Universidad Europea CANARIAS

TRABAJO FIN DE MÁSTER UNIVERSITARIO EN ENERGÍAS RENOVABLES

ESTUDIO Y VIABILIDAD DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE A PARTIR DE UN MIX ENERGÉTICO RENOVABLE PARA DESCARBONIZACIÓN DE FLOTA DE AUTOBUSES URBANOS EN VALLADOLID



AUTORES:

PATRICIA LÓPEZ VILLALBA

DANIEL CARBONELL GALLARDO

IVÁN GARCÍA RIESGO

MARTA GARCÍA CUARTERO

DIEGO CASTILLO RODRÍGUEZ

TUTOR:

ALEJANDRO LARA HIDALGO

RESUMEN

La presente memoria muestra el desarrollo de un proyecto innovador en el que el mix energético es el principal protagonista. El objetivo final será descarbonizar la flota de autobuses diésel de la ciudad de Valladolid, España, sustituyendo el combustible por hidrógeno verde generado en un electrolizador a partir de energía eléctrica procedente de una planta eólica y otra fotovoltaica.

El análisis del proyecto se realiza desde el punto de vista de la empresa promotora que se encarga de realizar la ingeniería, compra y suministro de materiales, construcción de las plantas, operación y mantenimiento de las mismas (EPC + O&M). Dicha empresa se encarga de la venta del hidrógeno verde a la empresa local de autobuses AUVASA.

Se analiza el diseño de las tres plantas, determinando que es necesaria la instalación de un aerogenerador de 2 MW y una planta fotovoltaica de 3,45 MW para generar la electricidad necesaria de forma equitativa entre las dos tecnologías. Esta energía se transporta en media tensión hasta un electrolizador de 5,5 MW que produce hidrógeno y lo almacena en tanques para surtir a los autobuses.

El estudio financiero y de viabilidad económica deja entrever que el hidrógeno verde es aún una tecnología emergente con una competitividad limitada debido a las grandes inversiones necesarias.

Además, en esta tipología de proyectos, los permisos necesarios suelen retrasar la planificación debido a los largos tiempos de obtención por parte de las administraciones públicas.

Finalmente, destacar que el proyecto tiene un enfoque estratégico claro ya que las políticas medioambientales juegan a su favor y cuenta con gran potencial de escalabilidad considerando el aumento de la demanda, la venta de hidrógeno verde a nuevos clientes y que otras ciudades decidan implementar modelos de movilidad sostenible similares.

PALABRAS CLAVE: Hidrógeno Verde, Mix Renovable, Movilidad Sostenible, Descarbonización, Innovación.

ABSTRACT

The present report describes the development of an innovative project in which the energy mix plays a central role. The main goal is to decarbonize the diesel bus fleet of the city of Valladolid, Spain, by replacing conventional fuel with green hydrogen produced in an electrolyzer using electricity supplied by a wind farm and a photovoltaic plant.

The project analysis is conducted from the perspective of the promoting company, which is responsible for engineering, procurement, and construction of the plants, as well as their operation and maintenance (EPC + O&M). This company manages the sale of green hydrogen to the local bus operator, AUVASA.

The design of the three plants is analyzed, determining that the installation of a 2 MW wind turbine and a 3,45 MW photovoltaic plant is required to generate the necessary electricity in a balanced way between both technologies. This energy is delivered through MV lines to a 5,5 MW electrolyzer that produces hydrogen and stores it in tanks for fueling the buses.

The financial and economic feasibility study reveals that green hydrogen is still an emerging technology with limited competitiveness due to the high investment costs involved.

Moreover, in this type of project, the permitting processes often delay implementation because of slow administrative procedures.

Finally, it is worth noting that the project has a clear strategic focus, as environmental policies strongly support it, and it holds significant scalability potential considering a future growing hydrogen demand, the possibility of supplying new clients, and the likelihood that other cities will adopt similar sustainable mobility models.

KEYWORDS: Green Hydrogen, Renewable Mix, Sustainable Mobility, Decarbonization, Innovation.

ÍNDICE

1 INTRODUCCIÓN 1

2 OBJETIVOS 3

2.1 Objetivo general 3

2.2 Objetivos específicos 3

3 MARCO TEÓRICO 4

3.1 Situación actual de la flota en la ciudad 4

3.2 Modelo de repostaje 6

3.3 Situación de renovables 6

3.4 Escalabilidad del proyecto 7

3.5 Stakeholders 8

4 ANÁLISIS Y ESTUDIO DE EMPLAZAMIENTO 9

4.1 EIA (ZEPA, ZEP y LIC). Red Natura 2000 9

4.2 Descripción del medio 10

4.3 Identificación, valoración y medidas correctoras de los impactos 11

4.4 Ubicación propuesta de las 3 plantas 12

4.4.1 Planta de electrolizadores 12

4.4.2 Planta fotovoltaica 12

4.4.3 Planta eólica 13

5 METODOLOGÍA 14

6 DEMANDA DE HIDRÓGENO VERDE 15

7 GENERACIÓN ELÉCTRICA 17

7.1 Demanda eléctrica 17

7.2 Parque eólico 17

7.2.1 Cálculo de la potencia a instalar 17

7.2.2 Selección del modelo de aerogenerador 18

7.2.3 Estudio del recurso eólico 19

7.2.4 Cálculo de la energía generada en el aerogenerador 21

7.2.5 Evacuación eléctrica y obra civil 23
7.3 Parque fotovoltaico 25
7.3.1 Cálculo de la potencia a instalar 25
7.3.2 Selección del modelo de módulo fotovoltaico 26
7.3.3 Selección del modelo de inversor y cálculo de inversores necesarios 26
7.3.4 Estudio del recurso fotovoltaico 28
7.3.5 Cálculo del número de módulos 29
7.3.6 Cajas de protección 31
7.4 Energía entregada a la planta de hidrógeno 33
7.4.1 Energía suministrada por el parque eólico 33
7.4.2 Energía suministrada por el parque fotovoltaico 34
7.4.3 Energía total neta suministrada al electrolizador 34
7.4.4 Descripción del esquema eléctrico y de Proceso 35
8 CARACTERIZACIÓN DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE 36
8.1 Dimensionado del electrolizador 36
8.2 Descripción de estación de compresión de hidrógeno 37
8.3 Almacenamiento 38
8.4 Sistema de repostaje 38
9 ANÁLISIS DE INVERSIÓN Y NEGOCIO 39
10 PLANIFICACIÓN 45
11 ESTRATEGIA Y MODELO DE NEGOCIO PROPUESTO 47
11.1 Descripción del negocio 47
11.2 Análisis DAFO 48
12 INNOVACIÓN, RESULTADOS Y DISCUSIÓN 49
12.1 Resultados Energéticos 49
12.2 Resultados Económicos 49
12.3 Impacto, limitaciones y mejoras futuras 50
13 CONCLUSIONES (CASTELLANO) 51

14 CONCLUSIONS (ENGLISH) 53

15 BIBLIOGRAFÍA 55

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. INFORMACIÓN DE LA FLOTA DE AUTOBUSES (AUVASA, 2025) 4
TABLA 2. CARACTERÍSITCAS DE AMBOS AEROGENERADORES (FUENTE PROPIA). 19
TABLA 3. ENERGÍA GENERADA POR LOS DIFERENTES AEROGENERADORES 23
TABLA 4. FICHA TÉCNICA ADANI 630WP BIFACIAL 26
TABLA 5. DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR HUAWEI SUN2000-300KTL-H0. 26
TABLA 6. CÁLCULO DEL NÚMERO DE INVERSORES NECESARIOS 28
TABLA 7. CUADROS DE PROTECCIÓN 31
TABLA 8. COSTE DE INVERSIÓN ESTIMADO DE PERMISOS, LICENCIAS Y ESTUDIOS PREVIOS 39
TABLA 9. COSTE DE INVERSIÓN DE LAS INSTALACIONES 40
TABLA 10. COSTE DE INVERSIÓN DE LÍNEAS DE TRANSPORTE Y ESTACIÓN COLECTORA 41
TABLA 11. COSTE DE INVERSIÓN DE APARAMENTA ELÉCTRICA ADICIONAL 41
TABLA 12. PARÁMETROS FINANCIEROS DEL ANÁLISIS DE INVERSIÓN 43
TABLA 13. ACTIVIDADES CLAVE, DURACIÓN Y DEPENDENCIAS 45

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. MOVILIDAD URBANA EN VALLADOLID (AUVASA, 2025) 2
ILUSTRACIÓN 2. DISTRIBUCIÓN DE LA FLOTA DE AUTOBUSES. (FUENTE PROPIA) 5
ILUSTRACIÓN 3. DATOS DE EMISIONES DE LA FLOTA DE AUTOBUSES. (AUVASA, INFORME DE GESTIÓN EJERCICIO 2024, 2025) 5
ILUSTRACIÓN 4. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN 2024 EN ESPAÑA (RED ELÉCTRICA, 2025) 7
ILUSTRACIÓN 5. MATRIZ DE STAKEHOLDERS (PODER-INFLUENCIA) (FUENTE PROPIA) . 9
ILUSTRACIÓN 6. MAPA DE LA RED NATURA 2000 EN LAS INMEDIACIONES DE LA CIUDAD DE VALLADOLID (MITECO, 2025) 10

ILUSTRACIÓN 7. UBICACIÓN DE LAS PLANTAS DE ELECTROLIZADORES, FOTOVOLTAICA Y EÓLICA. (FUENTE PROPIA)..... 13
ILUSTRACIÓN 8. TOYOTA CAETANO H2 CITYGOLD (GASNAM, 2024) 15
ILUSTRACIÓN 9. DISTANCIA AL AEROGENERADOR MÁS CERCANO (MAPS, 2025)..... 20
ILUSTRACIÓN 10. DETALLE DE LA UBICACIÓN DEL AEROGENERADOR (MAPA EÓLICO IBÉRICO, 2025) 20
ILUSTRACIÓN 11. ROSA DE LOS VIENTOS DE LA UBICACIÓN (MAPA EÓLICO IBÉRICO, 2025) 20
ILUSTRACIÓN 12. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL DEL EMPLAZAMIENTO (MAPA EÓLICO IBÉRICO, 2025) 21
ILUSTRACIÓN 13. CURVA DE POTENCIA VESTAS V90-2.0 MW (THEWINDPOWER, 2025) 21
ILUSTRACIÓN 14. CURVA DE POTENCIA SIEMENS-GAMESA G114-2.0 MW (THEWINDPOWER, 2025)..... 21
ILUSTRACIÓN 15. CURVA DE POTENCIA V90 VS WEIBULL (FUENTE PROPIA)..... 22
ILUSTRACIÓN 16. CURVA DE POTENCIA G114 VS WEIBULL (FUENTE PROPIA)..... 22
ILUSTRACIÓN 17. PISTA DE ACCESO A LA UBICACIÓN DEL AEROGENERADOR (41.8567, -4.90590) (MAPS, 2025) 24
ILUSTRACIÓN 18. ESQUEMA ELÉCTRICO Y DE PROCESO (FUENTE PROPIA) 35
ILUSTRACIÓN 19. UNIDAD PAQUETE NEPTUNE V ITM POWER (ITM-POWER, 2025).... 37
ILUSTRACIÓN 20. COMPRESOR DE HIDRÓGENO DE 350 BARES (HYFINDR, 2023) 38
ILUSTRACIÓN 21. INVERSIÓN ESTIMADA POR CADA PARTIDA (FUENTE PROPIA)..... 41
ILUSTRACIÓN 22. PESO DE CADA PARTIDA SOBRE EL COSTE TOTAL (FUENTE PROPIA) 42
ILUSTRACIÓN 23. FLUJO DE CAJA A ORIGEN DE LA INVERSIÓN (FUENTE PROPIA)..... 43
ILUSTRACIÓN 24. DIAGRAMA PERT DE PROYECTO (FUENTE PROPIA)..... 46
ILUSTRACIÓN 25. MODELO DE NEGOCIO PROPUESTO (FUENTE PROPIA)..... 47
ILUSTRACIÓN 26. MATRIZ DAFO 48

1 INTRODUCCIÓN

La transición energética exige el desarrollo de alternativas sostenibles a los combustibles fósiles tradicionales. En este contexto, el hidrógeno verde se presenta como un vector energético clave para la descarbonización de sectores como el transporte en los núcleos urbanos.

El crecimiento de las energías renovables está impulsado por el aumento constante de la demanda energética a nivel mundial. Sin embargo, la sociedad sigue dependiendo en gran medida de los combustibles fósiles, como ocurre hoy en día con los diferentes derivados del petróleo en el transporte. Ante este reto, una de las líneas de investigación más prometedoras es el desarrollo de combustibles renovables, que se caracterizan por no generar emisiones contaminantes de CO_x, NO_x, ni SO_x.

La producción de hidrógeno mediante electrólisis del agua alimentada con energías renovables, como la solar fotovoltaica y la eólica, permite obtener un producto libre de emisiones directas de CO_2. Este hidrógeno verde se puede utilizar para sustituir combustibles convencionales de forma que la huella de carbono se vea considerablemente reducida.

La hibridación de fuentes renovables, concretamente la integración de una planta fotovoltaica y un parque eólico ofrece una solución técnica que mejora la estabilidad de suministro eléctrico al electrolizador, optimiza la producción de hidrógeno y reduce la dependencia de una sola fuente energética.

Por estos motivos, se plantea el desarrollo de una planta de generación de hidrógeno verde como un proyecto estratégico hacia la mitigación de emisiones de CO_2 en la ciudad de Valladolid (España).

Además, este tipo de proyectos presenta un elevado potencial de escalabilidad ya que se estima que otras ciudades puedan optar por la misma estrategia de movilidad en su transporte urbano. Este enfoque está alineado con las normativas y estrategias europeas aprobadas en los últimos años, como el Pacto Verde Europeo, la Estrategia Europea del Hidrógeno y la Directiva de Energías Renovables (RED II y RED III). Estas regulaciones

promueven la expansión de proyectos renovables y de hidrógeno verde como pilares para alcanzar los objetivos de neutralidad climática en 2050, impulsando la creación de un mercado común del hidrógeno.

Finalmente, este estudio no se limitará únicamente a un análisis técnico de la producción de hidrógeno verde, sino que también abordará su viabilidad económica, las estrategias empresariales y comerciales necesarias para garantizar su éxito, la caracterización de los stakeholders clave y una evaluación del impacto ambiental del proyecto. De este modo, la presente memoria pretende ofrecer una visión integral, desde el punto de vista del promotor, que permita determinar la factibilidad real de llevar a cabo la construcción y gestión de las plantas para posteriormente comercializar el hidrógeno verde generado al ayuntamiento de la ciudad elegida.



Ilustración 1. Movilidad Urbana en Valladolid (AUVASA, 2025)

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

El principal objetivo de este proyecto es realizar un análisis de la viabilidad técnica y económica de la sustitución de la flota de autobuses de la ciudad de Valladolid, para su descarbonización.

2.2 Objetivos específicos

- Contribuir al proceso de descarbonización de flota de transporte público.

Evaluar la viabilidad de sustituir parte , o la totalidad de la flota del transporte público de Valladolid por vehículos que utilicen hidrógeno verde. Se analizará el consumo y el número autobuses y su impacto, teniendo en cuenta los costes de inversión y los de operación y mantenimiento.

- Caracterizar los recursos renovables en el emplazamiento y dimensionamiento de la planta de hidrógemo para cumplir con la demanda.

Se realizará un estudio de viabilidad en el que se analizarán los recursos de la zona seleccionada de Valladolid donde se ubicará el proyecto, estudiando el potencial solar y eólico. Una vez evaluado el recurso se dimensionará la instalación para el suministro eléctrico de la planta de hidrógeno y el abastecimiento a la flota.

- Abastecimiento y suministro de hidrógeno verde.

Se estudiarán tanto el almacenamiento como la distribución del hidrógeno producido, detallando la estructura necesaria para el repostaje de los vehículos garantizando un suministro continuo y eficiente.

- Venta de combustible producido al ayuntamiento de Valladolid y viabilidad del suministro.

Se analizará la viabilidad económica del proyecto teniendo en cuenta la venta de hidrógeno a Auvasa frente a los costes del proyecto.

3 MARCO TEÓRICO

3.1 Situación actual de la flota en la ciudad

Actualmente, la ciudad de Valladolid cuenta con una flota de 153 autobuses, de los cuales, 11 son 100% eléctricos y 18 son híbridos. Para este estudio no se considerarán estos 29 autobuses ya que no tienen un impacto significativo en cuanto a consumo de combustible y emisiones respecto al resto de la flota.

