarse en el caso más desfavorable, es decir, que los 18 autobuses tengan que repostar esa noche. Para ello hay que saber cuántos kg de hidrogeno tiene que repostar cada autobús. Sabiendo que el modelo escogido tiene un total de 1560 L y que la densidad del hidrógeno a 350 bares es de  $21 \text{ kg/m}^3$ :

$$\text{Kg hidrogeno}_{\text{deposito}} = 1,560 \text{ m}^3 \times 21 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 32,76 \text{ kg de H}_2$$

Ecuación 32. Kg de H<sub>2</sub> del deposito

$$\text{Kg hidrogeno}_{\text{total}} = 18 \text{ autobuses} \times 32,76 \frac{\text{kg de hidrógeno}}{\text{autobus}} = 589,68 \text{ kg de H}_2$$

Ecuación 33. kg de H<sub>2</sub> totales de la flota

### 5.2.1 Almacenamiento a 300 bar

Se va a calcular, mediante la ecuación de los gases ideales, las presiones de equilibrio y con ello la masa de hidrogeno que se descarga debido a la diferencia de presiones.

Para realizar los cálculos del almacenamiento a 300 bar se va a suponer una masa de 450 kg y se va a calcular su volumen:

$$\text{Volumen H}_{2\text{tanque } 300} = \frac{450 \text{ kg}}{0,0899 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 5005,562 \text{ m}^3 \text{ de H}_2$$

Ecuación 34. Volumen de H<sub>2</sub> tanque 300

$$\text{Volumen H}_{2\text{tanque } 350} = \frac{589,68 \text{ kg}}{0,0899 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 6559,288 \text{ m}^3 \text{ de H}_2$$

Ecuación 35. Volumen de H<sub>2</sub> tanque 350

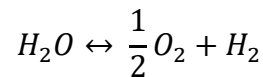
Se utilizan los siguientes datos:

- Ecuación de los gases ideales:

$$P(\text{atm}) \cdot V(L) = n(\text{mol}) \cdot R \left( \text{atm} \cdot \text{mol} \cdot \frac{L}{K} \right) \cdot T^{\circ} (\text{°K})$$

*Ecuación 36. Fórmula de los gases ideales*

- La temperatura, es temperatura ambiente = 298 K
- Reacción de la electrolisis:



*Ecuación 37. Reacción de la electrolisis*

- Tabla del factor de compresibilidad del hidrógeno en función de la presión

*Tabla 22. Factor de compresibilidad H2*

P (bar)	1	50	100	150	200	250	300	350	400	500
z	1	1,032	1,065	1,089	1,132	1,166	1,201	1,236	1,272	1,344

Se calcula el volumen del agua según el volumen del hidrógeno a 300 bares y 350 bares de presión:

$$\text{Volumen } H_2O = \frac{V_{H_2} \cdot z}{P_{H_2}}$$

$$\text{Volumen } H_2O_{\text{tanque } 300} = \frac{5005,562 \text{ m}^3 \times 1,201 \text{ bar}}{300 \text{ bar}} = 20,039 \text{ m}^3 = 20.038,93 \text{ L}$$

*Ecuación 38. Volumen H2O tanque 300*

$$\text{Volumen } H_2O_{\text{tanque } 350} = \frac{6559,288 \text{ m}^3 \times 1,236 \text{ bar}}{350 \text{ bar}} = 23,163 \text{ m}^3 = 23.163,657 \text{ L}$$

*Ecuación 39. Volumen H2 tanque 350*

Mediante la ecuación de los gases ideales se va a calcular el número de moles del agua a 300 bar y a 10 bar.

Se hace a 10 bar para encontrarse en la situación más desfavorable, es decir que los autobuses tengan que repostar porque el depósito está prácticamente vacío, es decir a 10 bares.

$$n_{\text{moles } H_2O_{\text{tanque } 300}} = \frac{(300 \times 0,987) \text{ atm} \times 20.038,93 \text{ L}}{0,082 \frac{L}{\text{mol} \cdot K} \times 298 \text{ K}} = 242.819,085 \text{ moles } H_2O$$

*Ecuación 40. Moles H2O tanque 300*

$$n_{\text{moles } H_2O_{\text{tanque } 350}} = \frac{(10 \times 0,987) \text{ atm} \times 23.163,657 \text{ L}}{0,082 \frac{L}{\text{mol} \cdot K} \times 298 \text{ K}} = 9.356,085 \text{ moles } H_2O$$

*Ecuación 41. Moles H2O tanque 350*

El siguiente paso es calcular la presión de equilibrio, para ello hay que sumar el número de moles como el volumen que se ha calculado para los diferentes tanques.



$$Volumen H_2O_{TOT} = 20.038,93 L + 23.163,657 L = 43.202,587 L$$

$$n_{moles}H_2O_{TOT} = 242.819,085 + 9.356,085 = 252.175,17 moles$$

Se aplica la ecuación de los gases ideales para saber cuál es la presión de equilibrio:

$$Presion_{equilibrio} = \frac{252.175,17 moles \times 298 K \times 0,082 \frac{L}{mol \cdot K}}{43.202,587 L} = 142,633 atm$$
$$= 144,52 bar$$

*Ecuación 42. Presión de equilibrio I*

Teniendo la presión de equilibrio se puede sacar el volumen de  $H_2$  y con ello los Kg de  $H_2$ . Primero hay que calcular el factor de la compresibilidad del hidrogeno para la presión de equilibrio, para ello se va a utilizar la interpolación:

$$y = y_0 + \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} \cdot (y_1 - y_0)$$

$$y = 1,065 + \frac{144,52 - 100}{150 - 100} \cdot (1,089 - 1,065) = 1,086$$

*Ecuación 43. Interpolación de z de la presión de equilibrio I*

Sabiendo el valor de la z, se calcula el volumen del hidrogeno con el volumen inicial del tanque de 300 bares:

$$Volumen H_{2equilibrio} = \frac{20,039 m^3 \times 144,52 bar}{1,086 bar} = 2.666,70 m^3$$

*Ecuación 44. Volumen H2 equilibrio*

Sabiendo el volumen y la densidad se saca los kg de hidrogeno:

$$Kg H_2 = 2.666,70 m^3 \times 0,0899 \frac{kg}{m^3} = 239,736 kg$$

*Ecuación 45. kg H2*

Se concluye que una vez se llega a la presión de equilibrio se ha liberado los siguientes kg de hidrogeno al tanque del autobús:

$$Kg H_2 liberados = 450 kg - 239,736 kg = \mathbf{210,263 kg}$$

*Ecuación 46. Kg H2 liberados*

Se instalan 450 kg de hidrogeno en los tanques de 300 bares donde se alcanza una presión de equilibrio de 144,52 bares y se libera por diferencia de presión 210,263 kg de hidrogeno.

### 5.2.2 Almacenamiento a 500 bar

Se va a calcular, mediante la ecuación de los gases ideales, las presiones de equilibrio y con ello la masa de hidrogeno que se descarga debido a la diferencia de presiones.

Para realizar los cálculos del almacenamiento a 500 bar se va a suponer una masa de 230 kg y se va a calcular su volumen:

$$Volumen H_{2\text{tanque } 500} = \frac{230 \text{ kg}}{0,0899 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 2.558,40 \text{ m}^3 \text{ de } H_2$$

Ecuación 47. Volumen H2 tanque 500

Se calcula el volumen del agua según el volumen del hidrógeno a 500 bares y 350 bares de presión:

$$Volumen H_2O = \frac{V_{H_2} \cdot z}{P_{H_2}}$$

$$Volumen H_2O_{\text{tanque } 500} = \frac{2559,40 \text{ m}^3 \times 1,344 \text{ bar}}{500 \text{ bar}} = 6,877 \text{ m}^3 = 6.876,98 \text{ L}$$

Ecuación 48. Volumen H2O tanque 500

$$Volumen H_2O_{\text{tanque } 350} = \frac{6559,288 \text{ m}^3 \times 1,236 \text{ bar}}{350 \text{ bar}} = 23,163 \text{ m}^3 = 23.163,657 \text{ L}$$

Ecuación 49. Volumen H2O tanque 350

El siguiente paso es calcular la presión de equilibrio, en este caso es conocida ya que es a 350 bares. Esto es debido a que los autobuses hacen el repostaje a esa presión. Sabiendo el valor de la z, se calcula el volumen del hidrogeno con el volumen inicial del tanque de 500 bares:

$$Volumen H_{2\text{equilibrio}} = \frac{6.877 \text{ m}^3 \times 350 \text{ bar}}{1,236 \text{ bar}} = 1.947,37 \text{ m}^3$$

Ecuación 50. Volumen H2 equilibrio II

Sabiendo el volumen y la densidad se saca los kg de hidrogeno:

$$Kg H_2 = 1.947,37 \text{ m}^3 \times 0,0899 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = 175,068 \text{ kg}$$

Ecuación 51. Kg de H2

Se concluye que una vez se llega a la presión de equilibrio se ha liberado los siguientes kg de hidrogeno al tanque del autobús:

$$Kg H_2 \text{ liberados} = 250 \text{ kg} - 175,068 \text{ kg} = \mathbf{74,932 \text{ kg}}$$

Ecuación 52. Kg H2 liberados

Los kilogramos totales que han llenado el depósito del autobús por diferencia de presión es la suma de lo kilogramos de hidrogeno liberados en el almacenamiento de 300 y 500 bares.

$$Kg H_2 \text{ totales}_{\text{diferencia de presión}} = 210,263 \text{ kg} + 74,932 \text{ kg} = \mathbf{285,195 \text{ kg } H_2}$$

Ecuación 53. Kg H2 totales por diferencia de presión

Para estos dos tipos de tanque se ha escogido el fabricante Calvera, especializado en racks de botellas de hidrógeno a media y alta presión. Las características son las siguientes:

Tabla 23. Especificaciones de botellas Calvera[36]

	Almacenamiento 300 bar	Almacenamiento 500 bar
<b>Presión de trabajo (bar)</b>	300	500
<b>Capacidad total (l)</b>	7000	3.800
<b>H2 almacenado (kg)</b>	150	120
<b>Dimensiones (m)</b>	6 x 2.5 x 2.6	6 x 2.5 x 2.6
<b>Precio</b>	45.000 €	130.000 €

$$N^{\circ} \text{ Botellas }_{300 \text{ bar}} = \frac{450 \text{ kg}}{150 \frac{\text{kg}}{\text{rack}}} = 3 \text{ racks}$$

$$N^{\circ} \text{ Botellas }_{500 \text{ bar}} = \frac{230 \text{ kg}}{120 \frac{\text{kg}}{\text{rack}}} = 1,91 \text{ racks} \approx 2 \text{ racks}$$

Ecuación 54. N° de botellas Calvera



Ilustración 29. Racks de Calvera[36]

### 3.6. Compresor

En el dimensionamiento del compresor hay que tener en cuenta que tiene que ser compatible con todas las presiones de almacenamiento del sistema. Para ello debe tener una presión de entrada de 35 bares, ya que es la presión a la que se encuentra el tanque de almacenamiento a baja presión, y tener una presión de succión de 10 bares, ya que así se puede aspirar mayor cantidad de hidrógeno del depósito de baja presión.

A la hora de buscar el modelo de compresor adecuado hay que tener en cuenta que mediante el almacenamiento en cascada se consigue que los kilogramos de hidrogeno que tiene que comprimir el compresor se reduzca. Pasa de tener que comprimir 589,68 kg de H<sub>2</sub> a tener que comprimir:

$$Kg\ H_2\ totales_{compresor} = 589,68\ kg - 285,195\ kg = 304,485\ kg\ H_2$$

*Ecuación 55. Kg H2 del compresor*

Se pone en el caso más desfavorable, el compresor tiene que operar durante 6 horas por la noche para el repostaje de los 18 autobuses que conforman la flota.

$$Caudal_{compresor} = \frac{304,485\ kg}{6\ h} = 50,75\ \frac{kg}{h}$$

*Ecuación 56. Caudal del compresor*

El compresor tiene un caudal de 51 kg/h, la presión de succión es de 10 bares para poder coger el hidrogeno de los tanques de bajar presión (35 bares). La presión de descarga tiene que servir para ambos tanques de almacenamiento, es decir para los de 300 bar y los de 500 bar.

El modelo de compresor que cumple con estos requisitos es del fabricante Haskel, el modelo HGD-150/90 donde su ficha técnica se encuentra en el anexo XI.



*Ilustración 30. Compresor Haskel[37]*

### 3.7. Dispensador

Para 18 autobuses, con un dispensador es suficiente. El caso más desfavorable, como ya se ha mencionado en el punto anterior, sería tener que repostar a toda la flota y 6 horas se consigue.

