



**Universidad
Europea**

**UNIVERSIDAD EUROPEA DE MADRID
ESCUELA DE ARQUITECTURA, INGENIERÍA Y
DISEÑO ÁREA INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN TRANSICION
ENERGETICA RENOVABLE**

**TRABAJO DE FIN DE MÁSTER
DISEÑO DE UNA PLANTA DE GENERACION DE
HIDROGENO VERDE EN EL MUNICIPIO DE
TORREJON DE ARDOZ**

Alumno: D. LUIS MIGUEL ALZATE CORRAL

Director: D. DAVID FERNANDEZ RODRIGUEZ

JULIO 2025

RESUMEN

El Hidrogeno Verde es una alternativa eficiente para ayudar a mitigar el problema de contaminación del sector transporte en España. Según el informe de emisiones de sectores difusos y totales nacionales, el sector transporte en España representa el 25% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero y aprox. El 40% de emisiones de sectores difusos (Residencial, Transporte, Agrícola, etc.). Eso implica que, a futuro, si se quiere reducir esa cifra, se debe empezar a promover instalaciones fotovoltaicas donde se utilice el almacenaje mediante hidrogeno verde para posteriormente alimentar este tipo de vehículos.

Este sería el punto inicial para este trabajo, se escoge la región de Torrejón de Ardoz por su ubicación, espacio e implementación de buses de hidrógeno para el transporte de sus habitantes.

Por tanto, resulta como objetivo principal realizar un dimensionamiento de una Hidrogenera, que contará con la ventaja de estar alimentada mediante dos sistemas de generación de energía fotovoltaica, de forma que este combustible pueda ser dispensado en un punto de abastecimiento para los buses de hidrógeno existentes y se proponga complementariamente la adquisición de camiones de basura y montacargas, que adoptan esta tecnología y así obtener un parque automotor con muy poca emisión de CO₂.

Palabras clave: Hidrogeno verde, Hidrogenera, emisión de CO₂, sector transporte, sistema fotovoltaico

ABSTRACT

Green Hydrogen is an efficient alternative to help mitigate the pollution problem in the transport sector in Spain. According to the national total and diffuse sector emissions report, the transport sector in Spain stands for 25% of total greenhouse gas emissions and approx. 40% of emissions from diffuse sectors (Residential, Transportation, Agricultural, etc.). This implies that, in the future, if we want to reduce this figure, we must begin to promote photovoltaic installations where green hydrogen storage is used to later power this type of vehicle.

This would be the starting point for this work, the region of Torrejon de Ardoz was chosen for its location, space and implementation of hydrogen buses to transport its inhabitants.

Therefore, the main goal is to design a Hydro-generator, which will have the advantage of being powered by a custom photovoltaic energy generation system, so that this fuel can be dispensed at a supply point for the buses. Hydrogen and the acquisition of garbage trucks and forklifts is proposed, which adopt this technology and thus obtain a vehicle fleet with extremely low CO2 emissions.

Key words: Green hydrogen, Hydrogen, CO2 emission, transportation sector, photovoltaic system.

Contenido

Capítulo 1. INTRODUCCION	10
1.1 Planteamiento del problema	10
1.2 Justificación.....	14
1.3 Objetivo del Proyecto.....	15
Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE	16
2.1 Normativa hidrogeno verde	16
2.2 Normativa de los sistemas fotovoltaicos	17
2.3 Marco teórico	19
2.3.1 Producción de energía fotovoltaica	19
2.3.2 Métodos de producción de hidrógeno:	20
2.3.3 Tipos de electrólisis:	23
2.3.4 Transporte de hidrógeno:	24
2.3.5 Almacenamiento de hidrógeno:	25
2.4 Principales proyectos actuales de hidrógeno verde en España:	26
Capítulo 3. METODOLOGIA	27
3.1 Tipo de estudio	27
3.2 Variables	28
3.3 Indicadores.....	28
3.4 Muestra	29
3.4.1 Demanda.....	29
3.4.2 Recursos Energéticos	29
3.4.3 Equipos	29
3.5 Herramienta para la recolección de los datos	30
3.6 Análisis de datos	31
3.6.1 Análisis de la Generación Fotovoltaica:	31
3.6.2 Análisis de Demanda, Financiero y Económico:	31
3.6.3 Análisis de dimensionamiento	31
3.6.3 Cronograma de actividades	31
Capítulo 4. DIMENSIONAMIENTO HIDROGENERA.....	32
4.1 Cálculo de consumos.....	32
4.2 Dimensionamiento del Electrolizador	36
4.2.1 Recurso Eléctrico requerido	37