El resto de la flota se divide de la siguiente forma:

- 28 autobuses diésel
- 45 autobuses GLP
- 51 autobuses GNC

Según el informe de gestión de 2024 de AUVASA (AUVASA, 2025), empresa encargada de la gestión de la flota de autobuses de Valladolid, en total se realizaron 5.987.439 km en el año. Además, el informe muestra información acerca del consumo de combustible y el gasto económico asociado para cada tipo de autobús.

Se recoge toda esta información en la siguiente tabla descontando la referente a los autobuses eléctricos e híbridos:

Tipo de autobús	Número de autobuses	Consumo combustible/100km	Gasto económico/100km	Kilometraje anual	Consumo combustible total anual	Gasto económico total anual
Diésel	28	53,87	61,12 €	1.563.161	842.075	955.326 €
GLP	45	120,46	81,92 €	1.373.146	1.654.092	1.124.881 €
GNC	51	53,88	39,82 €	3.075.110	1.656.869	1.224.355 €

Tabla 1. Información de la flota de autobuses (AUVASA, 2025)

En cuanto a las emisiones generadas por la flota de autobuses, cabe destacar que las diferentes medidas de mitigación, que incluyen la incorporación de autobuses eléctricos y de bajas emisiones, como los de GLP y GNC, así como la optimización del recorrido de las diferentes rutas, han conseguido disminuir las emisiones en un 34% respecto al año 2018. Por este motivo, se ha decidido reemplazar los 28 autobuses diésel restantes por modelos de hidrógeno, sustituyendo así la parte de la flota más contaminante.

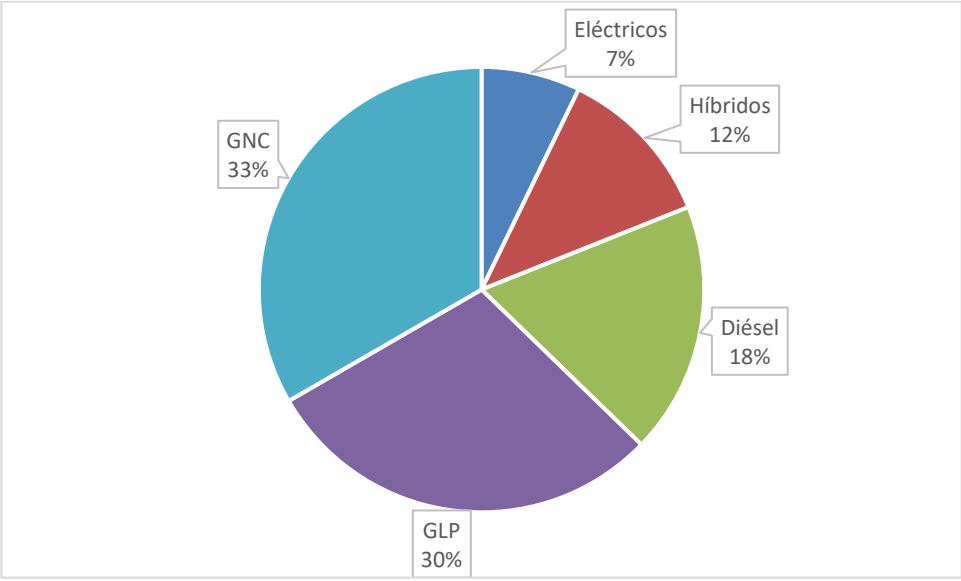


Ilustración 2. Distribución de la flota de autobuses. (Fuente propia)

Para mayor detalle, se muestra el resumen de evolución de emisiones proporcionado por AUVASA en su informe de gestión de 2024.

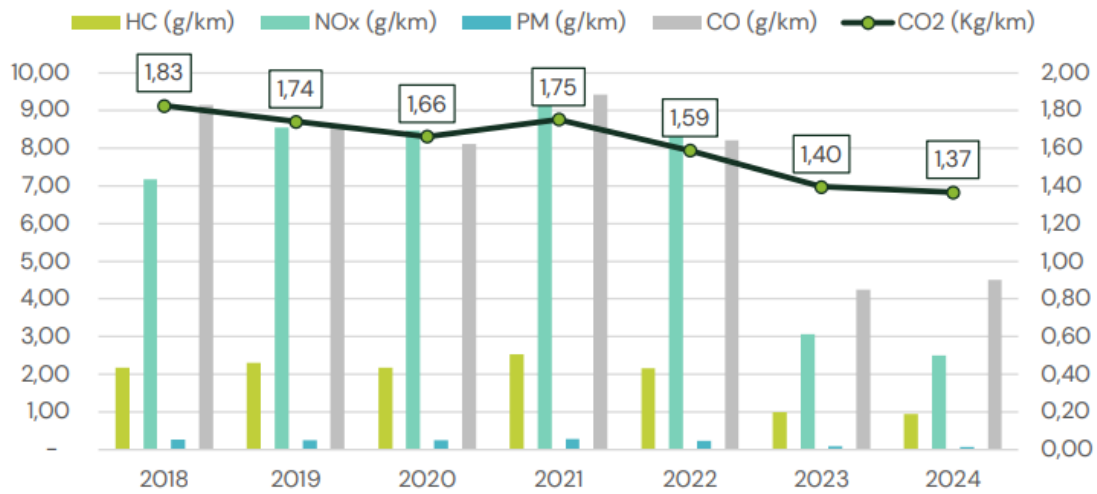


Ilustración 3. Datos de emisiones de la flota de autobuses. (AUVASA, Informe de gestión Ejercicio 2024, 2025)

Como se puede observar, existe una clara reducción de emisiones respecto a los años anteriores. Sin embargo, las emisiones de CO y CO_2, asociadas a la combustión de hidrocarburos, continúan siendo bastante elevadas. Es aquí donde surge la propuesta de transformación de la flota a hidrógeno, dejando a los 18 autobuses híbridos como única fuente de estas emisiones.

3.2 Modelo de repostaje

A la hora de escoger la forma de repostar, se debe atender a las características de la flota. Para no afectar a la calidad del servicio, se deben sustituir en total 28 autobuses. Esta cantidad de vehículos requiere de un gran volumen de hidrógeno disponible diariamente, por lo que una hidrolinera podría no ser suficiente, además de suponer un problema logístico.

Por este motivo, una hidrogenera sería una opción mucho más adecuada, ya que se podría instalar en las propias cocheras de AUVASA, donde los autobuses pernoctan. Esta opción permitiría disminuir enormemente los costes de distribución al poder producir el hidrógeno verde on-site, instalando el electrolizador conectado a las plantas renovables. Por último, tanto el PNIEC como el REGLAMENTO (UE) 2023/1804 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de septiembre de 2023, fomentan la construcción de este tipo de estructuras para repostaje de hidrógeno verde por lo que el proyecto estaría respaldado por la normativa nacional y europea (MITECO, Hoja de Ruta del Hidrógeno, 2020).

3.3 Situación de renovables

El uso de fuentes renovables en el mix energético español está incrementando de forma relevante año tras año (Red Eléctrica, 2025). En el año 2024, el 56,8% de toda la energía eléctrica generada procede de este tipo de recursos, lo cual indica que existe un gran impulso por las energías renovables, lo que implica una importante reducción de las emisiones de CO2 derivadas de la producción de energía eléctrica registrando en los últimos tiempos mínimos históricos.

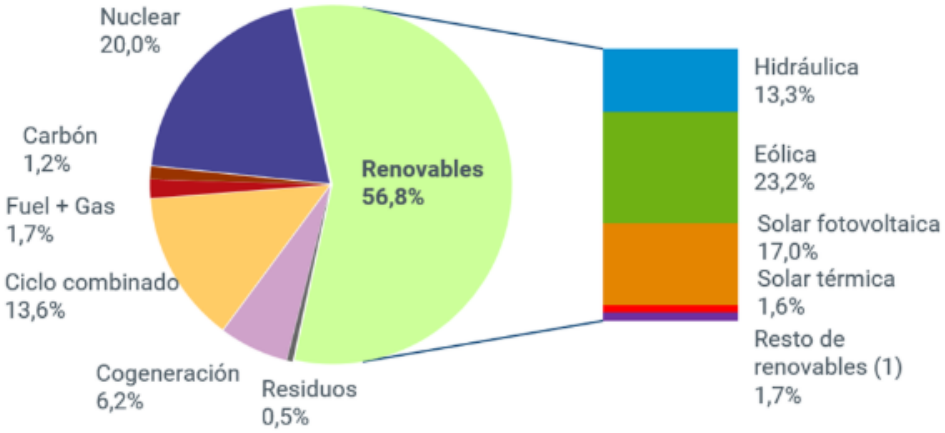


Ilustración 4. Estructura de Generación Eléctrica en 2024 en España (Red Eléctrica, 2025)

En el presente proyecto, la electricidad que necesitan los electrolizadores para la producción de hidrógeno verde se conseguirá a través de energía eólica y fotovoltaica, sin duda, dos tecnologías maduras, punteras y que tienen una cuota de mercado muy importante en el panorama energético Español.

Por otro lado, destacar que el objetivo de las instituciones es aumentar la capacidad de electrolizadores a 4 GW de cara al año 2030 , lo cual demuestra que la propuesta realizada con el presente proyecto va en línea con las tendencias actuales y de futuro.

3.4 Escalabilidad del proyecto

La necesidad de reducir las emisiones de CO_2 en el transporte urbano es un reto compartido por gran cantidad de ciudades, donde ayuntamientos y gobiernos provinciales buscan diferentes mecanismos eficaces para reducir el impacto de las emisiones en este ámbito.

En este contexto, la escalabilidad es uno de los objetivos que persigue el presente proyecto, es decir, servir a otras ciudades de similar o mayor tamaño como ejemplo y que se puedan ver inspiradas en la propuesta de descarbonización de la ciudad de Valladolid convirtiendo parte de su flota a movilidad urbana haciendo uso del hidrógeno. El planteamiento contempla no solo la reconversión parcial de la flota, sino también el

desarrollo de una infraestructura adaptable que permita crecer en función de la demanda.

En la presente memoria, cabe destacar que se procederá a realizar un análisis de negocio e inversión exhaustivo con el objetivo de comprobar si el proyecto es viable y rentable desde el punto económico.

3.5 Stakeholders

Los stakeholders del proyecto hacen referencia a todos aquellos interesados que se vean afectados directa o indirectamente en un modo positivo o negativo por el proyecto de la planta de generación de hidrógeno. A continuación, se enumeran y describen de forma breve y concisa:

- AUVASA: ayuntamiento de Valladolid. Cliente principal, su poder e influencia son decisivos en el proyecto.
- EMPRESA PROMOTORA: encargada de la construcción y también de la posterior operación de la planta. Interesado clave y encargado de velar el éxito del proyecto.
- JUNTA DE CASTILLA Y LEÓN: clave en la obtención de permisos y legislación.
- MITECO / IDAE: subvenciones y apoyo institucional. Influencia y poder elevados en el proyecto.
- UNIÓN EUROPEA: relevancia en la obtención de financiación.
- PROVEEDORES: actores fundamentales en el suministro de equipos y materiales.
- COLECTIVOS MEDIAMBIENTALES: pueden tener gran importancia según su percepción de impacto ambiental.
- CIUDADANÍA: poder decisorio bajo pero con relevancia en la percepción social.
- SINDICATOS: aceptación laboral.
- CENTROS DE I+D: innovación y ayuda tecnológica. Bajo poder e influencia.

Finalmente, tal y como se observa en la Ilustración 5, se establece una matriz de poder-influencia para clasificarlos en cuanto a relevancia se refiere.

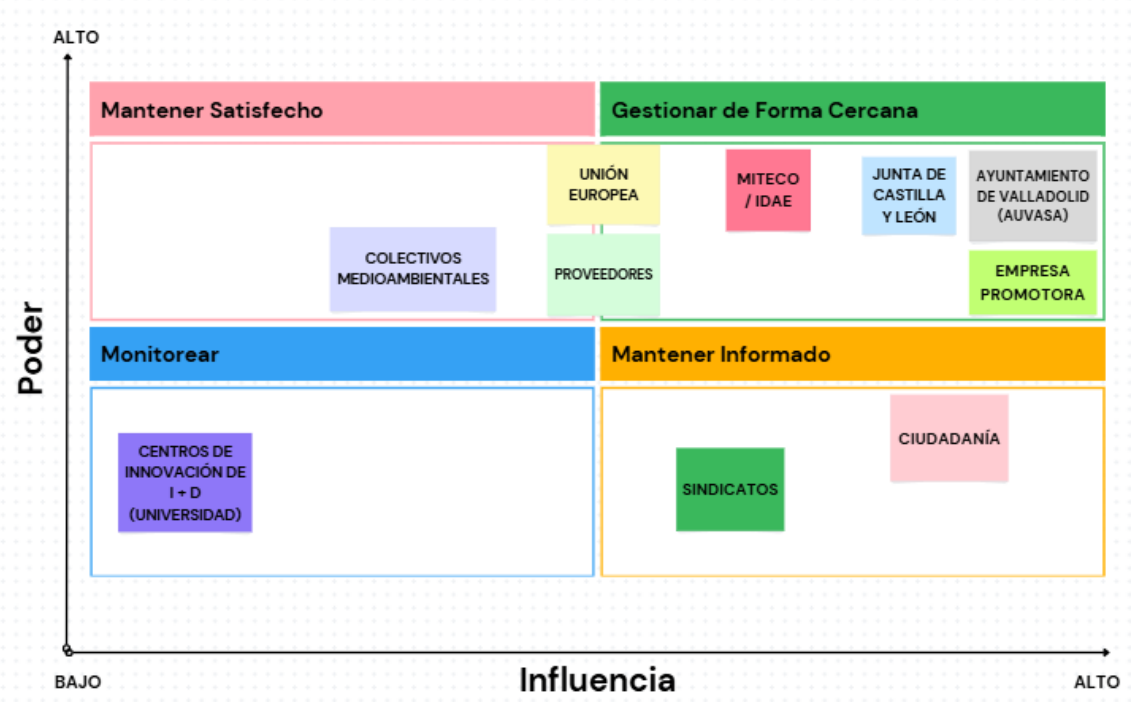


Ilustración 5. Matriz de Stakeholders (Poder-Influencia) (Fuente Propia)

4 ANÁLISIS Y ESTUDIO DE EMPLAZAMIENTO

4.1 EIA (ZEPA, ZEP y LIC). Red Natura 2000

En la provincia de Valladolid existen diversas zonas incluidas dentro de la Red Natura 2000. Esta es la principal herramienta que existe para regular la conservación de la naturaleza en la Unión Europea que nace a partir de la Directiva 92/43/CEE relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres y de la Directiva 2009/147/CE (Parlamento Europeo, 2009) relativa a la conservación de las aves silvestres.

Además de estas dos directivas en España es de aplicación la Ley 21/2013 (BOE, 2013) de evaluación ambiental, que integra la evaluación de repercusiones sobre la Red Natura 2000 dentro del procedimiento de la EIA.

Dentro de la Red Natura 2000 se encuentran dos figuras principales: Zonas de Especial Conservación (ZEC) y Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y las Zonas Especiales de Protección para las Aves (ZEPA).

Las zonas ZEC y LIC derivan de la Directiva Hábitats (92/43/CEE) y constan de dos etapas. En primer lugar el Estado designa un LIC que será aprobado por la Comisión Europea para albergar especies de interés comunitario. A continuación se crea una ZEC, que es la designación definitiva de un LIC por parte del Estado, en este caso España.

En la provincia de Valladolid se enuentran 11 zonas ZEPA y 14 zonas LIC. Las más relevantes son: EL Carrascal (LIC), Riberas de Castronuño (ZEPA/LIC), Montes del Cerrato (LIC), Montes Torozos y Páramo de Torquemada-Astudillo (LIC) y Tierra de Campiñas (LIC). En estas zonas se encuentran especies como la garza imperial, la avutarda, la cigüeñuela y flora como los pinos piñoneros.

En la Ilustración 6 se puede observar que en las inmediaciones de Valladolid capital no se encuentran zonas dentro de la Red Natura 2000.