Se ha escogido el modelo Basic de SHIE. Sus características técnicas son las siguientes:

Tabla 24. Especificaciones del dispensador

<b>Presión de salida</b>	<b>350 bares</b>
<b>Caudal de dispensación</b>	1,8 kg H <sub>2</sub> /min
<b>Formato</b>	Transportable
<b>Almacenamiento</b>	Jaulas para botellas

Se sabe los kg de hidrogeno que necesitan los 18 autobuses y el caudal del dispensador, con estos datos se calcula cuanto tiempo va a tardar en llenar los depósitos de toda la flota:

$$Tiempo_{dispensador} = \frac{589,68 \text{ kg}}{1,8 \frac{\text{kg}}{\text{min}}} = 327,6 \text{ min} \times \frac{1 \text{ h}}{60 \text{ min}} = 5,46 \text{ h}$$

Ecuación 57. Tiempo de uso diario del dispensador

La ficha técnica no es descargable, se deja en la bibliografía la página web.[38]



Ilustración 31. Dispensador SHIE[38]

Para que se tenga una visión clara de cómo es el proceso se muestra un esquema de la instalación:

Dimensionado de la producción de una planta de hidrogeno en Avilés, Asturias  
 Andrea López

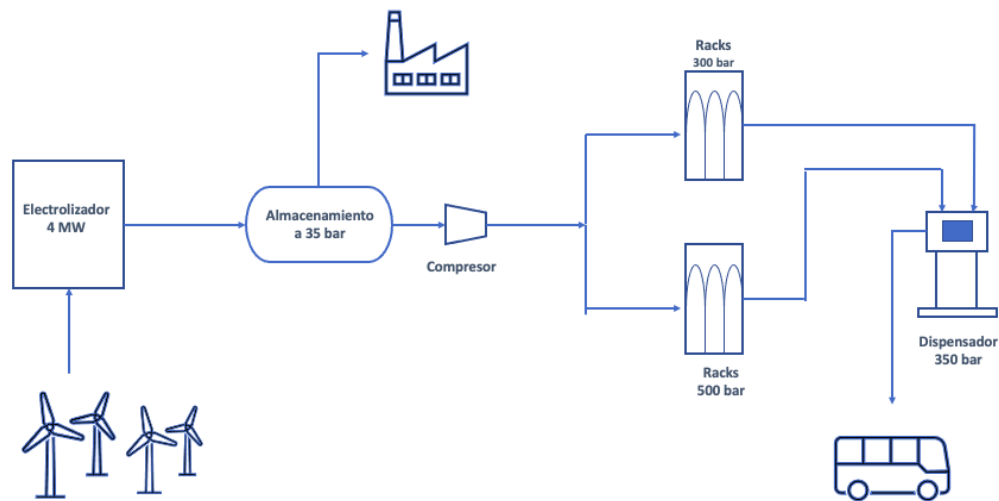


Ilustración 32. Esquema planta hidrógeno. Fuente propia

### 3.8. Dimensionamiento de la superficie

La acería Acerlor Milittal, se encuentra en el pueblo de Avilés en la comunidad de Asturias. Una de las razones por las que se escogió esta empresa para estudiar el dimensionado de un parque de hidrogeno verde es porque justo al lado tiene una zona sin construir donde se puede establecer el parque.

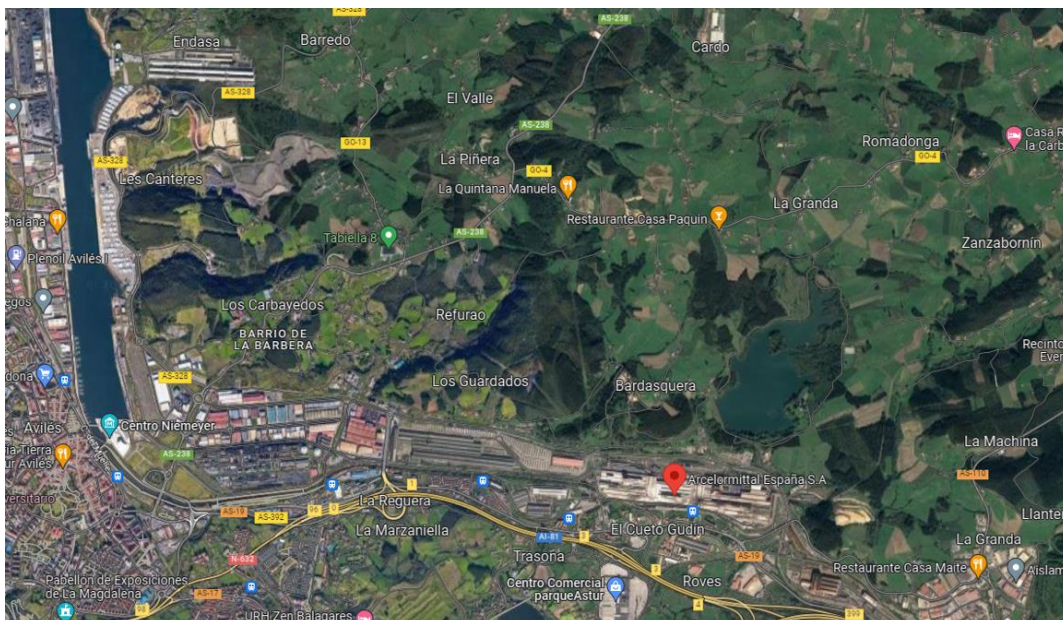


Ilustración 33. Mapa de Avilés. Fuente Google Maps

Mediante la herramienta de Google Maps se perfilo el perímetro de la superficie, sin interferir ningún camino y tiene las siguientes dimensiones:

Tabla 25. Datos máximos de la superficie

Superficie max	Perímetro max
1.590.000m <sup>2</sup>	5.850 m



Ilustración 34. Mapa de la superficie máxima. Fuente Google Maps

Se ha calculado que son necesarios 5 aerogeneradores, la distancia mínima ya se ha calculado en el apartado 3.4.3 y es la siguiente:

$$Distancia_{paralela} = 912 \text{ m}$$

$$Distancia_{perpendicular} = 228 \text{ m}$$

Ecuación 58. Distancia de los aerogeneradores

Si se sitúan en forma de un rectángulo más un triángulo, poniendo un aerogenerador en cada esquina, la forma sería la siguiente:

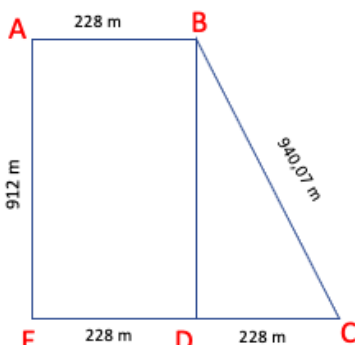


Ilustración 35. Distribución 5 aerogeneradores. Fuente propia

Teniendo en cuenta esta geometría, que es la más óptima en cuanto espacio, se calcula lo siguiente:

Dimensionado de la producción de una planta de hidrogeno en Avilés, Asturias  
Andrea López

$$\text{Área}_{\text{mínima}} = 912\text{m} \times 228\text{m} + \frac{1}{2} \times 228 \times 912 = 311.904\text{m}^2$$

Ecuación 59. Área mínima

$$\text{Perímetro}_{\text{mínimo}} = 912 + 974,02 + 228 \times 3 = 2.570,02\text{m}$$

Ecuación 60. Perímetro mínimo

Con la herramienta de Google Maps se volvió a medir el terreno necesario, teniendo en cuenta la distancia entre aerogeneradores.



Ilustración 36. Mapa de la superficie real. Fuente Google Maps

Tabla 26. Datos de la superficie real. Fuente propia

Superficie	Perímetro
451.238 m <sup>2</sup>	2.960 m

El dimensionado de la planta de hidrogeno, donde se encuentra el electrolizador, los tanques de almacenamiento, el compresor se va a instalar dentro de la acéría. Esto ahorrará los costes de la instalación de agua y el acceso para mantenimiento de equipos y transporte. Esta superficie se encuentra al lado del parking de camiones y tiene una superficie de 6.151 m<sup>2</sup>.



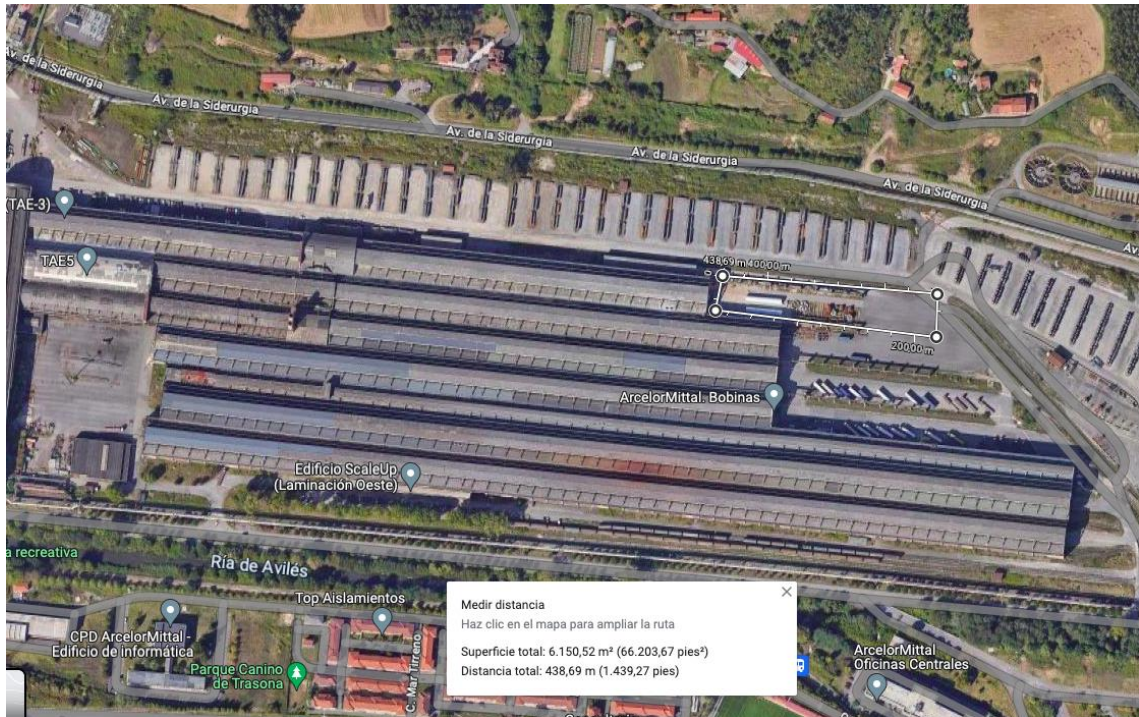


Ilustración 37. Superficie de equipos. Fuente Google Maps

Una vez al día un camión transporta el hidrógeno a la hidrogenara que se sitúa en la cochera de los autobuses de Avilés para que estos puedan hacer su repostaje diario durante la noche.

## CAPITULO 4: ESTUDIO ECONOMICO

En este capítulo se van a analizar diferentes gastos y para ellos se hará el CAPEX, el OPEX, si existe alguna ayuda para la utilización de energías renovables, se va a analizar el TIR, VAN y PAYBACK.

### 4.1. CAPEX

El CAPEX (Capital Expenditure o Gasto de Capital) hace referencia a los gastos iniciales que se necesita para poner en marcha el proyecto, como pueden ser maquinaria o instalaciones. Todos estos costes se ven reflejados en la siguiente tabla:

Tabla 27. CAPEX

Equipo	Cantidad	Coste
Planta eólica	5	10.000.000,00 €
Electrolizador PEM de 4 MW	1	4.500.000,00 €
Almacenamiento de 35bar	4	1.500.000,00 €
Tanques de 300 bar	3	135.000,00 €
Tanques de 500 bar	2	260.000,00 €
Compresor	1	800.000,00 €
Dispensador	1	200.000,00 €
Batería	1	500.000,00 €
Obra civil	-	200.000,00 €
Gestión de integración	-	200.000,00 €
<b>Total</b>		<b>18.295.000,00 €</b>

### 4.2. Subvenciones

La IDAE presenta una subvención, la eficiencia energética en pyme y gran empresa del sector industrial[39]. Dicha subvención se presenta por comunidades autónomas, en este caso la del principado de Asturias da el 30% del proyecto inicial de carácter renovable, en la última convocatoria, año 2023, se estipula que el máximo es 4.600.000 € . Para este caso serían los siguientes elementos:

Tabla 28. CAPEX con subvenciones[39]

Equipo	Cantidad	Coste
Planta eólica	5	10.000.000,00 €
Electrolizador PEM de 4 MW	1	4.500.000,00 €
Almacenamiento de 35bar	4	1.500.000,00 €
Tanques de 300 bar	3	135.000,00 €
Tanques de 500 bar	2	260.000,00 €
Batería	1	500.000,00 €
Dispensador	1	200.000,00 €
		17.095.000,00 €

$$\text{Subvención} = 17.095.000 \times 0,30 = 5.128.500 \text{ €}$$

Ecuación 61. % de la subvención

$$\text{Inversión inicial} = 18.295.000\text{€} - 4.000.000 \text{ €} = 14.295.000 \text{ €}$$

Ecuación 62. Inversión inicial con subvención

### 4.3. Préstamo

El presupuesto inicial es alto, con lo que es necesario pedir un préstamo. El préstamo se de largo plazo, se tiene que pagar una cantidad fija todos los años, en este caso son 10 años y el porcentaje de los intereses que es el beneficio que gana el banco que deja el préstamo.