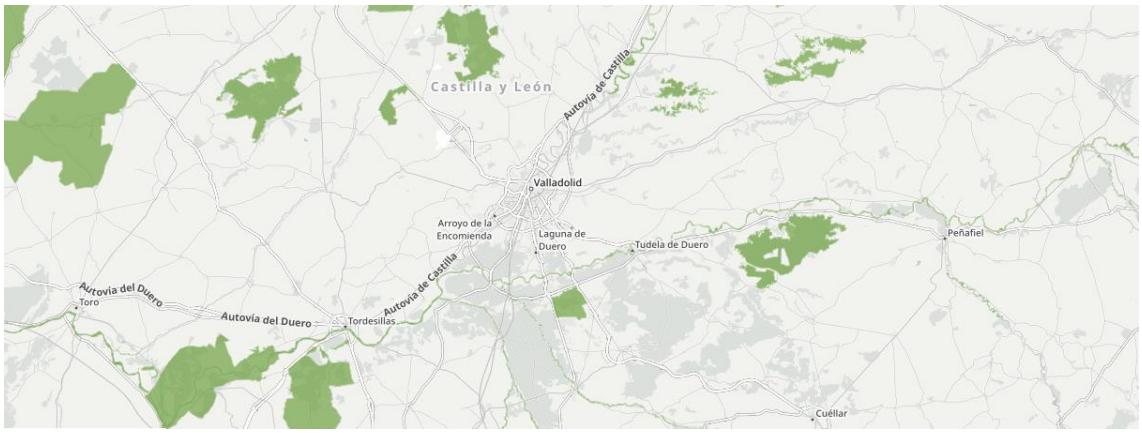


Ilustración 6. Mapa de la Red Natura 2000 en las inmediaciones de la ciudad de Valladolid (MITECO, 2025)

4.2 Descripción del medio

Valladolid presenta un clima mediterráneo continentalizado, sus veranos son calurosos y sus inviernos fríos. Su clima como se ha comentado es principalmente mediterráneo, pero hay estaciones en las que se sufren temperaturas más extremas, característica de un clima continental.

La geografía de la zona es de escasa pendiente, requisito bastante importante para la instalación de algunos elementos. El suelo está formado principalmente por gravas, arenas y calizas entre otros.

El suelo de esta zona está principalmente cubierto por cultivos de secano, sin formaciones vegetales reseñables o de gran tamaño.

Valladolid tiene una amplia infraestructura dedicada al transporte urbano, ya que la población depende en gran medida de ello; al ser una capital involucrada en la descarbonización, este proyecto tiene el potencial de generar empleo en la fase de construcción y operación.

4.3 Identificación, valoración y medidas correctoras de los impactos

En la fase de construcción se puede encontrar una serie de impactos negativos potenciales como la ocupación de suelos agrícolas, la alteración temporal del paisaje, la generación de ruidos, polvo y residuos de obra, etc. Son impactos de intensidad baja-media, y al ser en la fase de construcción son temporales.

En la fase de operación se pueden encontrar impactos tanto positivos como negativos. Los impactos positivos más destacables son, una reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, mejora de la calidad del aire, y la contribución a los objetivos de descarbonización.

Sin embargo, los impactos negativos principales serían las posibles colisiones de aves con los aerogeneradores, el impacto visual negativo debido a los aerogeneradores en el paisaje y la generación de residuos industriales, entre otros.

Por último, en la fase de desmantelamiento también se encuentra un impacto principal, que sería la generación de residuos materiales, ya sean paneles, membranas, cables, etc. Se recomienda tomar como medida preventiva durante la fase de construcción, la realización de un plan de gestión de residuos de obra, de volátiles y emisiones. Durante

la fase de operación se recomienda pintar las aspas de los aerogeneradores para minimizar en la medida de lo posible la colisión de aves (BirdLife International, 2020), restaurar el paisaje con pantallas vegetales e instaurar protocolos de seguridad ambiental para el almacenamiento del hidrógeno verde generado, entre otros.

Por último, se propone como medida correctora para la fase de desmantelamiento, un plan de reciclaje de los elementos principales de la instalación y una recuperación del terreno para destinarlo a usos agrícolas.

Se implementará un plan de vigilancia ambiental (PVA) que se encargue de monitorizar la evolución de los impactos mencionados presentando informes anuales al ayuntamiento de Valladolid.

4.4 Ubicación propuesta de las 3 plantas

Antes de definir los emplazamientos es necesario tener en cuenta que éstos deberán estar próximos a puntos de conexión a la red eléctrica, con buena conexión por carretera para poder acceder a ellos, cercanos a la flota de autobuses urbanos de Valladolid con el fin de facilitar el suministro y fuera de la Red Natura 2000.

4.4.1 Planta de electrolizadores

La planta de electrolizadores se localizará en el Polígono Industrial San Cristóbal en Valladolid capital debido sobre todo a su cercanía al centro logístico de AUVASA. Además, cuenta con acceso directo a la red de media tensión, por lo que se facilita la conexión de la planta electrolizadora a la red. Está también situado en las proximidades de la EDAR de Valladolid, convirtiéndolo en una muy buena ubicación para disponer del agua necesaria para los electrolizadores, el área estimada para poder ubicar la planta electrolizadora es de 5000 m² (incluyendo zona de aparcamiento de autobuses).

4.4.2 Planta fotovoltaica

La zona elegida se encuentra en el término municipal de Aldeamayor de San Martín, a unos 4,5 km de del Polígono Industrial de San Cristóbal. La zona cuenta con una alta irradiación solar anual, en torno a los 1600 kWh/m^2 de media. El terreno es llano sin apenas pendientes, lo que facilita la instalación de paneles solares con una superficie

total estimada de 1,7 hectáreas. Además se encuentra fuera de la Red Natura 2000 por lo que no supone un problema a nivel ambiental.

Hay que tener en cuenta que será interesante incluir la tecnología de almacenamiento de energía fotovoltaica en baterías (BESS) para poder seguir alimentando a la planta electrolizadora en las horas nocturnas donde la producción de energía fotovoltaica disminuye.

4.4.3 Planta eólica

En cuanto a la planta eólica, esta se ubicará en Villalba de los Alcores debido a que el municipio dispone de un terreno agrícola con gran superficie para instalar la planta eólica. La velocidad promedio del viento en esta zona es de aproximadamente 6m/s, lo que la hace ideal para instalar aerogeneradores de potencias medias. En la Ilustración 7 se pueden encontrar las ubicaciones de la planta electrolizadora (1), la plantas eólica (2) y fotovoltaica (3).

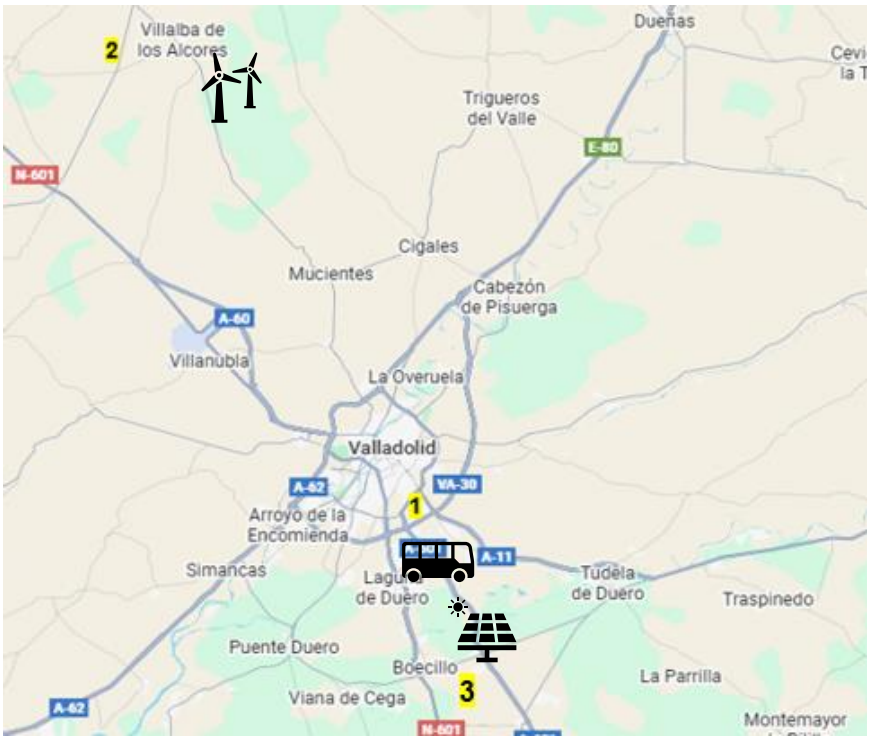


Ilustración 7. Ubicación de las plantas de electrolizadores, fotovoltaica y eólica. (Fuente propia)

5 METODOLOGÍA

La metodología utilizada está basada en la recogida de información a través de bases de datos de fuentes como AUVASA, otros procedentes de organismos oficiales de energía y electricidad o también aquellos basados en el estudio de tecnologías renovables concretas.

Para realizar el modelado de las plantas eólica y fotovoltaica se debe conocer cuál es la producción de hidrógeno necesaria en los electrolizadores que permita abastecer la demanda de los autobuses de la ciudad. Estos electrolizadores se dimensionan previamente a través de fórmulas matemáticas como se muestra en el apartado 6 de la memoria y posteriormente se utilizan una serie de softwares y BBDD específicas que ayudan a realizar todo el proceso de diseño y simulación como se describen a continuación:

- PVSYST: utilizado para el diseño, análisis y simulación de la instalación fotovoltaica.
- MAPA EÓLICO IBÉRICO: para la obtención de datos históricos del recurso eólico en la zona de estudio.
- HOJAS DE CÁLCULO EXCEL: utilizadas en el análisis técnico para llevar a cabo los cálculos y representaciones gráficas de los estudios eólicos y fotovoltaicos, así como en el diseño de la planta de generación de hidrógeno.

Una vez realizadas las oportunas simulaciones, comprobaciones, dimensionados e investigación técnica se procede a realizar un análisis económico que permita verificar la inversión a realizar. Para ello se estudian los flujos de caja del proyecto a lo largo del tiempo y se comprueba la evolución del retorno de la inversión. En este tipo de simulaciones se analizan diferentes escenarios a través de modelos realizados en Microsoft Excel. De este modo, la metodología planteada permite abordar un riguroso análisis técnico y económico realizando todos los estudios necesarios y comprobaciones pertinentes que permitan decidir si el proyecto es viable o no.

6 DEMANDA DE HIDRÓGENO VERDE

Como ya se ha mencionado en el marco teórico, se pretende proceder a la sustitución de los 28 autobuses diésel por la misma cantidad de autobuses de hidrógeno con el objetivo de reducir las emisiones en la ciudad que ayuden en el proceso de descarbonización.

Cada autobús realiza una media de 153 (AUVASA, 2025) km/día, por tanto, en primer lugar, se debe de estimar la cantidad de km realizados anualmente mediante la Ec.1.

$$Kms\ autobuses\ = 153 \frac{km}{día} \cdot 365\ día \cdot 28\ autobuses = 1{,}563 \cdot 10^6\ \frac{km}{año} \qquad \text{Ec. 1}$$

Concretar el modelo de autobús que optará por comprar AUVASA para definir con precisión el consumo de este, un input de gran relevancia en la determinación posterior de la energía eléctrica necesaria. En este caso, el estudio se lleva a cabo con el modelo Toyota Caetano H2 CityGold en su versión de 12 metros de longitud con un consumo de 7 kgH_2/100 km [Anejo 1]. De forma adicional, se puede apreciar más información en la ficha técnica del vehículo en el Anejo 1.



Ilustración 8. Toyota Caetano H2 CityGold (gasnam, 2024)

A continuación, se procede a determinar la producción de hidrógeno verde necesaria para abastecer la flota tal y como se muestra en la Ec.2.

$$Demanda\ H_2 = \frac{7\ kg\ H_2}{100\ km}\ \cdot\ 153 \frac{km}{día} \cdot 28\ autobuses\ \cdot 365\ día\ =\ 109456{,}2\ \frac{kgH_2}{año} \qquad \text{Ec.2}$$

La tecnología para obtener el hidrógeno verde se realiza mediante electrolizador tipo PEM ya que presentan una buena eficiencia para la aplicación del presente proyecto. Por otro lado, aunque este tipo de electrolizadores tienen un coste de inversión CAPEX mayor que otras tecnologías más maduras como los electrolizadores alcalinos, su coste mantenimiento es inferior durante el uso (Repsol, 2023). El rango de eficiencia típico para esta tecnología de electrolizador oscila entre un 60 y un 70%. Por tanto, se asume un electrolizador de eficiencia igual a 65%. Este dato es necesario para conocer la energía eléctrica necesaria para poder alcanzar la producción de hidrógeno esperada determinada anteriormente, calculado mediante la Ec. 3.

$$Demanda\ Eléctrica\ Anual = \frac{109456{,}2\ \frac{kgH_2}{año} \cdot 39{,}4\ \frac{kWh}{KgH_2}}{0{,}65} = 6634{,}73\ \frac{MWh}{año} \qquad \text{Ec. 3}$$

$$Demanda\ Eléctrica\ Anual = 6{,}63\ \frac{GWh}{año}$$

7 GENERACIÓN ELÉCTRICA

7.1 Demanda eléctrica

Una vez determinada la demanda eléctrica anual para producir el hidrógeno necesario, se procede a distribuir la generación entre las dos tecnologías renovables planteadas. Por una parte la energía eólica debería producir mayor porcentaje de la energía debido a su media superior de horas equivalentes. Sin embargo, esta tecnología es mas costosa que la fotovoltaica, por lo que finalmente se opta por una distribución equitativa entre las plantas que compense ambos factores.

De este modo, se han aproximado los 6,63 GWh/año necesarios a 8 GWh/año por potenciales ampliaciones de demanda de hidrógeno debido al aumento de la flota lo cual aporta flexibilidad al proyecto.

7.2 Parque eólico

7.2.1 Cálculo de la potencia a instalar

Una vez establecida la demanda eléctrica a generar estimada en el apartado anterior, se parte de un total de 4 GWh/año asignados al parque eólico. En base a esta cifra, se procede al dimensionamiento de la instalación eólica.

En primer lugar, se ha estimado la potencia pico necesaria para producir la cantidad de energía requerida. Para ello, se parte de la ecuación del factor de capacidad (Ec. 4), ya que da una idea de la energía neta generada en función de la potencia instalada.

$$FC = \frac{Energía\ neta\ generada\ \left(\frac{MWh}{año}\right)}{8760\ h \cdot Potencia\ Instalada\ (MW)} \qquad \text{Ec. 4}$$

El factor de capacidad es un valor que muestra la relación entre la energía real obtenida y la total producible si la planta operase al 100% de su capacidad durante todas las horas del año. Este factor varía según la tecnología y el recurso local.

En este caso, se ha recurrido a diferentes fuentes para determinar el factor de capacidad eólica en la zona, entre ellas el anuario eólico de 2024 de la Asociación Empresarial Eólica

(AEE, 2025) y datos publicados por Naturgy de un proyecto eólico en la zona de estudio de este trabajo (Naturgy, 2025). Estas fuentes mencionan valores entre el 23 y el 29%, por lo que finalmente se ha optado por un valor intermedio conservador del 27%. Cabe destacar que estos valores hacen referencia a la energía neta, por lo que no es necesario aplicar factores extra asociados a diferentes pérdidas de energía o rendimientos.

Aplicando esta cifra y contando con la energía neta a generar, se obtiene la potencia a instalar necesaria mediante la Ec. 5.

$$Potencia\ Instalada\ (MW) = \frac{4000\left(\frac{MWh}{año}\right)}{8760\ h \cdot 0{,}27} = 1{,}691\ MW \qquad \text{Ec. 5}$$

7.2.2 Selección del modelo de aerogenerador

Una vez determinada la potencia necesaria, se procede a escoger un aerogenerador comercial que sea capaz de cubrir la demanda eléctrica anual.

Para ello se han considerado dos de los principales fabricantes del mercado, como son Vestas y Siemens-Gamesa. Estos dos fabricantes se han consolidado en el mercado nacional e internacional realizando multitud de proyectos eólicos de todo tipo de escala por lo que cuentan con una tecnología confiable y adecuada para la instalación de estudio.Dado que son necesarios 1,691 MW, se ha optado por un modelo de 2 MW en sendos fabricantes, ya que así se asegura un sobredimensionamiento en caso de posibles futuras ampliaciones de la flota o indisponibilidades.

En cuanto a la distribución del parque, se decide instalar un único aerogenerador, ya que un número mayor implicaría unos costes de inversión, operación y mantenimiento más elevados, así como permisos y tiempos más largos de ejecución. Además, al estar sobredimensionando la potencia instalada en más de un 15%, se compensarían posibles paradas.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se consideran los modelos Vestas V90-2.0 MW y Siemens-Gamesa G114-2.0 MW.

	Vestas V90-2.0 MW	Siemens-Gamesa G114-2.0 MW
Potencia	2000 kW	2000 kW
Diámetro de palas	90 m	114 m
Número de palas	3	3
Clase de viento	III A	III A
Área de barrido	6362 m^2	10207 m^2

Tabla 2. Caracterísitcas de ambos aerogeneradores (fuente propia).

Como se aprecia en la tabla, la clase de viento III A hace referencia a vientos suaves (con una media anual en torno a los 7,5 m/s) y con una elevada turbulencia, según la norma de diseño IEC 61400-1. Este tipo de viento coincide con el recurso en la zona, como se comentará a continuación, por lo que los modelos escogidos son coherentes con el emplazamiento.

Con los dos modelos de aerogenerador decididos, se procede a la estimación de la generación eléctrica como método de comprobación, para asegurar que el aerogenerador cumple con los requerimientos energéticos del proyecto.

7.2.3 Estudio del recurso eólico

Gracias a la base de datos del mapa eólico ibérico, que cuenta con una campaña de mediciones de datos de 32 años [1989, 2020], se ha estudiado la zona que rodea a la ciudad de Valladolid y se ha escogido un emplazamiento con una media anual de velocidad del viento de 6,55 m/s. Esta velocidad se mide a una altura de 100 metros, ya que sería la altura de la góndola, que en ambos casos está dentro de las medidas admitidas por el fabricante. Se han elegido estas coordenadas ya que es una de las zonas con mayor altitud en la región y por tanto con mejor recurso. Además, la zona cuenta con más proyectos eólicos, lo que acredita el potencial del lugar. Se ha comprobado que estos otros proyectos se encuentran lo suficientemente alejados de la ubicación escogida como para que el área de influencia eólica no los afecte, siendo la distancia al aerogenerador más cercano de 4,09 km.



Ilustración 9. Distancia al aerogenerador más cercano (Maps, 2025)

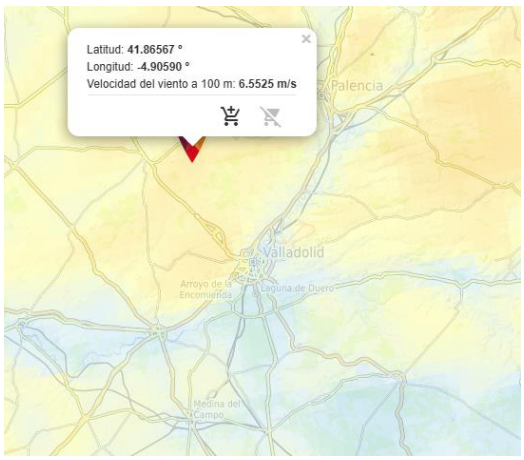


Ilustración 10. Detalle de la ubicación del aerogenerador (Mapa Eólico Ibérico, 2025)

En cuanto a la orientación del aerogenerador, se plantea una solución con un movimiento de la góndola tipo “yaw” que permite a la misma girar para orientarse de cara al viento, debido a que el recurso tiene dos direcciones predominantes opuestas (SO – NE) como indica la rosa de los vientos.

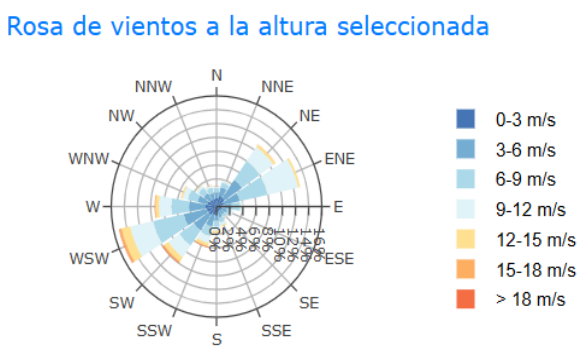


Ilustración 11. Rosa de los vientos de la ubicación (Mapa Eólico Ibérico, 2025)

El método de cálculo empleado consiste en obtener la distribución de Weibull y a partir de las densidades de probabilidad de las velocidades del viento, determinar cuantas horas trabaja el aerogenerador a cada una de las velocidades y a que potencia corresponden estos valores. Con este estudio, se obtiene la potencia media anual de trabajo, que multiplicada por las horas totales del año arrojará la energía producida, como se muestra en el siguiente apartado.

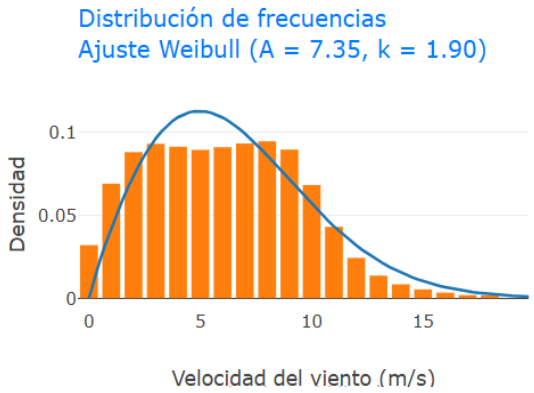


Ilustración 12. Distribución de Weibull del emplazamiento (Mapa Eólico Ibérico, 2025)

7.2.4 Cálculo de la energía generada en el aerogenerador

En primer lugar, se obtienen las curvas de potencia de ambos modelos de aerogenerador.

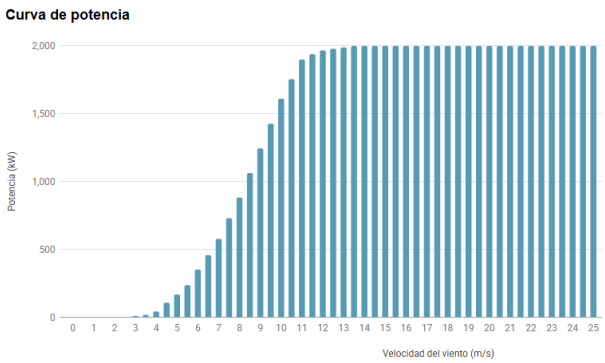


Ilustración 13. Curva de potencia Vestas V90-2.0 MW (TheWindPower, 2025)

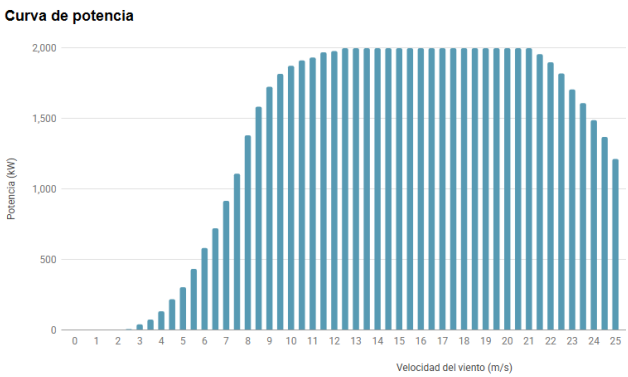


Ilustración 14. Curva de potencia Siemens-Gamesa G114-2.0 MW (TheWindPower, 2025)

A continuación, se cruzan la curva de Weibull con la curva de potencia, para obtener la probabilidad con la cual funciona el aerogenerador a una cierta potencia en función de las distintas velocidades del viento a lo largo del año.

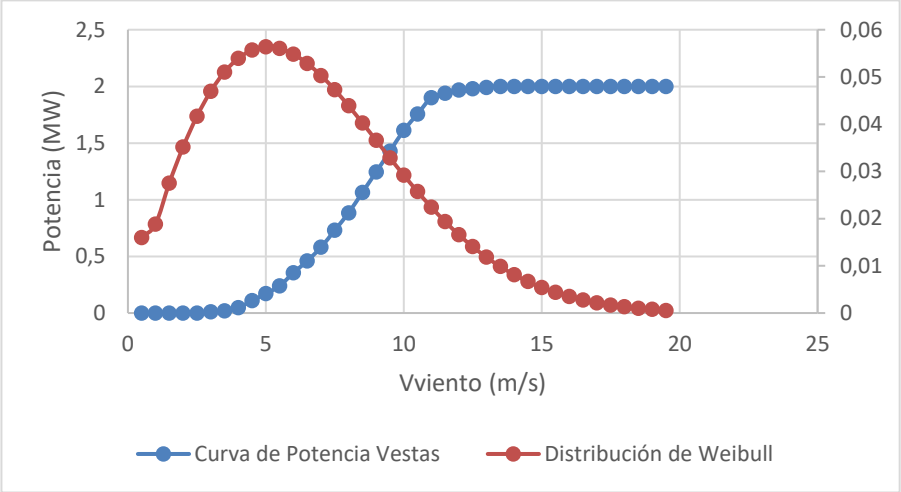


Ilustración 15. Curva de potencia V90 vs Weibull (Fuente propia)

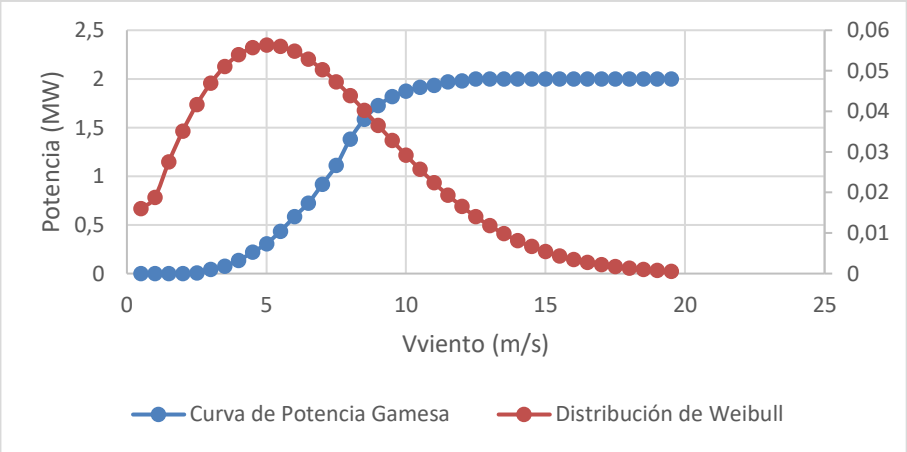


Ilustración 16. Curva de potencia G114 vs Weibull (Fuente Propia)

Dado que ambas variables de la gráfica comparten el eje de la velocidad del viento, y que la distribución de Weibull indica la probabilidad de que este tenga una determinada velocidad, si se multiplica la potencia en cada velocidad por la probabilidad de Weibull en ese mismo punto y se realiza el sumatorio a lo largo de toda la gráfica, se obtiene la potencia media a la que opera el aerogenerador durante todo el año.

Con la potencia media conocida, basta con multiplicarla por las 8760 horas del año para obtener así la energía generada.

Por último, a esta energía bruta se le deben descontar las diferentes pérdidas sufridas a lo largo de la instalación, como pueden ser pérdidas por indisponibilidad del aerogenerador, por incumplimiento de la curva de potencia o por pérdidas eléctricas en el sistema eléctrico (indicado en el siguiente apartado).

Se muestran a continuación los resultados obtenidos de forma tabulada.

	Vestas V90-2.0 MW	SG G114-2.0 MW
Pmedia (MW)	0,667	0,850
Ebruta (GWh/año)	5,85	7,44
Eneta (GWh/año)	4,97	6,33

Tabla 3. Energía generada por los diferentes aerogeneradores

Como se puede observar, con ambos modelos se obtiene una cantidad de energía neta superior a la requerida, lo cual es lógico puesto que se parte de un sobredimensionamiento de más de 300 kW respecto a la potencia estimada como necesaria para generar los 4 GWh/año iniciales.

Finalmente, como ambas son empresas prestigiosas, se decide escoger el aerogenerador Vestas ya que tiene mayor cuota de mercado europeo (Reve, 2024). Además, pese a tener menor diámetro de palas, el sobredimensionamiento garantizará un exceso en la producción que permite flexibilidad ante imprevistos en el funcionamiento o futuras ampliaciones de la flota, como se ha comentado en apartados anteriores. Además, tras analizar su factor de capacidad, dividiendo la energía generada entre la total posible bajo condiciones ideales, se obtiene un valor del 28% lo que encaja con la cifra estimada al inicio del análisis eólico y respalda el estudio realizado.

7.2.5 Evacuación eléctrica y obra civil

El aerogenerador cuenta con un transformador trifásico donde la electricidad procedente del generador ubicado en la góndola se eleva de 690 V (baja tensión) a 30 KV (media tensión). Se utiliza un tipo de transformador seco que permite la refrigeración del mismo directamente con aire. A continuación, se coloca una celda de aislamiento en SF6 de

media tensión cuya función es aislar y proteger al propio transformador y la línea de generación.

Para la instalación y las operaciones de mantenimiento del aerogenerador se debe abrir una pista con un radio de curvatura lo suficientemente grande como para permitir el acceso y la maniobrabilidad de camiones tipo góndola. Además, destacar que la distancia entre el aerogenerador y la carretera VA-910 es de 833.9 m, permitiendo el acceso a pie de aerogenerador.



Ilustración 17. Pista de acceso a la ubicación del aerogenerador (41.8567, -4.90590) (Maps, 2025)

Se trata de un terreno llano y sin obstáculos por lo tanto la inversión realizada en este aspecto es menor. A su vez también se deja un área lo suficientemente grande para poder realizar con precisión y seguridad las operaciones de montaje. Para realizar el anclaje de la torre al terreno, en primer lugar se excava un área circular de aproximadamente 20 metros (Construccionesecay, 2025), en la cual se vierte una capa de hormigón de limpieza asegurando así que el acero de la torre se apoye sobre una superficie lisa. Posteriormente, se procede a la construcción de una jaula formada por pernos de acero que sirve como base, se coloca la parrilla de acero y se procede a un segundo vertido de hormigón asegurando así que las cargas estén correctamente distribuidas y la transmisión de esfuerzos al terreno sea adecuada pudiéndose así finalmente proceder con las tareas de izado de la torre eólica.

Una vez completada esta fase, se excava una zanja que permitirá transportar la electricidad a través de un cable subterráneo trifásico de media tensión comercial de D=150 mm² de Aluminio diseñado según la norma IEC, desde el punto de generación hasta la planta de hidrógeno ubicada en el polígono de San Cristóbal ubicado a una distancia aproximada L=31 km lugar donde se encuentra la subestación receptora de la electricidad.

7.3 Parque fotovoltaico

El dimensionamiento de la planta se ha realizado considerando las condiciones de radiación solar del emplazamiento, las características técnicas de los módulos fotovoltaicos y de los inversores seleccionados, así como las pérdidas asociadas al sistema y la estrategia de integración con el resto de la instalación renovable. Asi mismo, se incluyen los cálculos eléctricos, el análisis de rendimientos, la configuración de los campos solares y las verificaciones de cumplimiento normativo.

7.3.1 Cálculo de la potencia a instalar

Se parte de un total de 4 GWh/año asignados al parque fotovoltaico. En base a esta cifra, se procede al dimensionamiento de la instalación eólica.

En primer lugar, se ha estimado la potencia pico necesaria para producir la cantidad de energía requerida. Para ello, se parte de la Ec. 4 ya que da una idea de la energía neta generada en función de la potencia instalada.

Como se ha comentado en el apartado de eólica, el factor de capacidad es un valor que muestra la relación entre la energía real obtenida y la total producible si la planta operase al 100% de su capacidad durante todas las horas del año. Este factor varía según la tecnología y el recurso local. Como se realiza una simulación del recurso fotovoltaico en el programa PVsyst, se utilizan los datos provenientes del informe facilitado, para estimar el factor capacidad aproximado para estas instalaciones, que rondaría un 21%.

Con este dato y la energía neta a generar se obtiene la potencia a instalar necesaria:

$$Potencia\ instalada\ (MW) = \frac{Energía\ neta\ generada\ (\frac{MWh}{año})}{8670\ h \cdot FC} = 2.17\ MW \qquad \textbf{Ec.6}$$

7.3.2 Selección del modelo de módulo fotovoltaico

Es necesario elegir un modelo de módulo fotovoltaico que consiga satisfacer la demanda eléctrica del parque fotovoltaico. Para ello, se instalarán módulos de la marca Adani Solar, en concreto el modelo 630Wp Bifacial, cuya ficha técnica se encuentra recogida en la Tabla 4 (Ver Anejo 4 para más información).

Potencia pico (Wp)	630
Corriente en el punto de máxima potencia (A)	17,19
Tensión en el punto de máxima potencia (MPP)(V)	36,66
Corriente de cortocircuito (A)	18,57
Tensión en circuito abierto (V)	42,87

Tabla 4. Ficha técnica Adani 630Wp Bifacial

7.3.3 Selección del modelo de inversor y cálculo de inversores necesarios

Con el fin de garantizar un diseño óptimo, se han aplicado dos métodos de cálculo independientes, que permiten verificar la necesidad real de inversores para una planta de 3000 kW nominales, considerando un sobredimensionamiento del 15% del campo solar (potencia pico total: 3450 kWp). (Ver Anejo 4 para más información).

CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR	
MODELO	Huawei SUN2000-300KTL-H0
Potencia nominal (kW)	300
Potencia máxima (kW)	330
Tensión de salida (entre fases) (trifásica) (V)	800
Corriente nominal/máxima salida (A)	238,2
Frecuencia de salida (Hz)	50±1
Máxima tensión de entrada (Vdc)	1500
Rango de tensión del MPPT (V)	500-1500
Máxima corriente de entrada (A)	390

Tabla 5. Datos técnicos del inversor Huawei SUN2000-300KTL-H0.