Tabla 29. Datos del préstamo

<b>CAPEX</b>	<b>14.295.000,00 €</b>
<b>Préstamo (75%)</b>	10.721.250,00 €
<b>Interés Anual</b>	5%
<b>Años</b>	10

Una vez que se pide el préstamo para calcular las cantidades de intereses que hay que pagar se calcula lo siguiente:

#### A. Anualidad

Se utiliza un préstamo de amortiación francés donde la anualidad es la cantidad fija que hay que pagar todos los años para devolver la totalidad del préstamo, incluye el interés. Se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} Anualidad &= C_0 \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} = 10.721.250,00 \text{ €} \frac{0,05}{1 - (1 + 0,05)^{-10}} = \\ &= 1.388.450,92 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 63. Anualidad

### B. Intereses

Los intereses es el costo que la empresa debe pagar por el préstamo. Se expresa como porcentaje del capital prestado y se cobra por el tiempo que dure el préstamo.

$$\begin{aligned} Interes &= Préstamo pendiente_{año n} \times 5\% = 10.721.250,00 \text{ €} \times 0,05 = \\ &= 536.062,5 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 64. Intereses

### C. Amortización

La amortización muestra la cantidad del préstamo que queda por pagar año a año con la entidad que le ha dado dicho dinero. Para ello se calcula como la diferencia de la anualidad y los intereses el año n.

$$\begin{aligned} Amortizacion &= Anualidad_{año n} - Interes_{año n} = \\ &= 1.388.450,92 \text{ €} - 536.062,5 = 852.388,42 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 65. Amortización

### D. Monto pendiente

Hace referencia a la cantidad de dinero que queda por pagar. Para ello se calcula como la diferencia del monto pendiente y la amortización.

$$\begin{aligned} Prestamo pendiente &= Monto pendiente_{año n-1} - Amortizacion_{año n} = \\ &= 10.721.250,00 \text{ €} - 852.388,42 \text{ €} = 9.868.861,58 \text{ €} \end{aligned}$$

Ecuación 66. Préstamo pendiente

Todos estos cálculos se realizan a 10 años, ya que es lo que dura el préstamo y se muestran a continuación:

Tabla 30. Datos del préstamo a 10 años vista

	Anualidad	Interés	Amortización	Capital pendiente
<b>AÑO 0</b>	- €	- €	- €	10.721.250,00 €
<b>AÑO 1</b>	1.388.450,92 €	536.062,50 €	852.388,42 €	9.868.861,58 €
<b>AÑO 2</b>	1.388.450,92 €	493.443,08 €	895.007,85 €	8.973.853,73 €
<b>AÑO 3</b>	1.388.450,92 €	448.692,69 €	939.758,24 €	8.034.095,49 €
<b>AÑO 4</b>	1.388.450,92 €	401.704,77 €	986.746,15 €	7.047.349,34 €

<b>AÑO 5</b>	1.388.450,92 €	352.367,47 €	1.036.083,46 €	6.011.265,89 €
<b>AÑO 6</b>	1.388.450,92 €	300.563,29 €	1.087.887,63 €	4.923.378,26 €
<b>AÑO 7</b>	1.388.450,92 €	246.168,91 €	1.142.282,01 €	3.781.096,24 €
<b>AÑO 8</b>	1.388.450,92 €	189.054,81 €	1.199.396,11 €	2.581.700,13 €
<b>AÑO 9</b>	1.388.450,92 €	129.085,01 €	1.259.365,92 €	1.322.334,21 €
<b>AÑO 10</b>	1.388.450,92 €	66.116,71 €	1.322.334,21 €	0,00 €

#### 4.4. OPEX

El OPEX, significa gastos de explotación, hace referencia a todos los gastos continuos necesarios para mantener en marcha, en este caso, la planta de hidrógeno. Hay que tener en cuenta los gastos de electricidad, agua, alquiler de terreno, salario de personal y el mantenimiento de los equipos.

##### A. Electricidad

En el capítulo 3, se hace los cálculos de la energía eólica. Con la ayuda de la batería, los aerogeneradores producen suficiente energía para no depender de la red eléctrica. Con lo que no se necesita pagar energía eléctrica.

$$Coste_{energía\ eléctrica} = 0€$$

*Ecuación 67. Coste de electricidad*

##### B. Agua

Según el boletín oficial de la comunidad de Asturias, publicado en la página de aguas de Avilés el precio del metro cubico para uso industrial de 1,7 €/ m<sup>3</sup>. Este precio es de aquellas empresas que tienen un consumo superior de 2 1 m<sup>3</sup>/mes.

$$Coste_{agua} = 6.004,92 \frac{m^3}{año} \times 1,7 \frac{€}{m^3} = 10.208,364 \frac{€}{año}$$

*Ecuación 68. Coste de agua*

##### C. Terreno

La planta de hidrógeno es situada en Avilés, se estima que el alquiler de terrenos está 0,02 €/m<sup>2</sup> al mes, ya que se ha buscado alquileres de terrenos por la zona.

$$Coste_{alquiler} = 451.238 m^2 \times 0,02 \frac{€}{m^2 \cdot mes} \times 12 meses = 108.297,12 \frac{€}{año}$$

*Ecuación 69. Coste de terreno*

##### D. Salarios

Dentro de la planta de hidrogeno se va a pagar a 2 operarios para que se encarguen del mantenimiento y seguridad. Se le pagará un sueldo de 1500€ brutos al mes.

$$Coste_{personal} = 2 \times 1500 \frac{\text{€}}{\text{mes}} \times 12 \text{ meses} = 36.000 \text{ €}$$

Ecuación 70. Coste de personal

### E. Transporte

Se requiere que se haga una vez al día el transporte del hidrógeno entre la planta y la hidrogenara para ello se destina 12.000 € al año.

### F. Mantenimiento

Todos los equipos mencionados en el CAPEX requieren un mantenimiento, para poder estimar el coste anual de cada equipo se va a establecer un porcentaje por cada equipo según el uso y su complejidad.

- Los tanques de almacenamiento (35 bar 300 bar y 500 bar) se estima un 1%
- La planta eólica se estima un 5% puesto que los aerogeneradores requieren una inspección anual.
- Electrolizador y el dispensador se estima un 3%. El electrolizador por la complejidad del equipo y el dispensador por el uso continuado a la hora de recargar los autobuses
- Compresor se estima un 5% debido a su complejidad, ya que requiere inspecciones periódicas y si se estropea consta de diferentes equipos.

A continuación, se muestra la tabla con los porcentajes aplicados a la inversión inicial de cada equipo, mostrando el dinero destinado al año a cada elemento.

Tabla 31. Coste de mantenimiento. Fuente propia

Equipo	Porcentaje	Mantenimiento
<b>Planta eólica</b>	5%	500.000,00 €
<b>Electrolizador PEM de 5 MW</b>	5%	225.000,00 €
<b>Almacenamiento de 35bar</b>	1%	15.000,00 €
<b>Tanques de 300 bar</b>	1%	1.350,00 €
<b>Tanques de 500 bar</b>	1%	2.600,00 €
<b>Compresor</b>	3%	24.000,00 €
<b>Batería</b>	1%	5.000,00 €
<b>Dispensador</b>	3%	6.000,00 €
		778.950,00 €

Finalmente, con todos los gastos calculados en este apartado, se forma el OPEX. Se va a hacer el cálculo para un período de 15 años para ver la evolución. Primero se va a mostrar una tabla resumen de lo que sería el OPEX del año 1.

Tabla 32.OPEX año 1

	Coste
<b>Planta eólica</b>	500.000,00 €
<b>Electrolizador PEM de 5 MW</b>	225.000,00 €
<b>Almacenamiento de 35bar</b>	15.000,00 €
<b>Tanques de 300 bar</b>	1.350,00 €
<b>Tanques de 500 bar</b>	2.600,00 €
<b>Compresor</b>	24.000,00 €
<b>Batería</b>	6.000,00 €
<b>Dispensador</b>	6.000,00 €
<b>Transporte</b>	12.000,00 €
<b>Agua</b>	10.208,36 €
<b>Terreno</b>	108.297,12 €
<b>Intereses</b>	536.062,50 €
<b>Total</b>	1.482.517,98€

El OPEX de los 20 años estudio es el siguiente:

Tabla 33.OPEX durante 20 años

<b>Año 1</b>	<b>1.482.517,98 €</b>	<b>Año 11</b>	<b>946.455,48 €</b>
<b>Año 2</b>	1.439.898,56 €	<b>Año 12</b>	946.455,48 €
<b>Año 3</b>	1.395.148,17 €	<b>Año 13</b>	946.455,48 €
<b>Año 4</b>	1.348.160,26 €	<b>Año 14</b>	946.455,48 €
<b>Año 5</b>	1.298.822,95 €	<b>Año 15</b>	946.455,48 €
<b>Año 6</b>	1.247.018,78 €	<b>Año 16</b>	946.455,48 €
<b>Año 7</b>	1.192.624,40 €	<b>Año 17</b>	946.455,48 €
<b>Año 8</b>	1.135.510,30 €	<b>Año 18</b>	946.455,48 €
<b>Año 9</b>	1.075.540,49 €	<b>Año 19</b>	946.455,48 €
<b>Año 10</b>	1.012.572,19 €	<b>Año 20</b>	946.455,48 €

Se observa que, a partir del año 10, que se acaba el pago de los intereses, el coste total no varía.

## 4.5. Análisis económico

Para poder realizar el análisis económico y así ver la viabilidad del proyecto, primero es necesario calcular el flujo de caja para luego poder hacer el cálculo del VAN, TIR y PAYBACK.

### 4.5.1. Flujo de caja

#### A. Inversión inicial

Lo forma los costes del CAPEX, ya que hace referencia a la inversión de equipos que hay que realizar para comenzar el proyecto. Como se ha pedido un préstamo del 75%, aquí se tiene en cuenta el 25% restante que hay que pagar.

$$Inversión\ inicial = 0,25 \times 14.295.000\text{€} = 3.573.750\ \text{€}$$

*Ecuación 71. Inversión inicial*

#### B. Ingresos

Es el dinero que paga la acería y la flota de autobuses por suministrarle el hidrógeno verde que se genera en la planta. La cantidad de hidrógeno se ha calculado en el capítulo anterior, donde el kg de hidrogeno a la acería será 4,55 €/kg y para los autobuses 14,95 €/kg.

$$Ingresos = 80.330 \frac{kg}{año} \times 14,95 \frac{€}{kg} + 320.000 \frac{kg}{año} \times 4,55 \frac{€}{kg} = 2.656.933,5\ \text{€}$$

*Ecuación 72. Ingresos*

#### C. Coste

Los gastos corresponden al valor del OPEX del año. En este caso del año 1.

$$Costes = 1.482.517,984\text{€}$$

*Ecuación 73. Costes*

#### D. Amortización

Se refiere a la disminución de valor que adquiere la moneda o equipos a lo largo del tiempo. Se toma como valor 15% de la diferencia entre los ingresos y los costes.

$$Amortización = (2.656.933,5\text{€} - 1.482.517,984\text{€}) \times 0,15 = 117.441,52\text{€}$$

*Ecuación 74. Amortización*

#### E. Beneficios

Hace referencia a la diferencia entre los ingresos, los costes y amortización.

$$\begin{aligned} Beneficios &= Ingresos - Coste - Amortización \\ &= 2.656.933,5\text{€} - 1.482.517,984 - 117.441,52\text{€} = 1.056.973,99\text{€} \end{aligned}$$

*Ecuación 75. Beneficios*



## F. Impuestos

Como empresa, que genera hidrogeno, tiene que pagar el impuesto de sociedades, que es el 23% del beneficio.

$$\text{Impuestos} = 0,23 \times 919.279,12 \text{ €} = 1.056.973,96\text{€}$$

*Ecuación 76. Impuestos*

## G. Préstamo

Hace referencia a las cantidades anuales que hay que pagar para devolver el préstamo calculados en el punto 3. Para el año 1 sería:

$$\text{Préstamo} = 852388,42\text{€}$$

*Ecuación 77. Préstamo*

## H. Flujo de caja

El flujo de caja es el resultado de la suma de las entradas y salidas de dinero que genera una empresa.

$$\begin{aligned}\text{Flujo de caja} &= 2.656.933,5\text{€} - 1.482.517,98\text{€} - 243104,01\text{€} - 852388,42\text{€} \\ &= 78.923,07\text{€}\end{aligned}$$

*Ecuación 78. Flujo de caja*

Para el cálculo de flujo de caja actual se tiene en cuenta un tipo de interés nominal del 9%.

$$FC_i = \frac{\text{Flujo de caja}}{(1 + k_n)^t} = \frac{78.923,07}{(1 + 0,09)^1} = 72406,49\text{€}$$

El flujo de caja de los siguientes 3 años:

Tabla 34. Flujo de caja durante 3 años

	Año 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
<b>Inversion inicial</b>	3.573.750,00 €			
<b>Ingresos</b>		2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €
<b>Costes</b>		1.482.517,98 €	1.439.898,56 €	1.395.148,17 €
<b>Ingresos- Costes</b>		1.174.415,52 €	1.217.034,94 €	1.261.785,33 €
<b>Amortización</b>		117.441,55 €	182.555,24 €	189.267,80 €
<b>Beneficio (In-Cos-Depre)</b>		1.056.973,96 €	1.034.479,70 €	1.072.517,53 €
<b>Impuesto (23%)</b>		243.104,01 €	237.930,33 €	246.679,03 €
<b>Prestamo</b>		852.388,42 €	895.007,85 €	939.758,24 €
<b>Flujo de caja</b>	- 3.573.750,00 €	78.923,08 €	84.096,76 €	75.348,06 €
<b>FCI</b>		72.406,50 €	70.782,56 €	58.182,53 €
<b>Flujo de caja acumulado</b>	-3.573.750,00 €	-3.501.343,50 €	-3.430.560,94 €	- 3.372.378,42 €

Estos cálculos se han hecho para el período de estudio, que son 20 años y se encuentran en el anexo XII.