Método 1: Relación entre potencia total del campo y potencia máxima admisible por inversor.

Este método calcula cuántos inversores son necesarios dividiendo la potencia pico total del campo fotovoltaico entre la potencia máxima de entrada admisible por cada inversor siguiendo la Ec. 7:

$$N_{inversores} = \frac{Potencia}{Potencia\ máx.adm\ inversor} \quad \text{Ec. 7}$$

$$N_{inversores} = \frac{3450}{3455} = 10\ inversores$$

Por lo que se necesitaran como mínimo 10 inversores.

Método 2: Relación entre energía anual vertida y capacidad útil del inversor

Este método toma como referencia la energía anual estimada que se verterá a la red, y la divide entre la energía que puede gestionar un inversor en un año, considerando su capacidad máxima y las horas equivalentes de funcionamiento. El cálculo se efectúa siguiendo la Ec. 8.

$$N_{inversores} = \frac{Energía\ vertida\ red\ \left(\frac{kWh}{año}\right)}{Horas\ equivalentes\ \left(\frac{h}{año}\right) \cdot Potencia\ máx.adm\ inversor\ (kWp)} \quad \text{Ec. 8}$$

$$N_{inversores} = \frac{4849668.77\ \left(\frac{kWh}{año}\right)}{1405{,}70\ \left(\frac{h}{año}\right) \cdot 345\ (kWp)} = 10\ inversores$$

Ambos métodos conducen al mismo valor mínimo teórico:

Método	Nº inv. mínimo	Nº inv. final	Comentario
Método 1: Relación potencia	10	10	Según potencia máxima admisible
Método 2: Energía vertida	10	10	Según simulación de producción anual

Tabla 6. Cálculo del número de inversores necesarios

Por tanto, se concluye que será necesario instalar **10 inversores de 345 kW**, cumpliendo tanto los criterios eléctricos como los energéticos del sistema.

7.3.4 Estudio del recurso fotovoltaico

Para poder evaluar la producción energética, es necesario evaluar el recurso fotovoltaico disponible. Como factores técnicos se parte de una potencia nominal de 3.000 kW y una potencia pico de 3.450 kW (que es un 15 % de la potencia nominal).

Para realizar esta evaluación de la energía producida, es necesario partir de algunos valores como los grados día medio asociados a cada mes del año, que se obtienen de la base de datos del PVsyst, el factor emplazamiento, que es un dato que se obtiene del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura del IDAE y el Performance Ratio (PR).

El Performance Ratio es un parámetro que define el rendimiento energético de la instalación. Este parámetro tiene en cuenta las condiciones de trabajo reales de la instalación, así como los factores que puedan generar pérdidas. Para obtener este parámetro es necesario conocer la Tª ambiente y de las células, las pérdidas térmicas, el coeficiente de perdidas por temperatura y otras pérdidas que pueda haber en el sistema. Se muestra el cálculo en la Tabla 3.

Una vez obtenido el valor mensual de Performance Ratio, se procede a calular los kWh/m2dia (Ep) producidos a través de la ecuación Ec.9

$$Ep = \frac{Gdm * Potencia\ pico}{PR/100} \qquad \text{Ec. 9}$$

Esto se realiza para cada uno de los meses multiplicando este valor obtenido de la fórmula, por los días correspondientes de cada mes. La energía producida anualmente es de un total de 4.849,67 MWh.

Se realiza el cálculo del rendimiento específico o Specific Yield (YF), que es la cantidad de energía producida por cada kWp de potencia nominal instalda. Su calculo es el resultado de cociente entre energía generada (kWh) y potencia nominal (kWp), y el resultado es 1.405,7 kWh/kWp.

Una vez calculado este valor, se puede comparar con el estudio realizado en el programa PVsyst, en el que se realiza una simulación de la producción esperada, con las características indicadas. La producción específica que indica el programa PVsyst es de 1834 kWh/kWp al año, y la energía producida por la instalación asciende a un total de 6.331,6 mWh/año.

Estos resultados obtenidos con el simulador PVsyst son acordes a un sistema en condiciones óptimas, sin embargo, a pesar de las diferencias se resume un buen nivel de rendimiento, acorde con el performance ratio calculado para instalaciones con módulos de seguimiento bifacial y para las necesidades de este estudio.

7.3.5 Cálculo del número de módulos

7.3.5.1 Cálculo del número de módulos en serie

El número de paneles en serie se calcula a partir del rango de tensión del punto de máxima potencia del inversor y de la tensión en el punto de máxima potencia (MPP) del módulo fotovoltaico.

Así, el número de paneles en serie se calcula según la Ec. 9:

$$N_{serie} = \frac{Valor\ medio\ del\ rango\ tensión\ del\ MPPT\ en\ el\ inversor}{Tensión\ en\ el\ punto\ de\ máxima\ potencia\ del\ módulo} = \frac{\frac{500+1500}{2}}{36.66} = 27.28 \approx 28\ módulos \qquad \text{Ec. 10}$$

A continuación es necesario comprobar si, en efecto, el cálculo realizado es correcto. Para ello, se calcula la relación entre el valor mínimo del rango de tensión del MPPT del inversor (500V) y la tensión en el punto de máxima potencia. Se calcula la misma relación para el valor mayor del rango del inversor (1500V). Si el número de módulos calculado (28) es menor o igual que el resultado del primer cálculo y menor que el segundo, el cálculo de módulos es correcto.

En este caso, los cálculos dan como resultado 13.64 y 40.92, respectivamente. Por tanto, se cumple que 28 es mayor o igual que 13.64 y menor que 40.92, por lo que se demuestra que los cálculos son correctos.

7.3.5.2 Cálculo del número de módulos en paralelo

En primer lugar es necesario conocer el número de módulos por cada inversor mediante la Ec. 10:

$$N_{\frac{módulos}{inversor}} = \frac{Potencia\ nominal\ inversor \cdot 1.15\ (W)}{Potencia\ pico\ del\ módulo\ (Wp)} = \frac{345000 \cdot 1.15}{630} = 548\,\frac{módulos}{inversor} \qquad \text{Ec. 11}$$

Una vez conocidos el número de módulos en serie, se realiza el cálculo del número de ramas en paralelo que se deberán instalar según la Ec.11:

$$N_{módulos\ en\ paralelo} = \frac{\frac{Nmódulos}{inversor}}{Nserie} = \frac{548}{28} = 19.5\ ramas\ \approx 20\ ramas\ en\ paralelo \qquad \text{Ec. 12}$$

De igual manera que en el apartado 2.1.2, se efectúa también la comprobación del cálculo de las ramas en paralelo. Si el número de ramas en paralelo (20) es menor que el resultado de la Ec.12 y mayor que la Ec.13, el cálculo será correcto.

$$\frac{Vdc\ inversor \cdot Máx\ I\ entrada\ inversor}{1.1 \cdot Pot\ pico\ módulo \cdot Nserie} = \frac{1500V \cdot 390A}{1.1 \cdot 630Wp \cdot 28} = 30.15 \qquad \text{Ec. 13}$$

$$\frac{Pot\ nominal\ inversor}{1.1 \cdot Pot\ pico\ módulo \cdot Nserie} = \frac{300000W}{1.1 \cdot 630Wp \cdot 28} = 15.46 \qquad \text{Ec. 14}$$

De los resultados obtenidos mediante ambas ecuaciones se comprueba que el cálculo de ramas en paralelo es correcto.

A continuación se realiza la comprobación de la intensidad que circulará por la instalación fotovoltaica.

$$Np \cdot I\ MPP\ módulo \leq Máxima\ corriente\ de\ entrada\ al\ inversor$$

$$19.5 \cdot 17.19A = 336.43A \leq 390A$$

7.3.6 Cajas de protección

7.3.6.1 Cajas de protección primarias

Las cajas de protección primaria agrupan los strings procedentes del campo fotovoltaico y alojan los elementos de protección individual necesarios para garantizar la seguridad de cada rama. Estas cajas se instalan entre los strings y el inversor, y permiten actuar sobre los circuitos de corriente continua en caso de cortocircuito o mantenimiento.

Para la protección individual de cada string se instalan fusibles de corriente continua. Según la norma IEC 62548, el calibre del fusible debe seleccionarse aplicando un coeficiente de entre 1,4 y 1,56 veces la intensidad de cortocircuito del módulo o del conjunto de paneles que protege.

Teniendo en cuenta que la corriente de cortocircuito del módulo es de 18,57 A, se aplica la fórmula (Ec. 14) para conocer el calibre mínimo del fusible.

$$Ifusible > 1{,}5 \cdot 18{,}57 = 27{,}86\ A \qquad \text{Ec. 15}$$

Por lo tanto, la corriente nominal que ha de tener el fusible ha de ser inmediatamente superior, siendo el valor adecuado de 32 A.

Cuadros de protección sin monitorización para lado de CC en metal

TENSIÓN DE SERVICIO 1000VCC

Tensión máxima: 1000VCC. Tensión máxima de funcionamiento: 1050VCC. Nivel de protección de tensión: 3,8kV

Magnetotérmico de salida: 4P 1000VCC. Protección de sobretensiones: tipo 2, 20kA In / 40kA Imax - 1000VCC

Nº de strings		Nº de entradas PV inversor	Dimensiones mm			Nº fusibles	Nº Int. Magnt.	Nº Protec. Sobret.	Imáx autom. salida A	Referencia
entrada	salida		Alto	Ancho	Fondo					
4	1	1	500	600	160	8	1	1	63	MGPVM1K0V4P41
6	1	1	500	600	160	12	1	1	100	MGPVM1K0V4P61
6	2	2	600	500	160	12	2	2	32	MGPVM1K0V4P62
6	3	3	800	500	160	12	3	3	20	MGPVM1K0V4P63
8	1	1	500	600	160	16	1	1	125	MGPVM1K0V4P81
8	2	2	800	600	160	16	2	2	63	MGPVM1K0V4P82
10	1	1	500	650	160	20	1	1	160	MGPVM1K0V4P101
12	1	1	500	650	160	24	1	1	160	MGPVM1K0V4P121
14	1	1	500	650	160	28	1	1	200	MGPVM1K0V4P141
16	1	1	500	650	160	32	1	1	200	MGPVM1K0V4P161

Tabla 7. Cuadros de Protección

Una vez definido el calibre de los fusibles, se consulta el catálogo comercial de un fabricante para seleccionar una caja adecuada que permita agrupar varios strings con ese tipo de protección. Según dicho catálogo, con fusibles de 32A, se pueden agrupar hasta

6 strings por caja. Teniendo en cuenta el calibre mínimo por fusible y la cantidad de strings que puede haber por caja, obtenemos un total de 6 cajas. Se decide instalar 6 cajas de protección primaria por cada inversor, con 4 ramas/series (más 2 vacantes) por cada caja de protección primaria, haciendo un total de 156 CPP1.

7.3.6.2 Cajas de protección secundaria

Las cajas de protección secundarias (CPS) reciben las salidas de las cajas primarias y agrupan varias de ellas para realizar una protección colectiva mediante interruptores-seccionadores y fusibles de mayor calibre. Estas cajas permiten una protección escalonada en el sistema de corriente continua, facilitando la operación y mantenimiento.

Se dimensiona el fusible de la CPS a partir de la suma de las intensidades de cortocircuito de los strings agrupados y se aplica el mismo coeficiente recomendado, 1,4 a 1,56, según la norma IEC 62548.

- Corriente de cortocircuito 4 ramas en paralelo:

$$4 \cdot 18{,}57 = 74{,}28\ A$$

El calibre mínimo del fusible es el resultado, como se ha realizado previamente del producto de 1,5 por la corriente del cortocircuito, dando un resultado de 111 A.

Según la tabla del fabricante, se seleccionan los fusibles con una intensidad nominal de 125 A. Este tipo de fusible es adecuado para la instalación.

Dado que el sistema contará con un total de 156 cajas primarias distribuidas en planta.

7.3.6.3 Energía neta producida ajustada

La energía neta total producida es el resultado de aplicar factores tales como la bifacialidad de los módulos, y el seguimiento a un eje. Estos valores han sido aplicados a la producción energética con la Ec. 16

$$Etracker = Efija \cdot (1 + G) \qquad \text{Ec. 16}$$

Donde G es la ganancia relativa por el seguidor, siendo los valores habituales en latitudes medias de G=20%, lo que supone un factor 1.20, Etracker es la energía anual generada por los módulos, y Efija la energía generada por la estructura fija.

Dado que la diferencia obtenida con los cálculos, respecto al informe PVsyst está dentro de un ±5%, se puede concluir que las correcciones aplicadas son correctas.

7.3.6.4 Evacuación eléctrica y obra civil

El parque fotovoltaico cuenta con inversores trifásicos que se encargan de transformar la corriente continua (DC) que es generada por los módulos solares en corriente alterna (AC) a una baja tensión (800V). Esta energía se conduce hasta un transformador que incrementa la tensión de baja a media (step-up). Con la necesidad de elaborar una línea de evacuación que conecte el parque con la red de distribución se procede a excavar una zanja para poder transportar la electricidad. Este transporte se realiza a través de un cable de cobre flexible estañado diseñado según las normas EN 50618 e IEC 62930, desde el punto de generación hasta la planta de hidrógeno de San Cristóbal ubicado a una distancia de 4,5 km del lugar donde se encuentra la subestación receptora de la electricidad.

7.4 Energía entregada a la planta de hidrógeno

7.4.1 Energía suministrada por el parque eólico

La planta de hidrógeno recibirá una energía eléctrica algo menor que la producida en el aerogenerador debido fundamentalmente a pérdidas originadas por el transporte eléctrico en la línea subterránea de media tensión, en el transformador de origen y en el transformador ubicado en el punto de destino.

Se determina la intensidad circulante por la línea mediante la Ec. 15, considerando un factor de potencia de 0,95.

$$I = \frac{P}{U_L \cdot cos\emptyset \cdot \sqrt{3}} = \frac{2000000\ W}{20000\ V \cdot 0{,}95 \cdot \sqrt{3}} = 60{,}78\ A \qquad \text{Ec. 16}$$

El cable a utilizar es de la marca Prysmian modelo Vulpren Class HEPRZ1 AL, 1x150(Al)/16 [Anejo 5] para instalaciones de media tensión presentando una resistencia de R=0,206 Ω/km, por tanto se tienen una pérdidas de línea (Ec. 16):

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L = 3 \cdot 60{,}78^2 \cdot 0{,}206 \cdot 31 = 38811\ W = 70.77\ KW \qquad \text{Ec. 17}$$

$$\%_{PÉRDIDAS} = \frac{P_{LÍNEA}}{P} \cdot 100\% = \frac{70773\ W}{2000000\ W} \cdot 100\% = 3.54\ \%$$

Las pérdidas estimadas en el transformador de origen de 0,5%. Por tanto, la energía entregada neta total corregida y ajustada considerando las pérdidas será, según la Ec. 17:

$$E_{ENTREGADA\ NETA} = 4{,}97\ GWh \cdot (1 - 0{,}0354) \cdot (1 - 0{,}005) = 4{,}77\ GWh \qquad \text{Ec. 18}$$

7.4.2 Energía suministrada por el parque fotovoltaico

Al igual que para la instalación eólica se procede a determinar la energía neta entregada por el parque fotovoltaico, teniendo en cuenta las pérdidas originadas por su transformador de origen y el transporte a través de línea de media tensión hasta la hidrogenera.

$$I = \frac{P}{U_L \cdot cos\emptyset \cdot \sqrt{3}} = \frac{3450000\ W}{20000\ V \cdot 0{,}95 \cdot \sqrt{3}} = 104{,}83\ A$$

En este caso, se utiliza un cable específico de fotovoltaica para el envío de la energía eléctrica en media tensión, de la marca Prysmian modelo Exzhellent Class Solar de 40 mm² de espesor, con una resistencia de R= 1,24 Ω/km dando lugar a unas pérdidas de línea:

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L\ = 3 \cdot 104{,}83^2 \cdot 1{,}24 \cdot 4{,}5 = 183.961{,}37\ W = 183{,}96\ KW$$

$$\%_{PÉRDIDAS} = \frac{P_{LÍNEA}}{P} \cdot 100\% = \frac{183.961{,}37\ W}{2000000\ W} \cdot 100\%\ = 9{,}2\ \%$$

Las pérdidas estimadas en el transformador de origen de 0,5% al igual que en el caso de la planta eólica, por tanto:

$$E_{ENTREGADA\ NETA} =\ 6{,}06\ GWh\ \cdot (1 - 0{,}092) \cdot (1 - 0{,}005) = 5{,}48\ GWh$$

7.4.3 Energía total neta suministrada al electrolizador

La energía neta que se suministra al electrolizador es igual a la suma de la energía suministrada por la planta eólica y la planta fotovoltaica.

$$Eneta.tot = Eeólica + Efv\ Eneta.tot = Eeólica + Efv =$$ 4,77 GWh + 5,48 GWh = 10,25 GWh

Como se puede observar, la instalación está sobredimensionada en un 30% para poder satisfacer posibles ampliaciones de la flota en el futuro.

7.4.4 Descripción del esquema eléctrico y de Proceso

La energía eléctrica se genera en las plantas eólica y fotovoltaica. Mediante un transformador presente en cada una de ellas, se eleva la tensión de baja a media para reducir pérdidas en el transporte. Esta energía es transportada mediante cables soterrados directamente hasta el electrolizador, que trabaja en régimen de media tensión. Aquí, el paquete del electrolizador cuenta con un sistema de tratamiento de agua para poder adecuarla y posteriormente realiza un proceso de electrólisis por el cual se divide la molécula de agua obteniendo hidrógeno verde. Una vez generado, el hidrógeno es comprimido a 350 bares y almacenado en unos tanques desde los que se produce el suministro a la flota de autobuses. Se muestra a continuación un esquema completo con el detalle de lo descrito anteriormente.

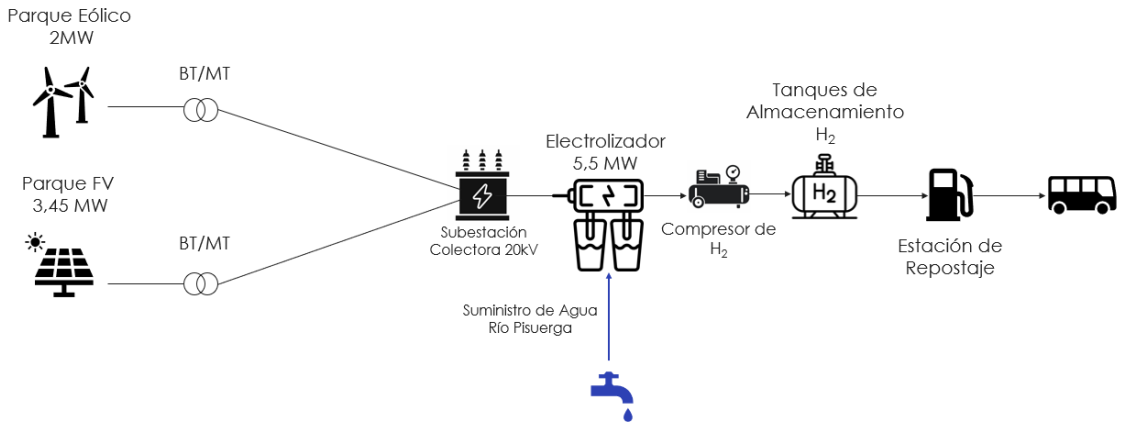


Ilustración 18. Esquema eléctrico y de proceso (Fuente propia)

8 CARACTERIZACIÓN DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE

En este apartado se desarrollan las partes fundamentales que conforman la planta de hidrógeno, incluyendo el sistema de producción (electrolizador), el almacenaje y el resto de elementos necesarios para la distribución de dicho combustible.

8.1 Dimensionado del electrolizador

Para poder responder ante el máximo pico de potencia, se opta por dimensionar el electrolizador teniendo en cuenta la suma del 100% de la potencia instalada por ambas plantas renovables.

$$Pelectrolizador = P_{Peólica} + P_{Pfotovoltaica} \quad \text{Ec. 18}$$

$$Pelectrolizador = 2\ MW + 3{,}45\ MW = 5{,}45\ MW \approx 5{,}5\ MW$$

El motivo de dimensionar el electrolizador a la potencia pico se basa en tener capacidad de producción de hidrógeno incluso en el caso de estar generando electricidad a máxima capacidad en ambas plantas. De esta forma no se pierde energía en ningún caso y se puede obtener una cantidad extra de hidrógeno para hacer frente a posibles ampliaciones o aumentos en la demanda. Además, un dimensionado de toda la hidrogenera bajo este criterio, implica que no sería necesaria una modernización técnica en un futuro.

Como se había adelantado en el capítulo 6, se escoge un electrolizador tipo PEM por sus ventajas respecto al resto de tecnologías. A nivel comercial, no existen módulos de 5,5 MW exactos, por lo que se ha elegido el modelo Neptune V del fabricante ITM Power (itm-power, 2025), que cuenta con una unidad paquete de hidrógeno “plug & play” formada por 8 módulos de electrolizadores PEM de 0,625 MW cada uno, que hacen un total de 5 MW. Destacar que esta unidad cuenta con equipos auxiliares como el sistema de purificación de agua, el sistema de enfriamiento o el sistema de isntrumentación y control entre otros, lo que facilita la instalación y uso del mismo.

Para los 0,5 MW de potencia restantes se plantea consultar con el fabricante la posibilidad de implementar un noveno módulo o en el caso de no ser posible, añadir un electrolizador auxiliar pequeño de 0,5 MW.

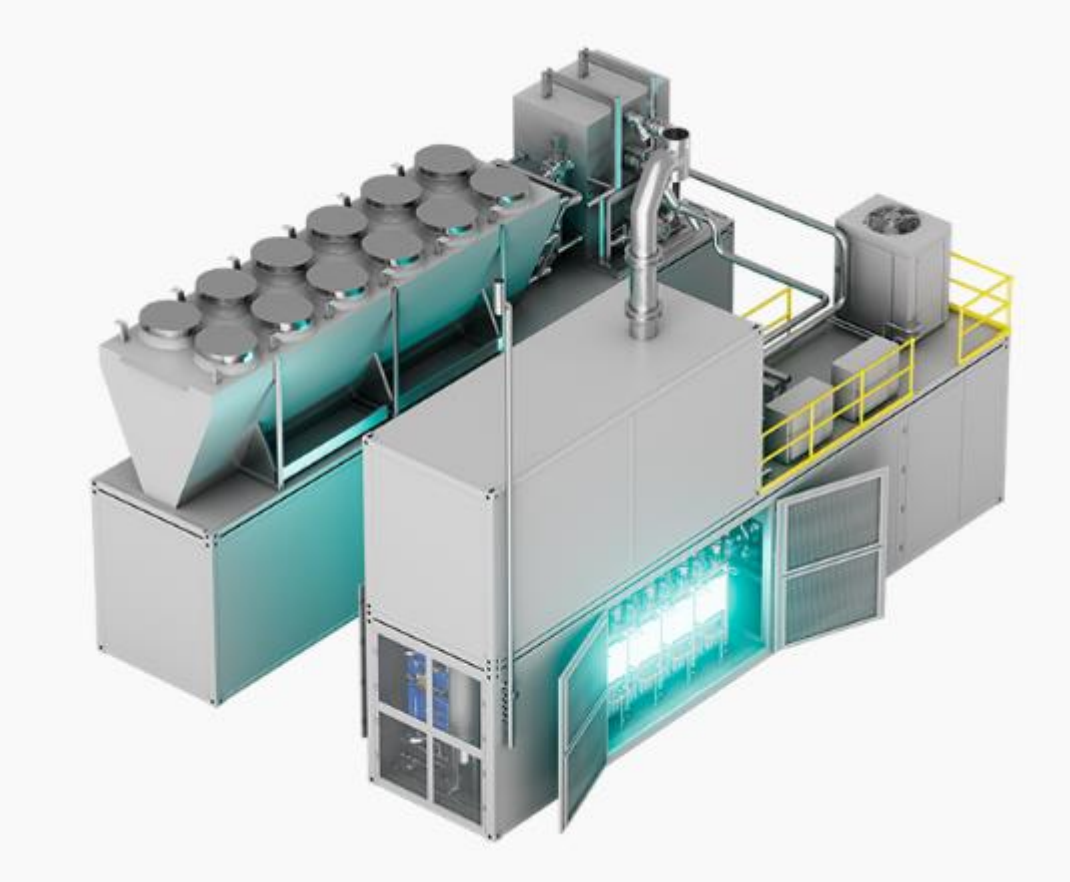


Ilustración 19. Unidad paquete Neptune V ITM Power (itm-power, 2025)

8.2 Descripción de estación de compresión de hidrógeno

Según la ficha técnica [Anejo 6], la presión de salida del hidrógeno es de 30 bar (g), por lo que será necesario un sistema de compresión que permita elevar dicho valor a los valores requeridos por los depósitos de almacenamiento y por el sistema de repostaje.

El valor de presión de repostaje para el modelo de autobús considerado es de 350 bar según Anejo 1 que coincide con el rango de presiones empleado en tanques de almacenamiento de media presión. Por este motivo se plantea un sistema de compresión que adapte la presión de salida del electrolizador al requerido por los tanques de almacenamiento y el depósito de los autobuses.



Ilustración 20. Compresor de hidrógeno de 350 bares (hyfindr, 2023)

8.3 Almacenamiento

Como se ha adelantado, se necesitan tanques de 350 bar de presión. Dado que la generación eléctrica está sobredimensionada y teniendo en cuenta la variabilidad de las renovables, se plantea contar con un almacén de 1500 kg de hidrógeno, lo que equivaldría a unos cinco días de suministro teniendo en cuenta que la demanda diaria de la flota es de 300 kg. De esta forma se pueden aprovechar los días de máxima producción para llenar los tanques y hacer frente a jornadas con menor recurso en las que podría no cumplirse la producción necesaria.

Finalmente, destacar que este sistema de almacenamiento cuenta con otros equipos como válvulas, colectores y otros sistemas de instrumentación.

8.4 Sistema de repostaje

Se plantea un sistema de repostaje que permita recargar los 28 autobuses al comienzo de la jornada. De esta forma se distribuirían una serie de surtidores formados por diferentes componentes como mangueras, medidores de suministro y equipos de presurización que permitan mantener la presión del hidrógeno en 350 bares. Al igual que el resto de elementos de la hidrogenera, cada elemento debe cumplir con la certificación ATEX, que garantiza la seguridad debido a potenciales explosiones por atmósfera de H_2.

Gracias a este esquema sería posible recargar la flota al completo y de manera ocasional, permitir a autobuses de ruta nocturna o de largo recorrido repostar de forma adicional a lo largo del día.

9 ANÁLISIS DE INVERSIÓN Y NEGOCIO

En este capítulo de la memoria se realiza un análisis financiero y de modelo de negocio propuesto. Este modelo de negocio consiste en la construcción, mantenimiento y operación las plantas mencionadas en los apartados anteriores, a través de las cuales se obtienen una serie de ingresos por la venta de hidrógeno a la empresa local de autobuses de la ciudad de Valladolid (AUVASA) quién será la responsable de cambiar la flota de autobuses.

En primer lugar, se analizan los costes de inversión teniendo en cuenta una serie de partidas principales.

- **Permisos, Licencias y Estudios Previos:** se trata de una pequeña partida en la cual se recogen los gastos debidos a la gestión de tramitación legal.

PARTIDA	Inversión Total Estimada (M€)	Peso sobre Inversión Total
A.1 Permisos, Licencias y Estudios Previos	0,085	0,46%

Tabla 8. Coste de Inversión Estimado de Permisos, Licencias y Estudios Previos

- **Ingeniería, Suministro de Equipos y Construcción de Instalaciones:** incluye el coste de inversión necesario de las plantas eólica, fotovoltaica y de generación de hidrógeno verde. Estas partidas suponen un peso muy elevado del proyecto ya implican un elevado desarrollo tecnológico, donde se recogen la ingeniería de detalle, operaciones de compra y transporte de equipos, su instalación y construcción, así como, la puesta en marcha. Destacar que además, los estándares de calidad requeridos son elevadas, así como, la garantización de unas adecuadas condiciones de seguridad y salud deben quedar garantizados. Todo ello hace que estas partidas absorban gran coste.

  Finalmente, destacar que para la partida B.3.2 de la siguiente tabla se aplica una corrección de mayoración de un 25% ya que el valor de referencia es considerado para una planta de dimensiones menores.

PARTIDA	Inversión (M€/MW)	Potencia Instalada (MW)	Inversión Total Estimada (M€)	Peso sobre Inversión Total (%)
B.1 Instalación Eólica (planderecuperacion, 2023)	1,493	2	2,986	16,05%
B.2 Instalación Fotovoltaica (planderecuperacion, 2023)	0,857	3,45	2,957	15,90%
B.3 Planta de Hidrógeno				
B.3.1 Electrolizador (itm-power, 2025)	1	5,5	5,5	29,57%
B.3.2 Sistema de compresión de 350 Bar(g) + Almacenamiento + Repostaje (pv-magazine, 2024)	-		3,625	19,49%

Tabla 9. Coste de Inversión de las Instalaciones

- **Líneas de transporte eléctrico y estación colectora:** recoge el coste debido a sendas líneas subterráneas de 20 kV que transportan la electricidad desde los parques hasta la planta de hidrógeno. En esta partida, se incluyen el elaborado de las zanjas, los precios del cableado colocados sobre lecho de arena nivelado y el posterior relleno con arena. Además, se tiene en cuenta la construcción de una estación colectora a 20 kV para unificar ambas líneas.

PARTIDA	Inversión (€/m)	Distancia a Hidrogenera (m)	Inversión Total Estimada (M€)	Peso sobre Inversión Total (%)
C.1 Línea Subterránea Planta Eólica – Est. Colectora (generadordeprecios, 2025)	80,14	31000	2,484	13,36%

C.2 Línea Subterránea Planta Fotovoltaica – Est. Colectora (generadordeprecios, 2025)	80,14	4513	0,362	1,94%
C.3 Estación Colectora a 20 kV (Ubicada en Hidrogenera)	NA	NA	0,45	2,42%

Tabla 10. Coste de Inversión de líneas de transporte y estación colectora

- **Aparamenta Eléctrica:** implica la compra e instalación de otros elementos como paneles, monitores, protectores, fusibles, etc.

PARTIDA	Inversión Total Estimada (M€)	Peso sobre Inversión Total
D.1 Aparamenta Eléctrica	0,15	0,81%

Tabla 11. Coste de Inversión de Aparamenta Eléctrica Adicional

Tras este análisis el coste total estimado de inversión es de 18,599 millones de € lo que supone una inversión importante en la región. Por otro lado, se muestran en las siguientes gráficas de forma unificada y resumida los datos expuestos previamente.

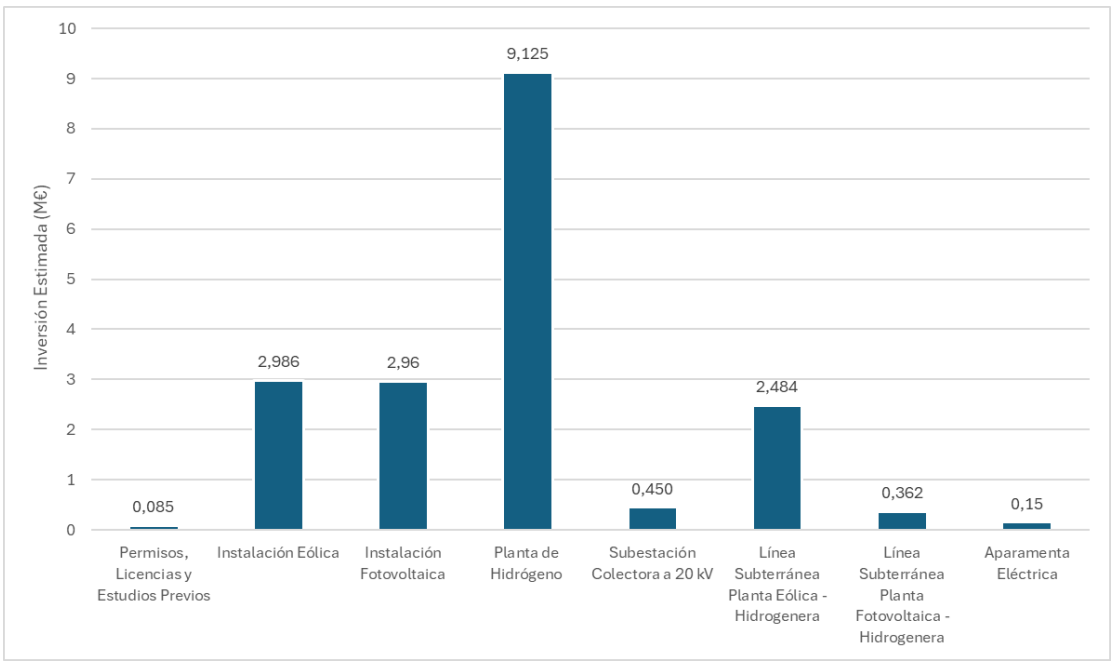


Ilustración 21. Inversión Estimada por cada Partida (Fuente Propia)

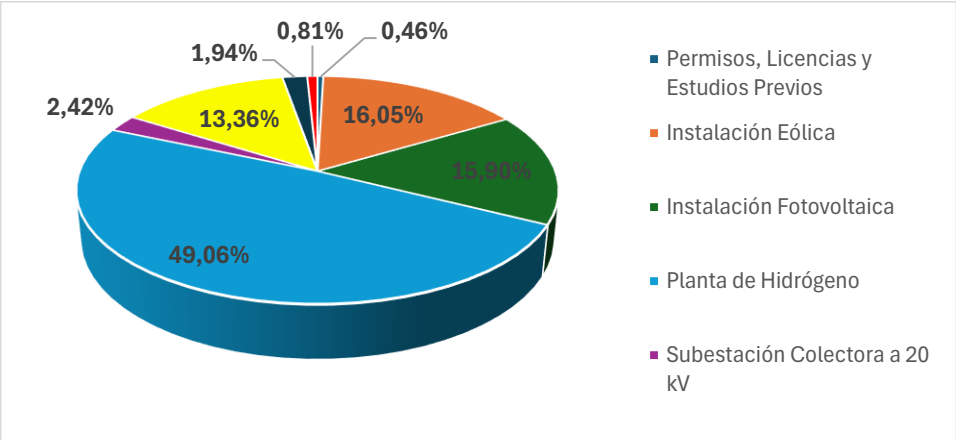


Ilustración 22. Peso de cada partida sobre el coste total (Fuente Propia)

Una vez se analizan los costes de inversión necesarios, es clave entender que factores podrían jugar en favor de la promoción de un proyecto de estas características, según fuentes como (Barrero, 2025) esta tipología de proyectos podrían contar en comunidades autónomas como Castilla y León con subvenciones que son capaces de cubrir hasta el 30% del coste de inversión del proyecto, por tanto, se asimilará una ayuda a su desarrollo en el análisis financiero del porcentaje comentado, lo que equivale a 5,58 millones de €.