#### 4.5.2. VAN

Se trata de un indicador financiero y significa valor actual neto. Sirve para evaluar la rentabilidad de un proyecto. Si el VAN es positivo, significa que el proyecto es rentable y generará beneficios. En cambio, si el proyecto es negativo, no será rentable.

Se calcula aplicando la siguiente formula:

$$VAN = -I_0 + \sum \frac{F}{(1+r)^t} = -3.573.750 + \frac{78.923,08}{(1+0,07)^1} + \dots + \frac{1.376.079,56}{(1+0,07)^{20}}$$

$$= 1.713.706,64$$

Ecuación 79. VAN

Donde:

- $I_0$  = inversión inicial
- $F$  = flujo de caja
- $r$  = tasa de descuento
- $t$  = año

Teniendo en cuenta estos parámetros el VAN es igual a 1.713.706,64€ > 0, es un proyecto rentable con una tasa de descuento del 7%.

### 4.5.3. TIR

Es la Tasa Interna de Retorno, se calcula determinando la tase de interés que hace que el VAN sea igual cero. De esta forma se puede evaluar la rentabilidad del proyecto, Si el TIR es mayor que la tasa de descuento utilizada en el VAN significa que el proyecto es rentable.

Si VAN=0 se calcula la ecuación donde el TIR=10%

### 4.5.4. PAYBACK

Es el plazo de recuperación, hace referencia al tiempo que hace falta para recuperar la inversión inicial del proyecto. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$PAYBACK = \frac{\text{Inversion inicial}}{\text{Flujo de caja medio}} = 18\text{años}$$

Ecuación 80. PAYBACK

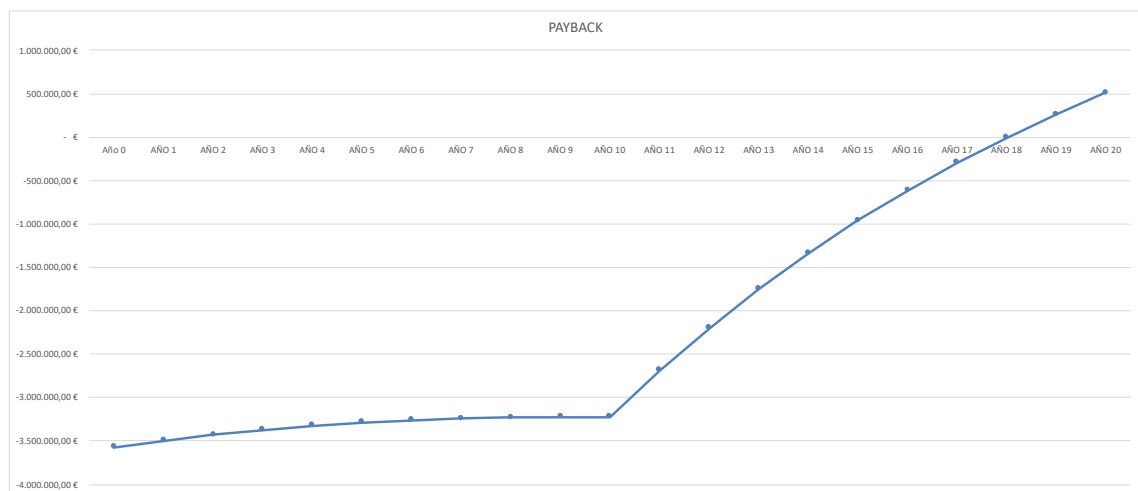


Ilustración 38. Gráfica Payback

Teniendo en cuenta los valores del flujo de caja, el coste del hidrogeno a la acería es de 4,55€ y para la flota de autobuses es de 14,95 € los indicadores financieros son los siguientes:

Tabla 35.Indicadores financieros

<b>VAN</b>	1.713.706,65€
<b>TIR</b>	10 %
<b>PAYBACK</b>	18años

## CAPITULO 5 CONCLUSION Y LINEAS FUTURAS

En este estudio se ha seleccionado la industria del acero, ya que es uno de los grandes sectores consumidores de hidrógeno. Para ello, se ha seleccionado la acería que se encuentra en Avilés, debido a su potencial eólico y su situación geográfica. Dicha acería es la idónea ya que se encontraba a las afueras del pueblo con una explanada al lado para poder dimensionar el parque de hidrógeno y los autobuses urbanos se encontraban a menos de 20 kilómetros de la planta con lo que parte de la producción se destina al repostaje de la flota de autobuses de Avilés.

Se dimensiona la planta de hidrógeno alimentada por energía eólica producida por 4 aerogeneradores, con la ayuda de una batería, se consigue que la planta sea 100% autosuficiente. El papel de la batería es fundamental, esta se recarga cuando hay picos de sobreproducción y se descarga cuando no hay suficiente viento para cubrir los 55 MWh diarios que son necesarios para cubrir la demanda de 1096,79 kg de hidrogeno diarios. Se utiliza la energía eólica para poder separar el hidrogeno y el oxígeno en un electrolizador PEM de 5 MW. Una vez hecha la electrolisis se almacenan en 4 tanques de baja presión, el 80% del hidrógeno almacenado va directamente a la acería mediante tuberías y el 20% va destinado a la flota de autobuses. Con este 20% se dimensiona una hidrogenara donde se almacena 450 kilos repartidos en 3 botellas de 300 bar y 250 kilos en botellas de 500 bar, con este método de almacenamiento de cascada se consigue que el compresor tenga un menor caudal, con ello que se más pequeño y esta hace que consuma menos energía para comprimir el gas. Finalmente, el hidrogeno llega al dispensador a 350 bares para poder llenar los 18 autobuses que forman la flota.

Del estudio económico se concluye que el precio de venta del hidrogeno para lo industria del acero es de 4,55 €/kg y 14,95€/kg para el repostaje de la flota de autobuses para conseguir un TIR del 10%. Dentro de los indicadores financieros se obtiene un VAN de 1.713.706,65€ y la inversión inicial de 3.573.750 € se recupera en 18 años.

La implantación de plantas de hidrógeno en las 21 fábricas de acero en España se presenta como una línea futura interesante y prometedora en el camino hacia una industria siderúrgica más sostenible. Aunque actualmente el precio del hidrógeno es alto, se espera que su coste se reduzca significativamente en los próximos años gracias al aumento de la producción y el desarrollo de tecnologías más eficientes y económicas. La producción de hidrógeno verde a partir de energías renovables puede ser una alternativa viable y sostenible para abastecer las necesidades energéticas de la industria del acero, reducir su impacto ambiental y cumplir con los objetivos climáticos y energéticos establecidos por la UE. En este sentido, es importante fomentar la investigación y el desarrollo de tecnologías de hidrógeno y establecer medidas de apoyo y financiación para promover su implantación en el sector industrial.

Actualmente, los precios del hidrógeno como combustible no son competitivos en comparación con los combustibles fósiles tradicionales, como la gasolina y el diésel. Esto se debe en parte a los costos asociados con la producción, almacenamiento y distribución del hidrógeno, así como a la limitada infraestructura de repostaje disponible. Se espera que para el futuro esta situación cambie, debido al aumento de la competencia en el mercado del hidrógeno, el apoyo de políticas gubernamentales y los avances en la infraestructura de repostaje, todo esto contribuirán a la disminución de los precios del hidrógeno como combustible.