A la hora de analizar la inversión se asumen dos datos clave, por un lado se considera una pérdida anual de rendimiento del electrolizador de un 0,5% anual debido a desgastes y también se considera un aumento de la demanda de hidrógeno verde de un 1,2% anual por parte de AUVASA, lo que supone que añadirán un nuevo autobús de hidrógeno adicional a su flota cada 3 años. El modelo de negocio se realiza con un análisis a 30 años y suponiendo un caso ideal en el que no hiciese falta la sustitución del electrolizador u otros elementos clave, algo que en la práctica es complicado ya que la tecnología de los electrolizadores tipo PEM no está aún desarrollada como para tener una vida útil tan larga sin que sea cambiado.

Para este estudio se plantean un caso base, en el que se mantiene una subvención del 30% y se considera un precio de venta al cliente AUVASA de 5,85 €/kg de hidrógeno verde, el cual es un precio competitivo y en línea con las tendencias actuales

Respecto al precio de venta es importante destacar que en la simulación se supone una actualización anual del mismo de un 2%, debido a los ajustes de la inflación. (Esteller, 2024)

Por otro lado, se tiene un coste por operación y mantimiento de la planta con una tasa incremental de un 1,5% la cual recoge el envejecimiento de los equipos con el paso del tiempo y en consecuencia la necesidad de un mayor gasto en dichas tareas.

Típicamente se considera como gastos de partida para O&M anuales, 30 €/kW (hainasolar, 2025) para energía eólica, 12 €/kW en fotovoltaica (Raso, 2015), 30 €/kW para el electrolizador (wattanasoponvanij, 2025) y 150000 € anuales para el conjunto del sistema de compresión, almacenaje y repostaje ubicado en la hidrogenera.

Ver Anejo 7 para comprobar toda esta información tabulada y descrita en detalle en el horizonte temporal de 30 años. Todos estos datos conforman los inputs necesarios para determinar el flujo de caja a origen y ver en cuanto tiempo se podría recuperar la inversión realizada. Además, se determinan otros parámetros financieros como el VAN asumiendo una rentabilidad exigida por los accionistas de un 5% y el TIR que indicarán si el proyecto es o no rentable.

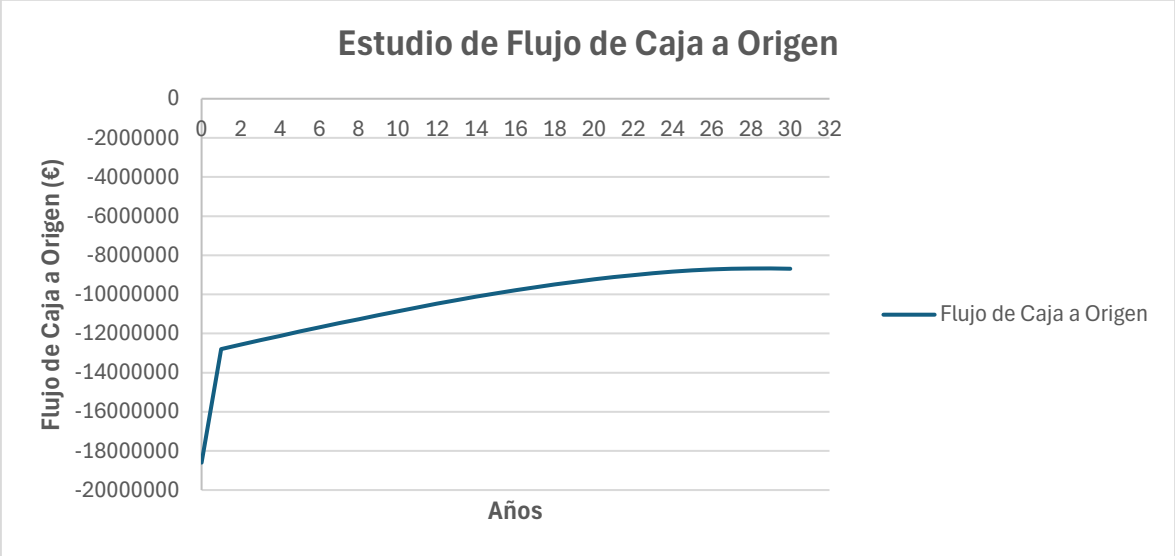


Ilustración 23. Flujo de Caja a Origen de la Inversión (Fuente Propia)

VAN	**-10.648.580 €**
TIR	-7,734%
Payback Compuesto	61,77
Relación Coste Beneficio	0,53

Tabla 12. Parámetros financieros del Análisis de Inversión

Como se puede apreciar en la ilustración y tabla anteriores, el proyecto no es viable desde un punto de vista económico para la empresa promotora encargada del EPC y O&M de

la planta, para que este proyecto tuviese una mayor viabilidad habría que incrementar la venta de hidrógeno buscando otros potenciales clientes por la zona a parte de AUVASA pero esto también podría traer consigo otro contra que sería la necesidad de invertir en aumentar la capacidad de las instalaciones. El hecho de recibir un porcentaje de subvención considerablemente mayor también podría mitigar este impacto y que el proyecto fuese más viable. Sin duda, el coste de operación y mantenimiento de las diferentes plantas (en especial la de hidrógeno) es el foco de mayor impacto en la viabilidad del proyecto, lo que indica que el hidrógeno verde áun no es una tecnología lo suficientemente madura como para garantizar rentabilidad.

De forma adicional a este caso de estudio base, se realizan tres estudios complementarios en los que se varía tanto la existencia de subvención como el precio del hidrógeno, para comparar la influencia de estos dos factores en la inversión. [Anejo 7].

En el caso dos se plantea la existencia de un 30% de subvención al igual que el caso 1, con la salvedad que se busca obtener el precio de venta del hidrógeno a partir del cual el proyecto comenzaría a ser rentable (precio de venta 10,90 €/kg). En este caso se cuenta con una recuperación de la inversión de 15 años.

El tercer caso no cuenta con subvenciones y mantiene el precio del hidrógeno constante respecto al caso base. Se trata del escenario más pesimista, sin recuperar la inversión.

Por último, se presenta un cuarto caso sin subvenciones y se estima el precio de venta del hidrógeno que para este caso empezaría a hacer el proyecto rentable teniendo un valor de 13,38 €/kg. Con este valor el proyecto se vuelve rentable y se recupera la inversión en 15 años.

Finalmente, destacar que AUVASA también debe realizar una importante inversión en autobuses al comprar 28 nuevos modelos de hidrógeno de 12 metros lo que le supondrá un coste de inversión de unos 18,12 millones de €, esto implica un precio promedio por autobús de 647000 € (autobusesyautocares, 2024). Sin embargo, la empresa AUVASA verá un retorno de su inversión atractivo debido al ahorro anual que supone el gasto en combustible de hidrógeno vs diesel, de unos 315.000 € anuales [Anejo 8]. Además, la descarbonización de la ciudad, disminuyendo en una cantidad importante las toneladas de CO_2 emitidas y otros factores como futuros impuestos esperados por la legislación para el combustible diesel, hacen que esta opción sea positiva para su red de autobuses.

10 PLANIFICACIÓN

La planificación en la cual se definen las tareas y actividades clave, así como, los plazos esperados durante ejecución es un elemento de importancia clave para los diferentes stakeholders ya que permite establecer un horizonte temporal claro. Se definen las siguientes actividades clave.

DESCRIPCIÓN	ACTIVIDAD	DURACIÓN (Meses)	PREDECESORA
Inicio de Proyecto (NTP)	A		
Estudios Previos	B	2	A
Ingeniería Básica	C	2	B
Permisos Eólica	D	30	C
Permisos Fotovoltaica	E	24	C
Permisos Hidrógeno	F	32	C
Ingeniería de Detalle	G	6	D,E,F
Compras y Suministros	H	12	G
Construcción Eólica	I	4	H
Construcción Fotovoltaica	J	5	H
Construcción Hidrogenera	K	12	H
Interconexionado Eléctrico	L	3	I,J,K
Comisionado y Pruebas	M	3	L

Tabla 13. Actividades Clave, Duración y Dependencias

Teniendo definidas las actividades clave, su duración y dependencia se puede realizar un diagrama de PERT para ver la información en una forma más visual y esquemática.
Además sobre este diagrama se indicará la ruta crítica del proyecto, es decir, aquella en la cual si una de sus actividades se retrasa implica que se retrasa todo el proyecto, es decir, tiene holgura igual a 0. La ruta crítica la conforman las actividades marcadas en color rojo en el PERT, en este caso con duración total de 72 meses.
Ruta Crítica: A-B-C-F-G-H-K-L-M

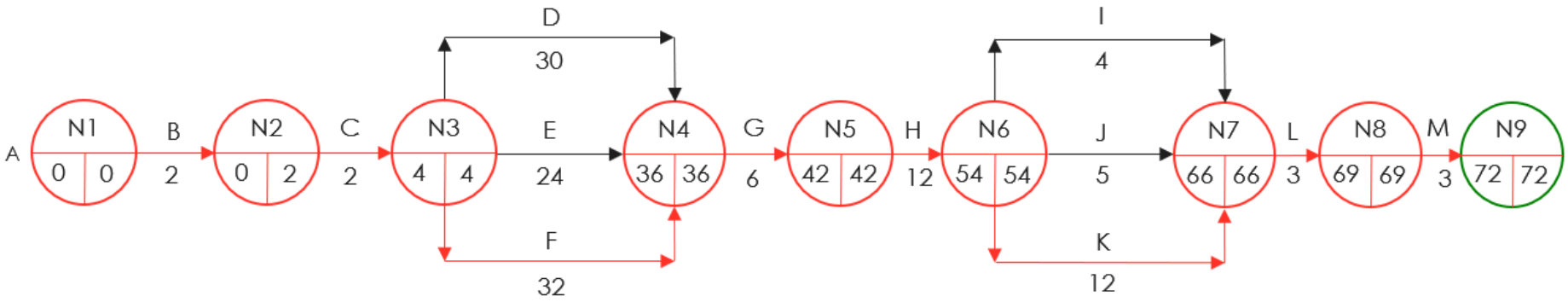


Ilustración 24. Diagrama PERT de Proyecto (Fuente Propia)

11 ESTRATEGIA Y MODELO DE NEGOCIO PROPUESTO

11.1 Descripción del negocio

Se plantea el negocio desde el punto de vista de la empresa promotora. Esta empresa se encargará de la realización de la ingeniería, compra y suministro de materiales, así como de la construcción de las distintas plantas descritas a lo largo de la memoria. A su vez, esta empresa se ocupará de la operación y mantenimiento de la planta a lo largo de su vida útil. Por otro lado, Auvasa, la empresa local de autobuses de Valladolid suscribe un contrato de compra del hidrógeno verde generado en la planta a la empresa promotora para abastecer a su flota de autobuses.

De esta forma, se consigue un modelo de negocio renovable, innovador en la región y que busca reducir la huella de carbono del transporte público urbano de la ciudad y ponerse a la vanguardia y en línea con otras ciudades europeas.

Adicionalmente, en este modelo de negocio participan directa o indirectamente diferentes stakeholders como ya se ha mencionado previamente en el apartado 3.5 de la presente memoria.

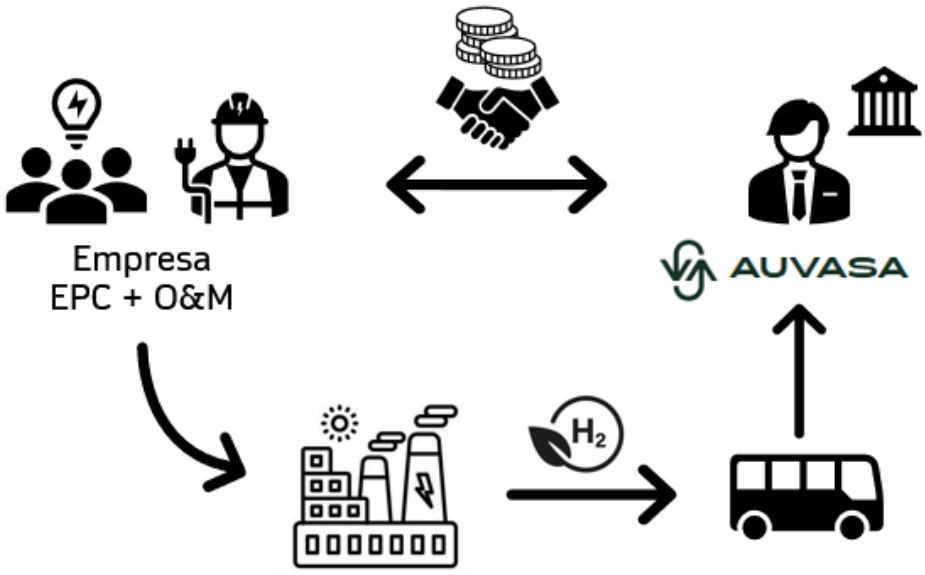


Ilustración 25. Modelo de negocio propuesto (Fuente propia)

11.2 Análisis DAFO

Para llevar a cabo un análisis más detallado del entorno interno y externo que rodea a la empresa y al proyecto en sí mismo, se analizan a continuación los distintos factores influyentes mediante una matriz DAFO.