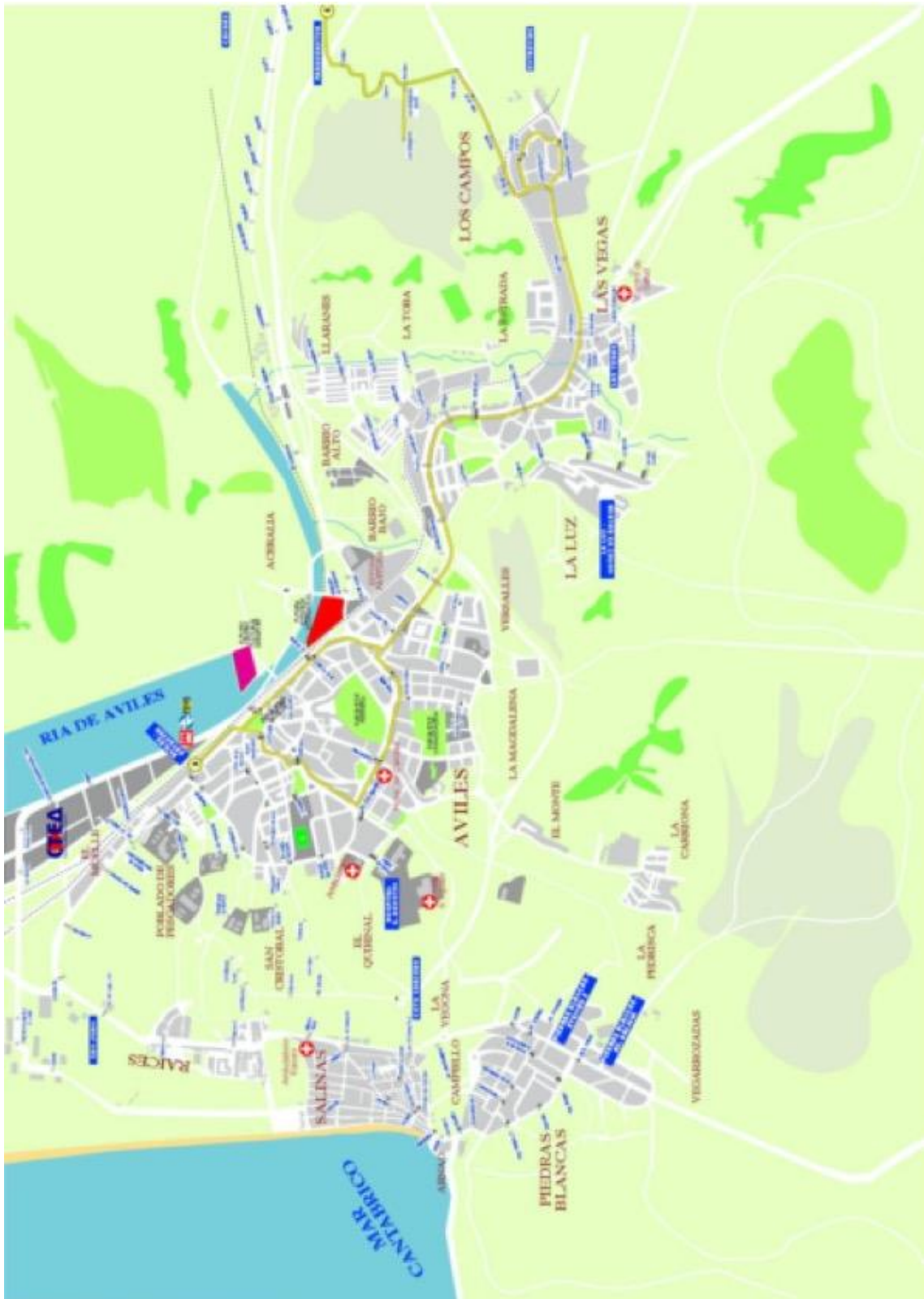
## ANEXOS

### Anexo I: Mapa de autobuses de Avilés[40]



**Anexo II: Recorrido de las líneas de la flota de autobuses[40]**



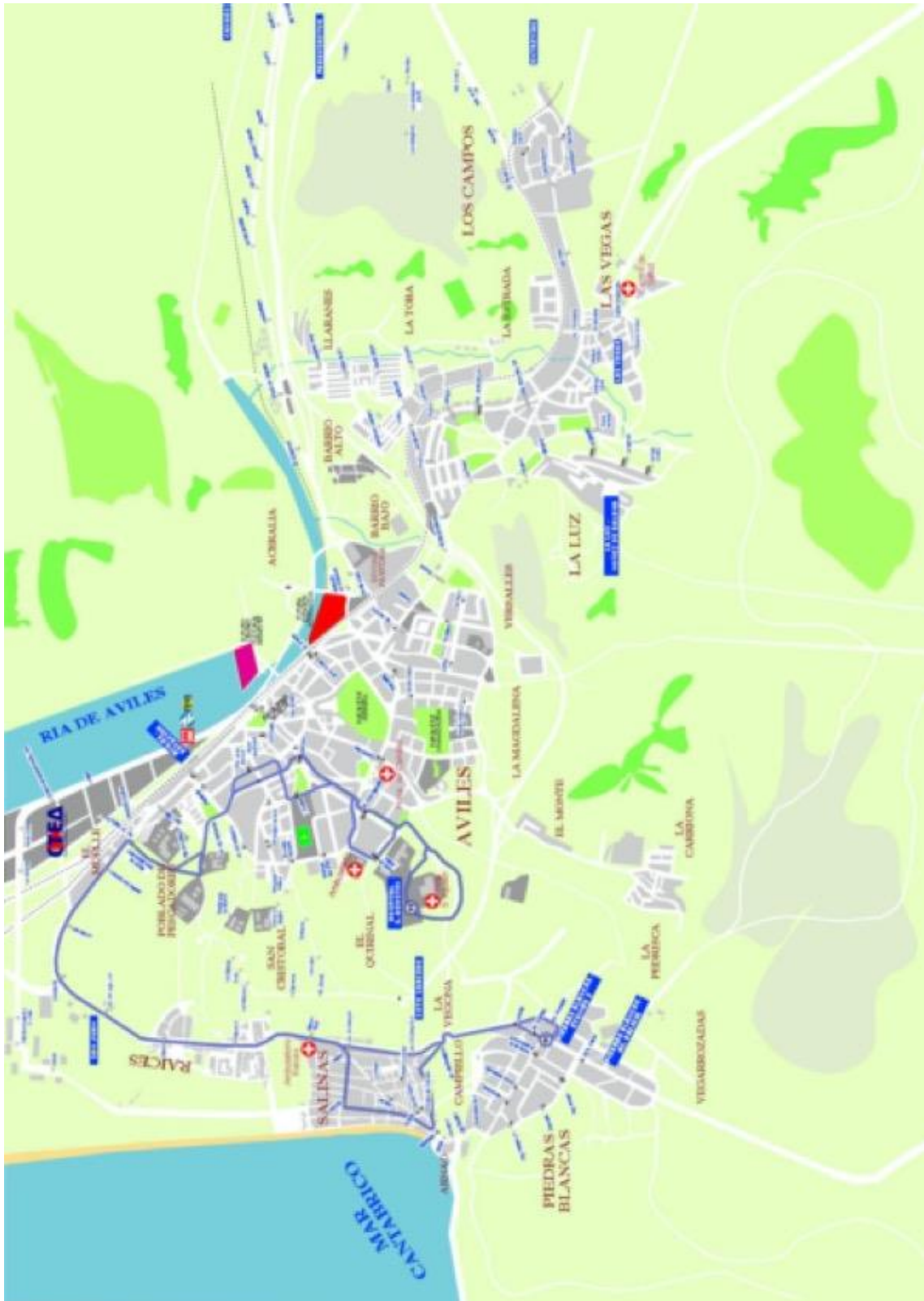


Dimensionado de la producción de una planta de hidrogeno en Avilés, Asturias  
Andrea López

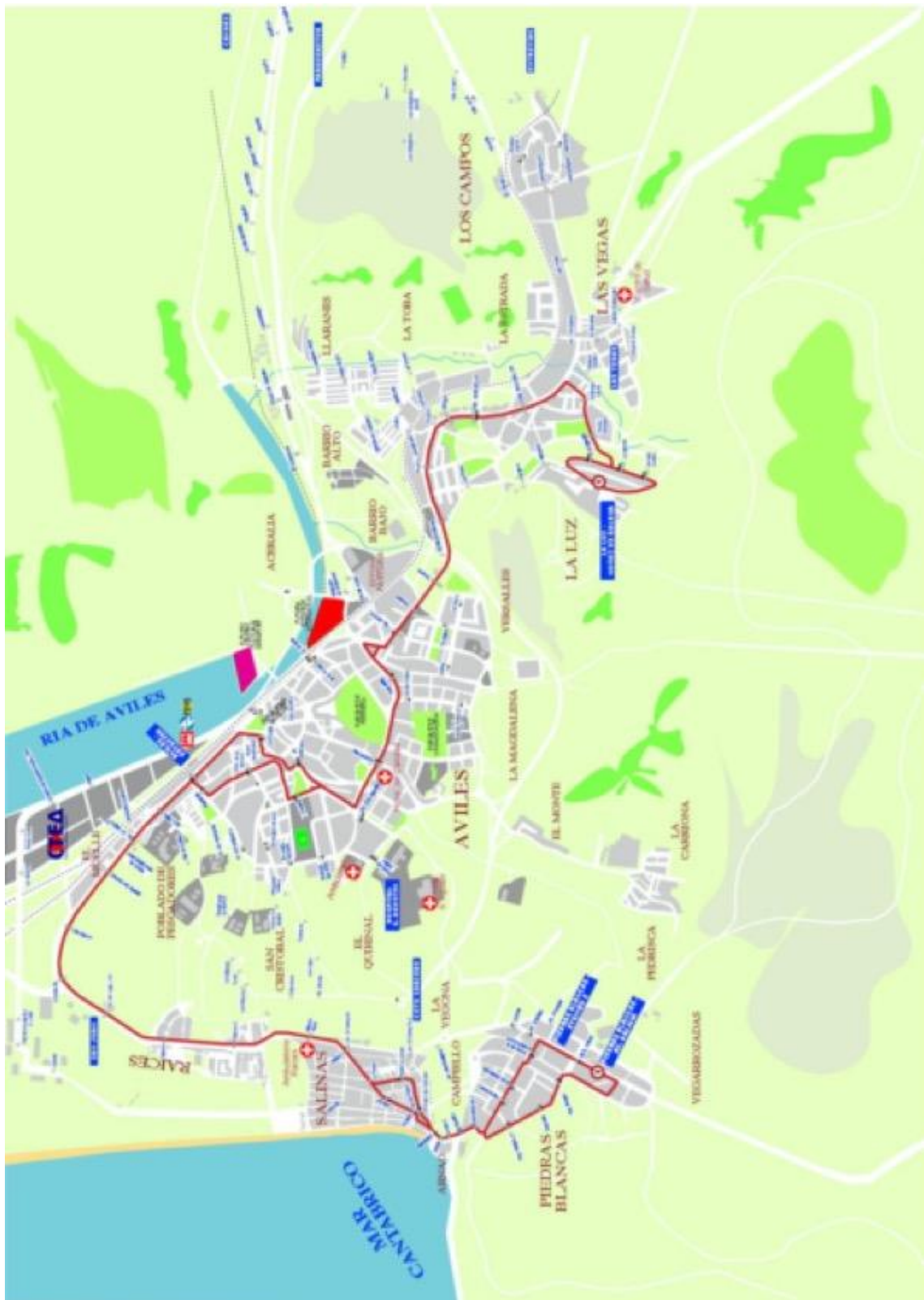








Dimensionado de la producción de una planta de hidrogeno en Avilés, Asturias  
Andrea López







## Anexo IV: Ficha técnica de las presas de La Granda y Trasona[28]

5/4/23, 16:24

eGISPE: Ficha Técnica de Presa



GOBIERNO DE ESPAÑA  
 MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO




### Ficha técnica de la Presa: GRANDA, LA

#### 1. DATOS ADMINISTRATIVOS

Nombre de la presa:	GRANDA, LA
Otro Nombre:	---
Fase vida presa:	Explotación
Titular de la presa:	ARCELORMITAL ESPAÑA, S.A.
Proyectista:	ENSIDESA
Categoría en función del riesgo potencial:	A
Aprobación de las normas de explotación:	---
Aprobación del plan de emergencia:	---
Fecha de finalización de las obras:	31-12-1956

#### 2. DATOS GEOGRÁFICOS



Río en el que se encuentra la presa:	---
Municipio:	Gozón
Cuenca hidrográfica:	CANTABRICO OCCIDENTAL
Provincia:	Asturias
Coordenadas UTM 30 - ETRS 89:	268.969,000 - 4.826.919,000

#### 3. USOS DEL EMBALSE

Usuarios:	---
Tipos:	Industrial

#### 4. DATOS HIDROLÓGICOS

Superficie de la cuenca hidrográfica (km²):	---
Aportación media anual (hm³):	---
Precipitación media anual (mm):	---
Caudal punta avenida de proyecto (m³/s):	---

#### 5. DATOS DEL EMBALSE

Superficie del embalse a NMN (ha):	62,500
Capacidad a NMN (hm³):	3,208
Cota del NMN (m):	---

#### 6. DATOS DE LA PRESA

Tipo de presa:	Tierras (homogénea)
Cota coronación (m):	31,700
Altura desde cimientos (m):	23,000
Longitud de coronación (m):	---
Cota cimentación (m):	8,700
Cota del cauce en la presa (m):	---
Volumen del cuerpo presa (1000 m³):	---

#### 7. DATOS DEL ALIVIADERO

Número total de aliviaderos en la presa:	1
Regulación:	No, labio fijo
Capacidad a NAE (m³/s):	---

#### 8. DATOS DEL DESAGÜE


Número total de desagües en la presa:	1
Capacidad (m³/s):	3,450


#### 9. FOTOGRAFÍAS

📷 Imagen no disponible

#### 10. PLANOS

📷 Imagen no disponible






### Ficha técnica de la Presa: TRASONA

#### 1. DATOS ADMINISTRATIVOS

Nombre de la presa:	TRASONA
Otro Nombre:	---
Fase vida presa:	Explotación
Titular de la presa:	ARCELORMITAL ESPAÑA, S.A.
Proyectista:	ENSIDESA
Categoría en función del riesgo potencial:	A
Aprobación de las normas de explotación:	---
Aprobación del plan de emergencia:	---
Fecha de finalización de las obras:	31-12-1957

#### 2. DATOS GEOGRÁFICOS



Río en el que se encuentra la presa:	ALBARES
Municipio:	Corvera de Asturias
Cuenca hidrográfica:	CANTABRICO OCCIDENTAL
Provincia:	Asturias
Coordenadas UTM 30 - ETRS 89:	267.396,000 - 4.825.455,000

#### 3. USOS DEL EMBALSE

Usuarios:	---, ---, ---
Tipos:	Abastecimiento, Ganadero, Defensa frente avenidas

#### 4. DATOS HIDROLÓGICOS

Superficie de la cuenca hidrográfica (km <sup>2</sup> ):	---
Aportación media anual (hm <sup>3</sup> ):	---
Precipitación media anual (mm):	---
Caudal punta avenida de proyecto (m <sup>3</sup> /s):	---

#### 5. DATOS DEL EMBALSE

Superficie del embalse a NMN (ha):	61,000
Capacidad a NMN (hm <sup>3</sup> ):	4,100
Cota del NMN (m):	---

#### 6. DATOS DE LA PRESA

Tipo de presa:	Gravedad (hormigón vibrado)
Cota coronación (m):	26,180
Altura desde cimientos (m):	16,000
Longitud de coronación (m):	---
Cota cimentación (m):	10,180
Cota del cauce en la presa (m):	---
Volumen del cuerpo presa (1000 m <sup>3</sup> ):	---

#### 7. DATOS DEL ALIVIADERO

Número total de aliviaderos en la presa:	1
Regulación:	Compuertas
Capacidad a NAE (m <sup>3</sup> /s):	---

#### 8. DATOS DEL DESAGÜE

Número total de desagües en la presa:	1
Capacidad (m <sup>3</sup> /s):	8,000

#### 9. FOTOGRAFÍAS

📷 Imagen no disponible

#### 10. PLANOS

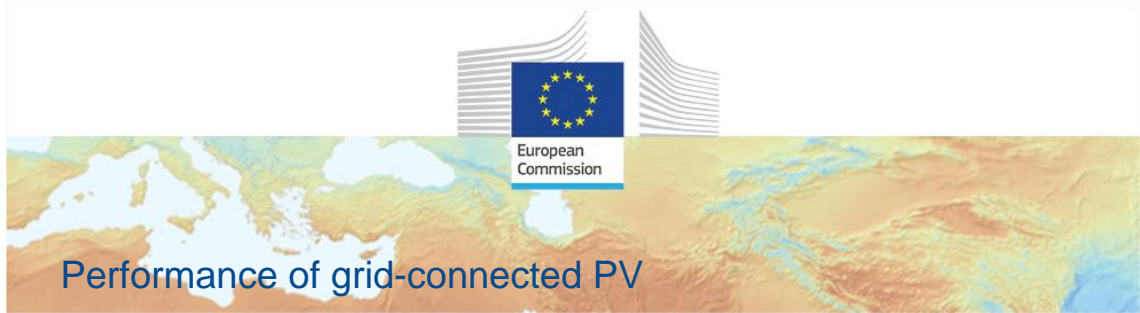
📷 Imagen no disponible

**Anexo V: Ficha técnica del electrolizador de 4MW del fabricante H2B2[29]**



 	
<b>Main Characteristics</b>	
<b>EL800N</b>	
Electrolysis Type	PEM (Proton exchange membrane, caustic free)
Number of Cell Stacks	4
<b>Hydrogen Gas Production</b>	
Max. Nominal Hydrogen Flow	800 Nm <sup>3</sup> /h (1,726 kg/day)
Hydrogen Flow Range	10 -100%
Operating Pressure	15 - 40 barg (217-580 psig)
Hydrogen Purity (before Gas Purification)	> 99.9% ; < 25 ppm O <sub>2</sub> ; H <sub>2</sub> O saturated
Hydrogen Purity (after Gas Purification)	99.999%; < 5 ppm O <sub>2</sub> ; < 5 ppm H <sub>2</sub> O
<b>Electrical Requirements</b>	
Voltage	3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N)
Frequency	50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3%
Power (BoP + Stack)	4,130 kW
Stack Consumption (*)	4.7 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
AC Power Consumption (BoP + Stack) (*)	5.1 kWh/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
<b>Feed Water - Demi Water (optional Water Treatment Plant is not included)</b>	
Consumption	< 1 L/Nm <sup>3</sup> H <sub>2</sub>
Conductivity	> 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb
Pressure	2-3 barg (29-43 psig)
Temperature	+5 °C to +40 °C (+41 °F to +104 °F)
<b>Control System</b>	
PLC	Fully automated and unattended with 15" color touch screen
Communication	Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port)
<b>Environmental Conditions</b>	
Ambient Temperature Range	+5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F)
Humidity	0 to + 95% (non-condensing)
Air Ventilation	Available from a non-hazardous area
Installation Area	Indoor/Outdoor
<b>Dimensions and weight</b>	
Dimensions (LxWxH)	2 x [40 ft container (12.0m x 2.4m x 2.9m) (39.4ft x 7.9ft x 9.5ft)]
Approx. Weight	48,000 kg (99,207 lb)
<b>Standards &amp; Regulations</b>	
Compliance	CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2016 & NFPA 70
<b>Other Characteristics</b>	
Duty Cycle	100% (24/7)
Start-up Time (from Stand-by)	< 1 sec
Cold Start Time	< 5 min
Nitrogen System	For each purge, consumption is <0.2 kg at 3 barg (to be supplied by the customer)
Instrumentation Air System	Consumption 7 Nm <sup>3</sup> /h at 10 barg (to be supplied by the customer)
(*) Electrical consumption at maximum current density and operating pressure at the stack; this is reduced if those are not required.	
<b>Included</b>	
<b>Additional Options</b>	
Hydrogen Cooling System	Oxygen Processing System
Emergency Shutdown System	Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011)
Overpressure Relief System	Water Treatment System
Redundancy on Critical Safety Parameters	Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp)
Uninterruptible Power Supply (UPS)	Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H <sub>2</sub> O & O <sub>2</sub> Sensors)
Heat Management (No Cooling Water is Needed)	Instrumentation Air System
Virtual Private Network (VPN) connection	Nitrogen System
	Heat Recovery System
	Medium Voltage Connection

### Anexo VI: Cálculo de energía fotovoltaica con PVGIS[30]



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

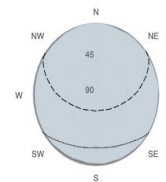
**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 43.555,-5.922  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 28500 kWp  
 System loss: 14 %

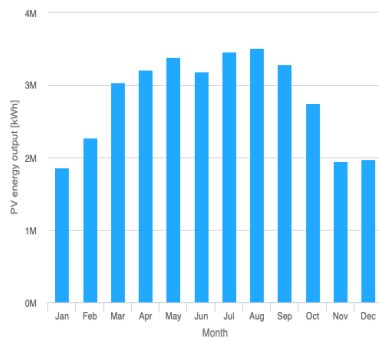
**Simulation outputs**

Slope angle: 37 (opt) °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 33890851.85 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1521.26 kWh/m²  
 Year-to-year variability: 852248.46 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.83 %  
 Spectral effects: 1.37 %  
 Temperature and low irradiance: -7.72 %  
 Total loss: -21.83 %

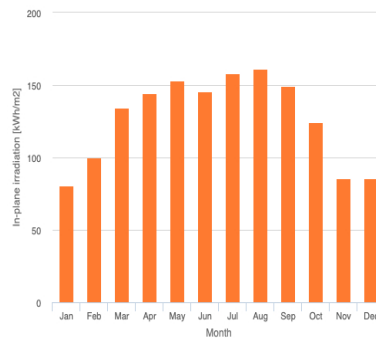
**Outline of horizon at chosen location:**



**Monthly energy output from fix-angle PV system:**



**Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:**



**Monthly PV energy and solar irradiation**

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	1863002.7	232263.9	
February	2274025.8	493127.9	
March	3032063.4	484682.9	
April	3211097.4	420447.4	
May	3392559.2	390840.0	
June	3190587.5	311189.7	
July	3456381.5	274960.0	
August	3516568.1	339732.2	
September	3287602.0	239504.4	
October	2750794.2	233817.6	
November	1945228.3	358285.1	
December	1970948.5	320082.3	

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].  
 H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].  
 SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by individual errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

For more information, please visit [https://ec.europa.eu/info/legal-notice\\_en](https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en)

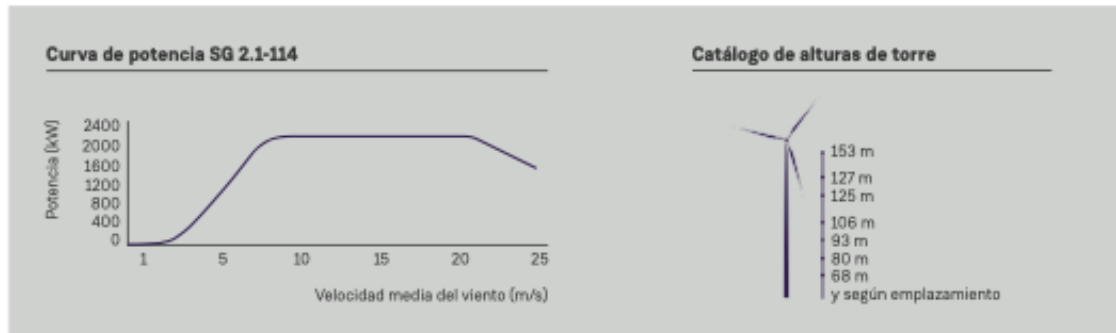


PVGIS ©European Union, 2001-2023.  
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2023/05/08



## Anexo VII: Ficha técnica del aerogenerador de 2,1 MW[32]



### Un referente en su segmento

Con un rotor de 114 metros, diferentes opciones de torre (desde 68 hasta 153 metros) y una potencia nominal de 2.1 MW, el aerogenerador SG 2.1-114 <sup>(1)</sup> constituye una de las propuestas de producto de la plataforma Siemens Gamesa 2.X.

Este modelo es un referente por su baja densidad de potencia, lo que permite obtener la máxima rentabilidad en emplazamientos de vientos bajos y medios. Así lo acredita una sólida presencia, con más de 7.000 MW instalados en todo el mundo, y una significativa cartera de pedidos.

Adicionalmente dispone de soluciones optimizadas para localizaciones en Clase S que permiten su adaptación a las condiciones medioambientales de mercados como India, China y Brasil.

### Mínima densidad de potencia, máxima rentabilidad

Con una pala de 56 metros de longitud y perfiles aerodinámicos desarrollados con tecnologías de última generación, SG 2.1-114 garantiza la máxima producción de energía junto con niveles de emisión de ruido reducidos gracias a la tecnología de bordes serrados DinoTails® Next Generation.

Asimismo mediante la aplicación de tecnologías exhaustivamente validadas y certificadas en la plataforma Siemens Gamesa 2.X, esta turbina reduce de forma significativa el Coste de Energía.

### Versatilidad y amplia experiencia

Con más de 62 GW instalados en el segmento de 2.0-2.9 MW y niveles de disponibilidad superiores al 98%, Siemens Gamesa 2.X destaca por su versatilidad y máximo rendimiento en todo tipo de emplazamientos y condiciones de viento. Su catálogo de rotores y de alturas de torre (63-153 metros), así como diferentes opciones ambientales conforman una excelente propuesta para extraer la máxima energía del viento con la mayor eficiencia.

<sup>(1)</sup> Modelo comercializado como SG 2.0-114 en ciertos mercados.

## Especificaciones técnicas

Datos generales	
Potencia nominal	2.1 MW
Clase de viento	IEC IIA/IIIA/S
Control	Pitch y velocidad variable
Temperatura operativa estándar	Rango desde -20°C hasta 40°C <sup>(2)</sup>
Rotor	
Diámetro	114 m
Área de barrido	10.207 m <sup>2</sup>
Densidad de potencia	205,74 W/m <sup>2</sup>
Palas	
Longitud	56 m
Perfil	Siemens Gamesa
Material	Fibra de vidrio reforzada con resina de epoxi o poliéster
Torre	
Tipo	Diferentes tecnologías disponibles
Altura	80, 93, 106, 125, 127, 153 m y según emplazamiento
Multiplicadora	
Tipo	3 etapas
Generador	
Tipo	Doblemente alimentado
Tensión	690 V AC
Frecuencia	50 Hz/60 Hz
Clase de protección	IP 54
Factor de potencia	0,95 CAP-0,95 IND en todo el rango de potencias <sup>(3)</sup>

<sup>(2)</sup> Diferentes versiones y kits opcionales para adaptar la máquina a altas o bajas temperaturas y ambientes salino y polvoriento.

<sup>(3)</sup> Factor de potencia en bornas de salida del generador en el lado de baja tensión antes de la entrada del transformador.

**Anexo VIII: Ficha técnica de la batería de Sungrow[33]**



**SD1250HV**  
 DC/DC Converter

**HIGH YIELD**

- Max efficiency 99%
- Wide DC input voltage range, flexible for battery configuration
- Modular design, compatible with rack level battery management

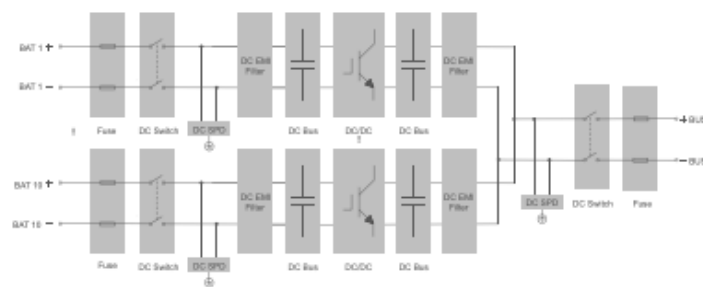
**SMART O&M**

- High protection degree (IP65/NEMA 4X, C5)
- Compact design and light weight for easy installation

**FLEXIBLE APPLICATION**

- Bidirectional buck-boost design for better voltage matching
- Compatible with 1500V battery system
- MPPT function integrated, compatible with DC microgrid applications

**CIRCUIT DIAGRAM**



EUROPE © 2021 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.1

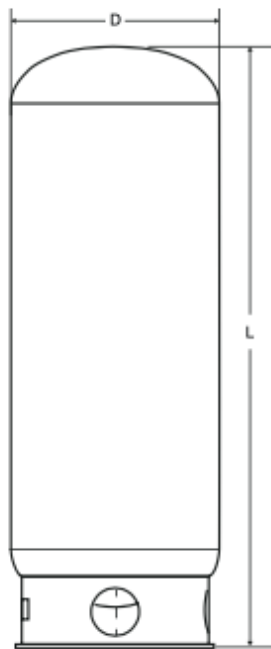


Type Designation	SD1250HV
<b>Power Rating</b>	
Nominal power	1250 kW
Max. power	1690 kW
<b>Battery Side</b>	
Max. DC voltage	1500 V
DC operating voltage range	0 – 1500 V
Max. DC current	10 * 140 A
<b>BUS Side</b>	
Max. DC voltage	1500 V
DC operating voltage range	500 – 1500 V
Max. DC current	1400 A
<b>Efficiency</b>	
Max efficiency	99.0%
<b>Protection</b>	
Reverse polarity protection	Yes
Surge protection	Type II
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	2140*2150*816 mm 84.3"*84.6"*32.1"
Weight	1200 kg 2645.5 lbs
Degree of protection	IP65 NEMA 4X
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C -22 to 140 °F
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature-controlled forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth + APP
Communication	RS485, Ethernet, CAN
Compliance	CE, IEC62477-1, IEC 62109-1, UL 1741