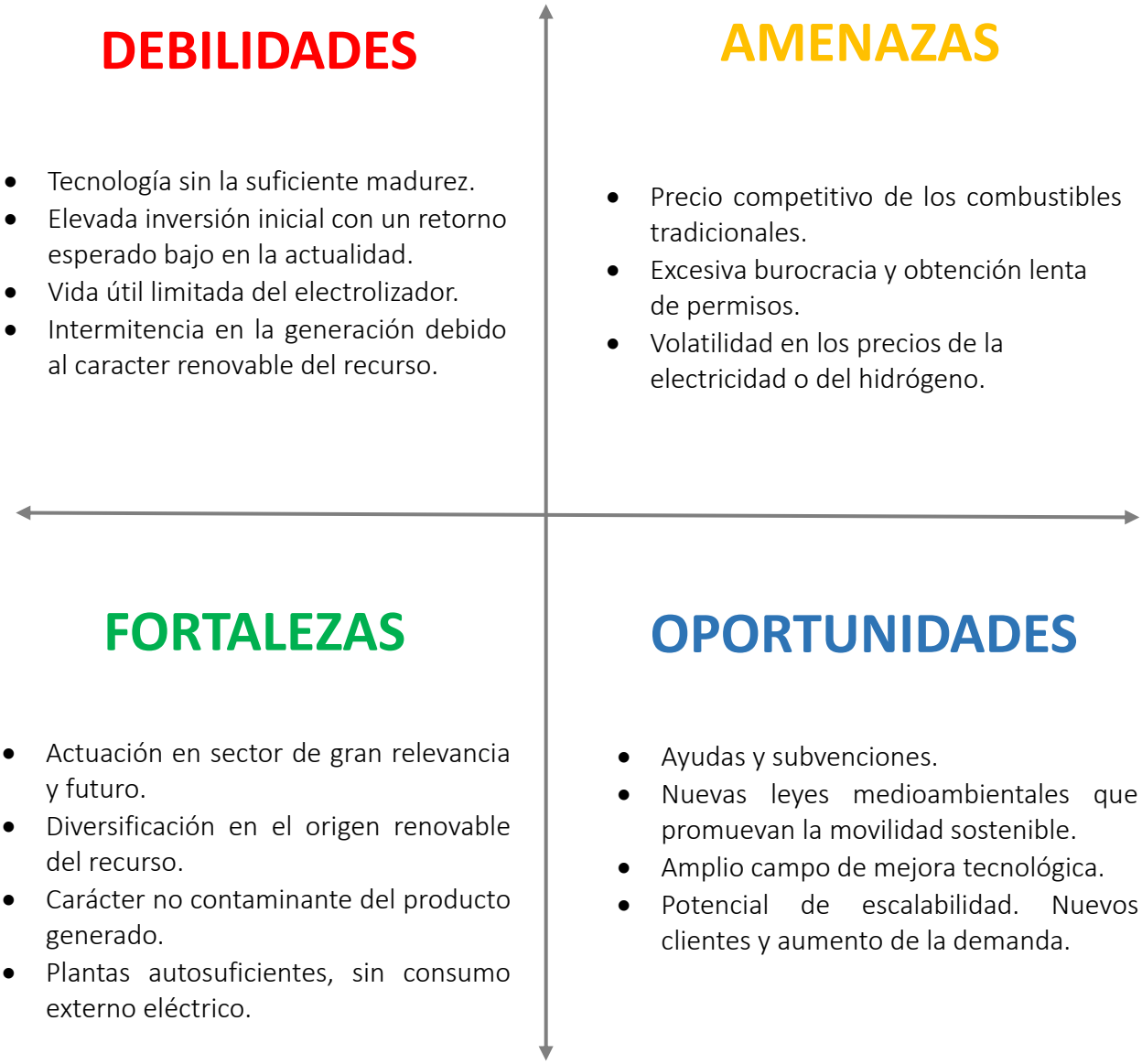


Ilustración 26. Matriz DAFO

12 INNOVACIÓN, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este apartado se presentan los principales resultados obtenidos en la memoria, destacando el carácter innovador del proyecto y llevando a cabo una discusión de los puntos clave.

En primer lugar, se estudió la flota de autobuses. Tras un primer análisis de la demanda, se estimó que el consumo de combustibles fósiles actual era demasiado elevado como para ser sustituido en su totalidad por tanto se optó por sustituir la flota diésel por ser la más contaminante. Esto pone de manifiesto la motivación de este proyecto por reducir la huella de carbono de la ciudad.

12.1 Resultados Energéticos

Tras analizar la demanda diesel y estudiar el consumo de un autobús de hidrógeno similar, se determinó la demanda de hidrógeno y en consecuencia la demanda eléctrica anual. Para cubrir esta demanda se optó por construir dos parques renovables, uno eólico y otro fotovoltaico. Esta elección asegura que el proyecto sea 100% renovable y diversifica las fuentes de generación, haciéndolo más polivalente. Se optó por una cobertura de la demanda dividida al 50% entre cada planta, ya que la energía eólica cuenta con un factor de capacidad mayor pero es más costosa, por lo que aumentar la producción fotovoltaica compensa este efecto.

De esta forma, se requieren 2 MW de energía eólica y 3,45 MW de fotovoltaica que abastecerán el electrolizador de 5,5 MW. La energía total producida calculada será de 10,33 GWh/año, lo que demuestra el sobredimensionamiento del proyecto, lo que permite hacer frente a indisponibilidades o averías sin limitar la producción, e incluso dar paso a posibles ampliaciones en la demanda. Esto hace que el proyecto sea potencialmente escalable y lo posiciona como un proyecto sólido, innovador y de referencia en la región.

12.2 Resultados Económicos

El análisis económico determina que el proyecto no es viable desde un punto de vista monetario. El principal inconveniente son los elevados costes de operación y mantenimiento que sumados a la sustitución eventual de componentes técnicos elevan demasiado los costes respecto a los beneficios. Aún así, existen numerosas iniciativas

públicas de subvenciones que hacen el proyecto más atractivo desde el punto de vista de la inversión pero no llegan a hacer frente a los elevados costes.

Este estudio demuestra que las tecnologías de hidrógeno actuales aun no son lo suficientemente maduras y es necesario un fuerte apoyo institucional para poder llevarlas a cabo. Sin embargo, los enormes beneficios mediambientales de proyectos de este tipo pueden compensar las pérdidas ya que contribuyen a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y sirven de referencia para impulsar nuevas inversiones similares en este campo.

12.3 Impacto, limitaciones y mejoras futuras

En términos generales, la presente memoria expone un proyecto de gran potencial medioambiental. El mix de renovables empleado ofrece autosuficiencia a la planta de hidrógeno y demuestra la posibilidad de abastecer una flota de transporte público de energía no contaminante, siendo el sector de la movilidad uno de los más difíciles de descarbonizar.

Concretamente, con este proyecto se logra una reducción de dióxido de carbono del 22% respecto al total de las toneladas emitidas por toda la flota.

Estos números ofrecen una visión clara del impacto positivo generado para mejorar la calidad de vida de la población de la ciudad de Valladolid.

Como principal limitación, como ya se ha mencionado a lo largo de la memoria, destacar la elevada inversión y la cuestionada rentabilidad del proyecto debido a los costes iniciales y operativos. Esto demuestra que la tecnología del hidrógeno no es lo suficientemente madura en la actualidad pero cuenta con un gran potencial y campo de mejora.

Además, la configuración llevada a cabo es apta para hacer el proyecto escalable, siendo posible una ampliación de la flota y permitiendo replicarlo en otras ciudades, fomentando un transporte limpio reemplazando los combustibles tradicionales por opciones más respetuosas con el planeta.

13 CONCLUSIONES (CASTELLANO)

- AUVASA opta por evaluar la sustitución de los 28 autobuses diesel por alternativas de hidrógeno ya que es el tipo de vehículo más contaminante de la flota y su demanda permite dimensionar plantas renovables de dimensiones aceptables.
- Se decide construir las plantas renovables en localidades cercanas a Valladolid, en terrenos con gran potencial eólico y fotovoltaico y libres de limitaciones por zona Red Natura 2000, ZEPA, etc. La proximidad a la ciudad permite una fácil conexión con la planta de hidrógeno y con la flota de autobuses.
- En base al consume del modelo de autobús escogido como sustituto se obtiene una necesidad de unas 110 toneladas de hidrógeno verde anuales, que corresponden a una demanda eléctrica de 6,63 GWh/año. Se escala el Proyecto para responder a posibles ampliaciones.
- Se decide dividir la producción equitativamente entre las dos plantas, siendo necesarios 2 MW eólicos y 3,45 MW fotovoltaicos. Con estas potencias se obtienen un total de 10,25 GWh/año, logrando cierto exceso en la producción como se estableció en el apartado anterior.
- Se eleva la tension en los transformadores de ambas plantas y se dirige la energía hasta la hidrogenera, donde el electrolizador, que trabaja a media tension produce hidrógeno gracias a este suministro. El electrolizador cuenta con una potencia pico de 5,5 MW lo que le permite hacer frente a la máxima producción removable posible, sin desperdiciar nunca energía.
- Se ha establecido un sistema de compression y almacenamiento de hidrógeno para hacer frente a la intermitencia de las renovables, y finalmente se disponen surtidores en la hidrogenera para surtir a la flota de forma diaria.
- En cuanto al estudio económico, los elevados costes de inversión de la planta de hidrógeno (49,06% del total) y los gastos de operación del sistema hacen que el retorno de la inversion sea muy lento y el proyecto no sea viable económicamente bajo el escenario considerado, con un VAN y un TIR negativos.
- La planificación del Proyecto es relativamente lenta, con un horizonte temporal

total de 6 años (72 meses), encontrando como principal cuello de botella la obtención de los permisos por parte de las administraciones.

- El modelo de negocio se plantea desde el punto de vista de la empresa promotora que actúa como EPC + O&M, vendiendo posteriormente el hidrógeno generado a la empresa local de autobuses, que deberá hacerse cargo de la sustitución de la flota de autobuses.
- En definitiva, se trata de un proyecto con gran potencial tecnológico, que aporta una solución de movilidad sostenible renovable y sólida desde el punto de vista del suministro. Cuenta con gran potencial de escalabilidad a future así como de ser replicado en otras ciudades. Sin embargo, las limitaciones económicas lo hacen susceptible de requerir subvenciones mientras la tecnología del hidrógeno evoluciona.

14 CONCLUSIONS (ENGLISH)

- AUVASA chooses to evaluate the replacement of 28 diesel buses with hydrogen alternatives, as these are the most polluting vehicles in the fleet and their demand allows for the sizing of renewable plants of reasonable dimensions.
- It is decided to build the renewable plants in areas near Valladolid, on land with high wind and solar potential and free from restrictions such as Red Natura 2000, ZEPA, etc. Proximity to the city allows for easy connection with the hydrogen plant and the bus fleet.
- Based on the consumption of the selected bus model, an annual requirement of approximately 110 tons of green hydrogen is estimated, corresponding to an electricity demand of 6,63 GWh/year. The project is scaled to allow for potential expansions.
- Production is divided equally between the two plants, requiring 2 MW of wind and 3,45 MW of solar capacity. With these power levels, a total of 10,25 GWh/year is obtained, achieving a slight surplus in production as established in the previous section.
- The voltage is increased at the transformers of both plants, and the energy is directed to the hydrogen refueling station, where the electrolyzer—operating at medium voltage—produces hydrogen from this supply. The electrolyzer has a peak power of 5,5 MW, allowing it to handle the maximum renewable output without wasting energy.
- A hydrogen compression and storage system has been established to cope with the intermittency of renewables, and dispensers are installed at the hydrogen station to refuel the fleet on a daily basis.
- Regarding the economic study, the high investment costs of the hydrogen plant (49,06% of the total) and the system's operating expenses result in a very slow return on investment, making the project economically unfeasible under the considered scenario, with negative NPV and IRR values.

- The project timeline is relatively long, with a total duration of 6 years (72 months), with the main bottleneck being the administrative permitting process.
- The business model is designed from the perspective of the developer company, acting as EPC + O&M, later selling the generated hydrogen to the local bus company, which will be responsible for replacing the bus fleet.
- In summary, this is a project with great technological potential, providing a solid and renewable sustainable mobility solution from a supply standpoint. It has significant potential for future scalability and replication in other cities. However, due to economic constraints, it is likely to require subsidies while hydrogen technology continues to evolve.

15 BIBLIOGRAFÍA

AEE. (2025). *Anuario Eólico 2024*. Obtenido de Anuario Eólico 2024: https://www.aeeolica.org/anuario/2024/#p=2

autobusesyautocares. (2024). *autobusesyautocares*. Obtenido de autobusesyautocares: https://www.autobusesyautocares.com/texto-diario/mostrar/4693429/tmb-invierte-25-millones-38-autobuses-hidrogeno-solaris

AUVASA. (2025). *AUVASA Flota de vehículos*. Obtenido de AUVASA Flota de vehículos: https://www.auvasa.es/empresa/flota-de-vehiculos/

AUVASA. (2025). *Informe de gestión Ejercicio 2024*. Obtenido de Informe de gestión Ejercicio 2024: https://www.auvasa.es/wp-content/uploads/2025/04/Informe-de-Gestion-2024.pdf

Barrero. (2025). *Barrero* . Obtenido de Barrero : https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/transici-n-ecol-gica-subvenciona-con-1-20250613

BOE. (2013). *BOE*. Obtenido de BOE: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913

Construccionesecay. (2025). *Construccionesecay*. Obtenido de Construccionesecay: https://construccionesecay.com/proyectos/cimentacion-y-accesos-para-aerogenerador-en-parque-eolico/

Esteller. (2024). *Esteller*. Obtenido de Esteller: https://www.eleconomista.es/energia/noticias/13136088/12/24/espana-lanza-su-primer-indice-de-precios-para-el-hidrogeno-verde.html

gasnam. (2024). *Autobuses a hidrógeno*. Obtenido de Autobues a hidrógeno: https://gasnam.es/autobuses-a-hidrogeno/

generadordeprecios. (2025). *generadordeprecios*. Obtenido de generadordeprecios: https://generadordeprecios.info/espacios_urbanos/Instalaciones/Urbanas/IUM_Lineas_subterraneas_de_alta_te/IUM010_Linea_subterranea_de_20_kV_directam.html

hainasolar. (2025). *hainasolar*. Obtenido de hainasolar: https://www.hainasolar.com/Cost-Analysis-of-Ground-Mounted-Solar-Panels-Understanding-Installation-and-Maintenance-Costs-id42655036.html

hyfindr. (2023). *hyfindr*. Obtenido de hyfindr: https://hyfindr.com/es/conocimiento-del-hidrogeno/compresores-de-hidrogeno

itm-power. (2025). *itm-power*. Obtenido de itm-power: https://itm-power.com/products/neptune-5

Jefatura del Estado. (s.f.). *Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado*. Obtenido de Ley 21/2013 de evaluación ambiental: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-12913

Mapa Eólico Ibérico. (2025). *Mapa Eólico Ibérico*. Obtenido de Mapa Eólico Ibérico: https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=41.86567;longitude=-4.90590;altura=100;dato=micro

Maps, G. (2025). *Google Maps*. Obtenido de Google Maps: https://www.google.com/maps/place/41%C2%B051'56.4%22N+4%C2%B054'21.2%22W/@41.865674,-4.9084749,816m/data=!3m2!1e3!4b1!4m4!3m3!8m2!3d41.86567!4d-4.9059?authuser=0&entry=ttu&g_ep=EgoyMDI1MTAyOC4wIKXMDSoASAFQAw%3D%3D

MITECO. (2020). *Hoja de Ruta del Hidrógeno*. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF.

MITECO. (2025). *Red Natura 2000*. Obtenido de Red Natura: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000.html

Naturgy. (2025). *Naturgy pone en marcha un nuevo parque eólico en Castilla y León tras una inversión de más de 40 millones de euros*. Obtenido de Naturgy: https://www.naturgy.com/notas-de-prensa/naturgy-pone-en-marcha-un-nuevo-parque-eolico-en-castilla-y-leon-tras-una-inversion-de-mas-de-40-millones-de-euros/

Parlamento Europeo, P. (2009). *Parlamento Europeo*. Obtenido de Parlamento Europeo: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=celex:32009L0147

planderecuperacion. (2023). *planderecuperacion*. Obtenido de planderecuperacion: https://planderecuperacion.gob.es/sites/default/files/2023-11/29112023_adenda_plan_de_recuperacion_componente13.pdf

pv-magazine. (2024). *pv-magazine*. Obtenido de pv-magazine: https://www.pv-magazine.es/2024/08/21/el-miteco-licita-el-contrato-de-un-sistema-de-compresion-y-almacenamiento-de-hidrogeno-por-29-millones/

Raso. (2015). *Raso*. Obtenido de Raso: https://www.eleconomista.es/energia/noticias/6832985/06/15/Bajan-los-costes-de-mantenimiento-de-los-parques-eolicos.html

Red Eléctrica. (2025). *Informes del sistema eléctrico español 2024*. Obtenido de Informes del sistema eléctrico español 2024: https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/nota-de-prensa/2025/03/la-produccion-renovable-crece-en-Espana-un-10-3-por-ciento-2024-alcanza-mayores-registros

Repsol. (2023). *Energía-Electrolizadores*. Obtenido de Energía-Electrolizadores: https://www.repsol.com/es/energia-avanzar/energia/electrolizador/index.cshtml

Reve. (2024). *Reve*. Obtenido de Reve: https://reve.aeeolica.org/2024/05/09/los-fabricantes-de-aerogeneradores-registran-un-ano-record-impulsado-por-el-crecimiento-de-la-eolica/

TheWindPower. (2025). *TheWindPower*. Obtenido de TheWindPower: https://www.thewindpower.net/turbine_es_32_vestas_v90-2000.php

TheWindPower. (2025). *TheWindPower*. Obtenido de TheWindPower: https://www.thewindpower.net/turbine_es_860_gamesa_g114-2000.php

Udanimada. (2012). *Valladolid Geografía, Hidrografría y Clima*. Obtenido de Valladolid Geografía, Hidrografría y Clima: https://www.udanimada.es/cyltrabajotic/contenidos/valladolid/geografia.html

wattanasoponvanij. (2025). *wattanasoponvanij*. Obtenido de wattanasoponvanij: https://www.linkedin.com/pulse/dealing-green-hydrogen-part-1-opportunities-cost-wattanasoponvanij-gkmhc/