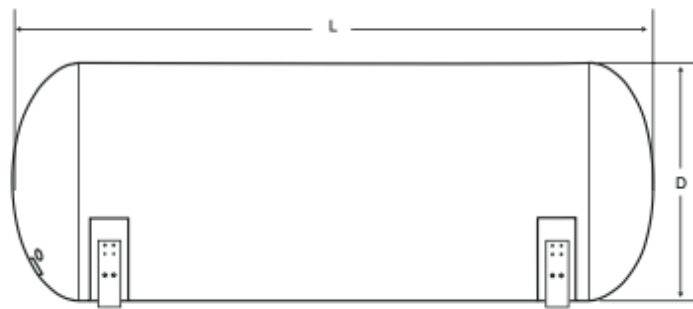
**Anexo IX: Ficha técnica del tanque de baja presión de la Lapesa[34]**

**H<sub>2</sub> DEPÓSITOS PARA ALMACENAMIENTO DE H<sub>2</sub>A PRESIÓN**

**lapesa** | Almacenamiento de **HIDRÓGENO GAS**



*Depósitos de diseño y fabricación específica para HIDRÓGENO GAS comprimido, destinados a estaciones de suministro de hidrógeno o uso industrial.*



**MODELOS Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES**

MODELOS HORIZONTALES	LH 10H	LH 25H	LH 50H	LH 100H	LH 145H	LH 200H
Volumen nominal (m <sup>3</sup> )	10	25	50	100	145	200
Diámetro exterior D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Longitud total L (mm)	5.950	7.350	11.550	15.350	21.850	22.300
Peso en vacío (Ton)	3,5	8,9	18,2	34,7	48,3	66,8
Peso contenido de H <sub>2</sub> (kg) <sup>1</sup>	36	90	180	360	522	720

MODELOS VERTICALES	LH 10V	LH 25V	LH 50V	LH 100V	LH 145V	LH 200V
Volumen nominal (m <sup>3</sup> )	10	25	50	100	145	200
Diámetro exterior D (mm)	1.500	2.200	2.450	3.000	3.000	3.500
Altura total L (mm)	6.300	7.850	12.000	15.850	22.350	22.800
Peso en vacío (Ton)	3,7	10,1	19,2	36	49,6	69
Peso contenido de H <sub>2</sub> (kg) <sup>1</sup>	36	90	180	360	522	720

(1) Peso del gas a 40 bar y 0°C.

Dimensionado de la producción de una planta de hidrogeno en Avilés, Asturias  
 Andrea López

## Anexo X: Ficha técnica del autobús e-ATA 12 Hydrogen de Karsa.[35]

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
<b>TIPO DE VEHICULO</b>	Autobús eléctrico de piso bajo, categoría M3, clase L, LHD
<b>SISTEMA DE TRACCION</b>	Motor eléctrico en los cubos
<b>TIPO DE PROPULSION</b>	250
<b>Potencia máxima (kW)</b>	
<b>RENDIMIENTO Y SISTEMA ELÉCTRICO</b>	
<b>Autonomía (km)</b>	500+
<b>Velocidad (km/h)</b>	80
<b>Batería de alta tensión (Tipo - Capacidad)</b>	LTO - 30 kWh
<b>Potencia de la pila de combustible (kW)</b>	70
<b>Volumen del depósito de hidrogeno (l)</b>	1,560
<b>CARROCERIA Y SISTEMA DE SUSPENSION</b>	
<b>Tipo de carrocería</b>	Acero al carbono, Estructura de marcos de tubo de acero
<b>Resistencia a la corrosión</b>	Catódica y revestimiento de los bajos
<b>Eje delantero</b>	Independiente
<b>Eje trasero</b>	Eje de pánico eléctrico
<b>Disposición de las puertas</b>	Opciones de 2 o 3 puertas
<b>Neumáticos</b>	275/70 R22.5
<b>Suspensión</b>	Suspensión neumática, muelle eléctrico, función de amortiguamiento
<b>Sistema de frenos</b>	ABS, ASR, EBS, Sistema de frenado regenerativo
<b>PESO Y DIMENSIONES</b>	
<b>Peso bruto del vehículo (kg)</b>	19,000 (19,500 opcional)
<b>Longitud total (mm)</b>	12,220
<b>Anchura total (mm)</b>	2,550
<b>Altura total (mm)</b>	3,325
<b>CAPACIDAD DE ASIENTOS Y PASAJEROS</b>	
<b>Capacidad máxima asientos<sup>1</sup></b>	40 Asientos
<b>Capacidad total de pasajeros<sup>2</sup></b>	+195

<sup>1</sup> En condiciones reales. La autonomía puede variar según el perfil de conducción.  
<sup>2</sup> Puede cambiar con la disposición de las puertas y de los asientos.  
 Puede cambiar con la capacidad de la batería, la disposición de los asientos, la disposición de las puertas, el GVW y el valor técnico del eje bruto en función del país de matriculación.

CARACTERÍSTICAS	
<b>ESTILO</b>	
<b>Diseño exterior</b>	
<b>Luces LED delanteras y traseras</b>	5
<b>Luces diurnas LED</b>	5
<b>Faro antiniebla delantero</b>	5
<b>Luces de giro</b>	0
<b>Tercera luz de freno<sup>3</sup></b>	0
<b>Espejos eléctricos y calefactados</b>	5
<b>Cámaras en los espejos</b>	0
<b>Cristales laterales tintados de color claro</b>	5
<b>4 ventanillas laterales</b>	0
<b>Ventanas de doble cristal<sup>4</sup></b>	0
<b>Parabrisas calefactado</b>	5
<b>Ventana deslizable calefactada para el conductor</b>	5
<b>Señales de destino LED monocolor (delanteras + laterales + traseras)</b>	5
<b>Señales de destino LED monocolor (delanteras + laterales + traseras)</b>	5
<b>Señales de destino LED monocolor (delanteras + laterales + traseras)</b>	0
<b>Ruedas de acero delanteras y traseras de 22.5</b>	5
<b>Tapas de rueda</b>	5
<b>Catódica y revestimiento de los bajos</b>	5
<b>Gancho de remolque delantero y trasero</b>	5
<b>Soporte para banderas</b>	0
<b>Color de la carrocería: Blanco</b>	5
<b>Color especial de la carrocería</b>	0
<b>Diseño interior</b>	
<b>Cubierta de suelo de PVC antideslizante</b>	5
<b>Tubos del pasamanos, acero inoxidable</b>	5
<b>Además</b>	0
<b>Señales de Stop + Reloj Digital + Indicador de Temperatura</b>	5
<b>Martillo de emergencia con cable de anclaje</b>	5
<b>Lavero</b>	0
<b>TECNOLOGIA</b>	
<b>Compartimento del conductor</b>	
<b>Cruiser digital completo</b>	5
<b>Sensores de aparcamiento traseros</b>	0
<b>Sistema de monitorización de presión de neumáticos<sup>5</sup></b>	0
<b>Preparación del validador de billetes</b>	0
<b>Preparación del tacógrafo</b>	0
<b>Tacógrafo inteligente</b>	0
<b>Portavasos</b>	5
<b>Parchero para el abrigo</b>	5
<b>Sistema telemático</b>	0
<b>Enchufe FMS</b>	5
<b>Compartimento de pasajeros</b>	
<b>Sistema de recuento de pasajeros</b>	0
<b>Sistema de información al pasajero</b>	0
<b>Infraestructura Wi-Fi</b>	0

<b>Sistemas de audio y vídeo</b>	
<b>Reproductor MP3 + USB + Aux</b>	0
<b>Sistema de anuncios para la zona de pasajeros</b>	0
<b>Altavoces exteriores<sup>6</sup></b>	0
<b>Cámara trasera</b>	0
<b>Pantalla LCD fija de 19 pulgadas montada en el techo</b>	0
<b>COMODIDAD</b>	
<b>Refrigeración y calefacción</b>	
<b>A/C del pasajero con función de calefacción</b>	5
<b>A/C del pasajero con función CO2 &amp; función de calefacción</b>	0
<b>Aire acondicionado para el conductor con función de calefacción</b>	5
<b>Calefactores de pared lateral para pasajeros</b>	5
<b>Precaudenciador</b>	0
<b>Preacondicionamiento del vehículo<sup>7</sup></b>	0
<b>Compartimento del conductor</b>	
<b>Asiento del conductor neumático de 8 posiciones con cinturón de seguridad de 3 puntos (ISFI)</b>	5
<b>Asiento del conductor con función de calefacción</b>	0
<b>Cabina aislada</b>	5
<b>Cabina del conductor separada con cristal alto</b>	0
<b>Vista eléctrica delantera (conductor)</b>	5
<b>Vista eléctrica de ventana lateral (conductor)</b>	5
<b>Alcoholímetro<sup>8</sup></b>	0
<b>Área de pasajeros</b>	
<b>Asientos de plástico para pasajeros</b>	5
<b>Asientos de pasajeros de plástico con tapicería</b>	0
<b>Tétem de respaldo y señalizaciones de sillas de ruedas</b>	5
<b>Rampa de acceso manual para sillas de ruedas</b>	5
<b>Rampa de acceso eléctrica para sillas de ruedas<sup>9</sup></b>	5
<b>USB en paredes laterales</b>	5
<b>Sistema anti atrapamiento de puertas delantera</b>	5
<b>Botón de apertura de la puerta (exterior) (para el pasajero)<sup>10</sup></b>	0
<b>Botón de apertura de la puerta (interior) (para el pasajero)<sup>10</sup></b>	0
<b>Retrorvisores interiores de las puertas laterales traseras</b>	0
<b>Zona de equipaje de mano</b>	0
<b>SEGURIDAD</b>	
<b>ADAS - Sistema avanzado de asistencia a la conducción - Mobileye</b>	0
<b>ESP - Programa Electrónico de Estabilidad</b>	0
<b>AVAS - Sistema de alerta acústica para vehículos</b>	5
<b>EBS - Sistema Electrónico de Frenado</b>	5
<b>ABS - Sistema de antibloqueo de frenos</b>	5
<b>ASR - Sistema antideslizante</b>	5
<b>RBS - Sistema de frenado regenerativo</b>	5
<b>HSA - Ayuda al arranque en pendiente</b>	5
<b>Barra antivuelco delantera</b>	5
<b>Barra antivuelco trasera</b>	5
<b>Sistema de detección de incendios</b>	5
<b>Clixon de marcha atrás</b>	5
<b>Botiquín de primeros auxilios - Cruz Roja</b>	5

<sup>3</sup> S. Estándar  
<sup>4</sup> O. Opción  
<sup>5</sup> Se puede ofrecer como opción durante el proceso de licitación

**Anexo XI: Ficha técnica del compresor[37]**

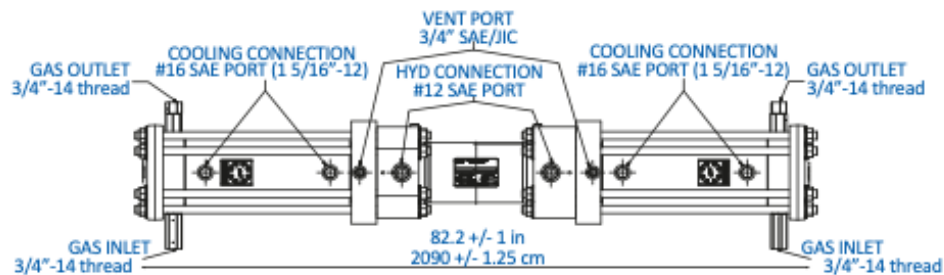
**Performance Table**

Model	Performance			Typical Performance Cycle (speeds between 15 and 22 cycles/min)					
	Min. Inlet	Max Outlet	Recommended	Inlet	Outlet	Flow	Inlet	Outlet	Flow
	psi (bar)	psi (bar)	Max Cr	psi (bar)	psi (bar)	scfm (m³/hr)	psi (bar)	psi (bar)	scfm (m³/hr)
HGD-150	50 (3.45)	4500 (312)	6:1	200 (14)	1000 (70)	100 (170)	800 (55)	3200 (221)	310 (487)
HGD-90	50 (3.45)	10,000 (690)	6:1	500 (35)	2900 (200)	87 (148)	1400 (97)	6400 (441)	189 (297)
HGD-63	100 (6.9)	15000 (1034)	6:1	3350 (231)	12700 (876)	205 (348)	6000 (413)	13050 (900)	400 (680)
HGT-150/90	50 (3.45)	10,000 (690)	36:1	130 (9)	4700 (324)	30 (51)	290 (20)	7500 (517)	61 (103)
HGT-150/63	50 (3.45)	15000 (1034)	36:1	290 (20)	6500 (448)	59 (100)	400 (28)	10000 (690)	80 (136)
HGT-90/63	50 (3.45)	15000 (1034)	36:1	700 (48)	12700 (876)	51 (87)	1200 (82)	13050 (900)	88 (150)

For detailed hydraulic drive requirements and cooling requirements please contact Haskel

**Dimensions and Connections**

Model	Connections				
	Hydraulic Inlet & Outlet Connections	Gas Inlet Connection	Gas Outlet Connection	Cooling Fluid Connections	Nominal weight – Lbs (kgs)
All Models	#12 SAE	3/4"-14 thread NPSM	3/4"-14 thread NPSM	#16 SAE	1200 (545)



**Model Number Configuration**

Ratio	Double Acting	Two Stage
HGD	-150	
HGD	-90	
HGD	-63	
HGT		-150/90
HGT		-150/63
HGT		-90/63

**H G T - 1 5 0 / 6 3**

**Type**  
 HGD = Double Acting, Single Stage  
 HGT = Two Stage

**Ratio**  
 -XX = Dbl. acting,  
 -XX/XX = Two Stage Switch

**Proximity Switch** - Explosion Proof Switch available as separate.  
 2 are required per booster.

## Anexo XII: Flujo de caja de 20 años.

	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
Inversión inicial	3.573.750,00 €					
Ingresos		2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €
Costes		1.482.517,98 €	1.439.898,56 €	1.395.148,17 €	1.348.160,26 €	1.298.822,95 €
Ingresos- Costes		1.174.415,52 €	1.217.034,94 €	1.261.785,33 €	1.308.773,24 €	1.358.110,55 €
Amortización		117.441,55 €	182.555,24 €	189.267,80 €	196.315,99 €	203.716,58 €
Beneficio (In-Cos-Depre)		1.056.973,96 €	1.034.479,70 €	1.072.517,53 €	1.112.457,26 €	1.154.393,97 €
Impuesto (23%)		243.104,01 €	237.930,33 €	246.679,03 €	255.865,17 €	265.510,61 €
Prestamo		852.388,42 €	895.007,85 €	939.758,24 €	986.746,15 €	1.036.083,46 €
Flujo de caja	- 3.573.750,00 €	78.923,08 €	84.096,76 €	75.348,06 €	66.161,92 €	56.516,48 €
FCl		72.406,50 €	70.782,56 €	58.182,53 €	46.870,77 €	36.731,83 €
Flujo de caja acumulado	- 3.573.750,00 €	- 3.501.343,50 €	- 3.430.560,94 €	- 3.372.378,42 €	- 3.325.507,64 €	- 3.288.775,81 €

AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11
2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €
1.247.018,78 €	1.192.624,40 €	1.135.510,30 €	1.075.540,49 €	1.012.572,19 €	946.455,48 €
1.409.914,72 €	1.464.309,10 €	1.521.423,20 €	1.581.393,01 €	1.644.361,31 €	1.710.478,02 €
211.487,21 €	219.646,37 €	228.213,48 €	237.208,95 €	246.654,20 €	256.571,70 €
1.198.427,51 €	1.244.662,74 €	1.293.209,72 €	1.344.184,06 €	1.397.707,11 €	1.453.906,31 €
275.638,33 €	286.272,43 €	297.438,24 €	309.162,33 €	321.472,64 €	334.398,45 €
1.087.887,63 €	1.142.282,01 €	1.199.396,11 €	1.259.365,92 €	1.322.334,21 €	
46.388,76 €	35.754,66 €	24.588,86 €	12.864,76 €	554,46 €	1.376.079,56 €
27.660,10 €	19.559,02 €	12.340,32 €	5.923,29 €	234,21 €	533.276,04 €
- 3.261.115,70 €	- 3.241.556,68 €	- 3.229.216,36 €	- 3.223.293,07 €	- 3.223.058,86 €	- 2.689.782,83 €

AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17
2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €
946.455,48 €	946.455,48 €	946.455,48 €	946.455,48 €	946.455,48 €	946.455,48 €
1.710.478,02 €	1.710.478,02 €	1.710.478,02 €	1.710.478,02 €	1.710.478,02 €	1.710.478,02 €
256.571,70 €	256.571,70 €	256.571,70 €	256.571,70 €	256.571,70 €	256.571,70 €
1.453.906,31 €	1.453.906,31 €	1.453.906,31 €	1.453.906,31 €	1.453.906,31 €	1.453.906,31 €
334.398,45 €	334.398,45 €	334.398,45 €	334.398,45 €	334.398,45 €	334.398,45 €
1.376.079,56 €	1.376.079,56 €	1.376.079,56 €	1.376.079,56 €	1.376.079,56 €	1.376.079,56 €
489.244,07 €	448.847,77 €	411.786,95 €	377.786,19 €	346.592,83 €	317.975,08 €
- 2.200.538,76 €	- 1.751.690,99 €	- 1.339.904,04 €	- 962.117,85 €	- 615.525,02 €	- 297.549,94 €

AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
2.656.933,50 €	2.656.933,50 €	2.656.933,50 €
946.455,48 €	946.455,48 €	946.455,48 €
1.710.478,02 €	1.710.478,02 €	1.710.478,02 €
256.571,70 €	256.571,70 €	256.571,70 €
1.453.906,31 €	1.453.906,31 €	1.453.906,31 €
334.398,45 €	334.398,45 €	334.398,45 €
1.376.079,56 €	1.376.079,56 €	1.376.079,56 €
291.720,25 €	267.633,26 €	245.535,10 €
- 5.829,69 €	261.803,57 €	507.338,67 €

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. O. B. Ballesteros y G. E. L. Aristizabal, «Gases de efecto invernadero y el cambio climático».
- [2] «El Protocolo de Kioto». <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/protocolo-kioto.aspx> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [3] «11a01s.pdf». Accedido: 10 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/resource/docs/2009/cop15/spa/11a01s.pdf>
- [4] «Acuerdo de París sobre el Cambio Climático», 3 de febrero de 2023. <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/climate-change/paris-agreement/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [5] M. Á. M. Rodríguez y A. E. Rodríguez, «Los resultados de la Cumbre Climática de Marrakech: antecedentes y perspectivas», n.º 13.
- [6] «lts\_es\_es.pdf». Accedido: 10 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts\\_es\\_es.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_es_es.pdf)
- [7] «hoja\_de\_ruta\_del\_hidrogeno.pdf». Accedido: 10 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja\\_de\\_ruta\\_del\\_hidrogeno.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf)
- [8] «Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030». <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [9] «PDF.pdf». Accedido: 10 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=DA>
- [10] «BOE.es - DOUE-L-2022-80836 Reglamento (UE) 2022/869 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2022 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifican los Reglamentos (CE) n.º 715/2009, (UE) 2019/942 y (UE) 2019/943 y las Directivas 2009/73/CE y (UE) 2019/944 y se deroga el Reglamento (UE) n.º 347/2013.» <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2022-80836> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [11] «Informe sobre la Reglamentación actual y necesidades de desarrollo Legislativo (noviembre-2019)».
- [12] «Seguridad», *Centro Nacional de Hidrógeno*. <https://www.cnh2.es/seguridad/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [13] «Ministerio de Industria, Comercio y Turismo - Estrategia de Impulso del Vehículo con Energías Alternativas». <https://industria.gob.es/es-es/Servicios/estrategia-impulso-vehiculo-energias-alternativas/Paginas/estrategia-vea.aspx> (accedido 10 de mayo de 2023).



- [14] «Ministerio de Industria, Comercio y Turismo - Real Decreto 656/2017». <https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/almacenamiento-quimicos/Paginas/rd-6562017.aspx> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [15] «Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada», *Fundación Naturgy*. <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/hidrogeno-vector-energetico-de-una-economia-descarbonizada/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [16] «Almacenamiento y distribución del hidrógeno de forma segura», *TÜV SÜD*. <https://www.tuvsud.com/es-es/temas/hidrogeno/cadena-valor-hidrogeno/almacenaje-y-distribucion-hidrogeno> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [17] «Motor de hidrógeno, la revolución que viene». <https://www.hyundai.com/es/zonaeco/como-funciona-motor-hidrogeno> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [18] «Naturgy, Enagas y Exolum desarrollan la primera gran alianza de hidrógeno verde para el ámbito de la movilidad en España - Naturgy - Sala de prensa». [https://www.naturgy.com/sala\\_de\\_prensa/notas\\_de\\_prensa/3t2021/naturgy\\_enagas\\_y\\_exolum\\_desarrollan\\_la\\_primera\\_gran\\_alianza\\_de\\_hidrogeno\\_verde\\_para\\_el\\_ambito\\_de\\_la\\_movilidad\\_en\\_espana](https://www.naturgy.com/sala_de_prensa/notas_de_prensa/3t2021/naturgy_enagas_y_exolum_desarrollan_la_primera_gran_alianza_de_hidrogeno_verde_para_el_ambito_de_la_movilidad_en_espana) (accedido 10 de mayo de 2023).
- [19] A. de B. E. Mobilitat Urbanisme i, «El primer bus de hidrógeno ya circula por Barcelona». [https://www.energia.barcelona/es/noticia/el-primer-bus-de-hidrogeno-ya-circula-por-barcelona\\_1163204](https://www.energia.barcelona/es/noticia/el-primer-bus-de-hidrogeno-ya-circula-por-barcelona_1163204) (accedido 10 de mayo de 2023).
- [20] «H2PORTS - CLEAN HYDROGEN PARTNERSHIP», *H2PORTS*. <https://h2ports.eu/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [21] «Acerca del Proyecto GreenHysland», *GreenHysland*. <https://greenhysland.eu/acerca-de-green-hysland/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [22] «FCH2RAIL», *Centro Nacional de Hidrógeno*. <https://www.cnh2.es/cnh2/fch2rail/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [23] «Producción de acero - UNESID». <https://unesid.org/produccion-de-acero/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [24] «ArcelorMittal Asturias en Avilés», *ArcelorMittal España*. <https://spain.arcelormittal.com/que-hacemos/productos-planos/aviles/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [25] «Planta de energía de hidrógeno producción de sistema de ecología de energía verde con diagrama de celda solar isométrica | Vector Premium», *Freepik*. [https://www.freepik.es/vector-premium/planta-energia-hidrogeno-produccion-sistema-ecologia-energia-verde-diagrama-celda-solar-isometrica\\_33508635.htm](https://www.freepik.es/vector-premium/planta-energia-hidrogeno-produccion-sistema-ecologia-energia-verde-diagrama-celda-solar-isometrica_33508635.htm) (accedido 10 de mayo de 2023).

- [26] «Mapas», *Liferay*. <https://www.chcantabrico.es/mapas> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [27] «Agua». <https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/default.aspx> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [28] «Inventario de Presas y Embalses».  
<https://www.miteco.gob.es/es/agua/temas/seguridad-de-presas-y-embalses/inventario-presas-y-embalses/default2.aspx> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [29] «Hydrogen Electrolyser EL800N», *H2B2 Electrolysis Technologies*.  
<https://www.h2b2.es/el800n/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [30] «PVGIS Online Tool». [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool_en)  
(accedido 10 de mayo de 2023).
- [31] «Asturias / Aviles | Historial Meteorológico», *Meteostat*.  
<https://meteostat.net/es/station/08011?t=2022-01-01/2022-12-31> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [32] «Aerogenerador onshore SG 2.1-114 I Siemens Gamesa».  
<https://www.siemensgamesa.com/es-es/products-and-services/onshore/aerogenerador-sg-2-1-114> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [33] «ProductsHome | SUNGROW».  
<https://spa.sungrowpower.com/ProductsHome/20?cid=23> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [34] «ed728776-e76a-0de4-4c2c-7ef2264cbad6.pdf». Accedido: 10 de mayo de 2023. [En línea]. Disponible en:  
<https://medioambiente.asturias.es/documents/646140/754452/Aguas+subterranas+en+Asturias.pdf/ed728776-e76a-0de4-4c2c-7ef2264cbad6>
- [35] «Hydrogen Bus | Fuel cell Bus | Karsan». <https://www.karsan.com/es/e-ata-hydrogen-aspectos-destacados> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [36] «Hidrógeno», *Calvera*. <https://www.calvera.es/es/equipos/hidrogeno/> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [37] «Gas Booster Compressor | Haskel High-Pressure Tech», *haskel*.  
<https://www.haskel.com/en-es/products/gas-boosters/hydraulic-driven-gas-boosters> (accedido 10 de mayo de 2023).
- [38] «Dispensadoras de hidrógeno - SHiE». <https://shie.es/dispensadoras-de-hidrogeno/>  
(accedido 10 de mayo de 2023).
- [39] «Base de Datos Nacional de Subvenciones».  
<https://www.pap.hacienda.gob.es/bdnstrans/GE/es/convocatoria/474185> (accedido 10 de mayo de 2023).

[40] «Compañía del Tranvía Eléctrico de Avilés / Líneas».  
<http://www.tranviaaviles.es/es/index.asp?MP=1&MS=0&MN=1> (accedido 10 de mayo de 2023).