4.2.3 Recurso Hídrico requerido	42
4.3 Dimensionamiento del almacenamiento a baja presión.....	44
4.4 Dimensionamiento del almacenamiento en cascada	46
4.4.1 Almacenamiento a 300 bares	48
4.5 Dimensionamiento del compresor	53
4.6 Utilización del hidrogeno obtenido	55
Capítulo 5. DIMENSIONAMIENTO DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS.....	57
5.2 Principales partes y proveedores involucrados	58
5.2.1 Módulos Fotovoltaicos	58
5.2.2 Inversores.....	61
5.3.1 Análisis de producción energética	62
5.4 Estudio económico de la propuesta en la cubierta	63
5.4.1 CAPEX de la propuesta de sistema fotovoltaico instalado en la cubierta	63
5.5 Calculo de planta fotovoltaica en tierra.....	65
5.6 Cálculo del coste total aproximado de la planta FV diseñada	69
5.7 Total MW instalados entre las 2 plantas	69
Capítulo 6. DESARROLLO DE PROYECTO.....	70
6.1 Diagrama de Gantt	72
6.2 Propuesta económica total (incluyendo precios de H2).....	74
6.2.1 CAPEX.....	74
6.2.2 OPEX	75
6.2.3 Préstamo	79
6.2.4 Análisis de Viabilidad	82
6.2.5 Precio final del hidrogeno	86
Capítulo 7. CONCLUSIONES.....	87
7.1 Mejoras a futuro del sistema en general.....	88
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	89
ANEXOS	94
ANEXO 1. FICHAS TECNICAS DE LOS VEHICULOS A UTILIZAR.....	94
ANEXO 2. ESTUDIO ECONOMICO SISTEMA FOTOVOLTAICO (OBTENCION DE RATIO)	96
ANEXO 3. DEMANDA DE HIDROGENO Y DE DIMENSIONAMIENTO ELECTRICO	97
ANEXO 4. FLUJO DE CAJA 10 AÑOS	99
ANEXO 5. CALCULO DE TIR Y VAN.....	100

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Métodos de producción de hidrogeno utilizando energías renovables [33] [34] [35] [36] [37]	20
Tabla 2. Procesos Termoquímicos.....	21
Tabla 3. <i>Ventajas y desventajas de los procesos Fotónicos</i>	21
Tabla 4. Ventajas y desventajas de procesos Electrolíticos.....	22
Tabla 5. Tipos de electrolisis[8].....	23
Tabla 6. Diferentes Almacenamientos de hidrogeno [38]	25
Tabla 7. Clasificación de variables.....	28
Tabla 8. Clasificación de Indicadores	28
Tabla 9. Recolección de datos	30
Tabla 10. Horas por día.....	32
Tabla 11. Dimensionamiento de consumos.....	34
Tabla 12. Dimensionamiento de vehículos	34
Tabla 13. Dimensionamiento de hidrogeno según demanda	35
Tabla 14. Elección de electrolizador con puntuación final.....	36
Tabla 15. Cálculo de electricidad utilizando los kg de hidrogeno.	38
Tabla 16. Cálculo de energía anual producida por la planta FV.	38
Tabla 17. Comparación entre el 30% de la energía requerida y la generada por el sistema FV	41
Tabla 18. Tabla de información de acuíferos	43
Tabla 19. Dimensionamiento de vehículos	46
Tabla 20. Kg de hidrogeno a cargar en caso más desfavorable.....	46
Tabla 21. Valores de Z para diferentes presiones	47
Tabla 22. Costos de materiales y demás costos asociados al sistema FV	63
Tabla 23. Coste, margen y beneficio.....	64
Tabla 24. Tabla de Ratios de Coste y Venta para insertar en PVSOL	64
Tabla 25. Irradiación solar	66
Tabla 26. Costes CAPEX del proyecto.....	74
Tabla 27. Tabla de costes OPEX del proyecto	75
Tabla 28. Costos adicionales del OPEX	77
Tabla 29. Coste total del OPEX con más variables	77
Tabla 30. Decrecimiento del interés y OPEX en 13 años	78
Tabla 31. CAPEX distribuido	79
Tabla 32. Características del préstamo	79
Tabla 33. Calculo para 10 años de los términos tratados anteriormente	82
Tabla 34. Cálculo de los términos tratados anteriormente	83
Tabla 35. Flujo de caja en el año 0.....	84
Tabla 36. Flujo de caja analizado en 2 puntos de inflexión diferentes.....	85
Tabla 37. Términos finales de viabilidad	85
Tabla 38. Flujos de caja para el cálculo del VAN con un precio de 13,3 €/kg	86
Tabla 39. Resultado del VAN con un precio de 13,3 €/kg	86
Tabla 40. Cálculo del TIR y PAYBACK con un precio de 13,3 €/kg	86

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Hoja de ruta de España frente al hidrogeno [8]	14
Ilustración 2. Incidencia de los rayos en la superficie [31].....	19
Ilustración 3. Incidencia en invierno y verano [32].....	19
Ilustración 4. Proceso para el transporte de hidrogeno.....	24
Ilustración 5. Horario línea con más km de recorrido.	32
Ilustración 6. Resumen de ficha técnica de los 3 vehículos	34
Ilustración 7. Coordenadas localización para la instalación.	39
Ilustración 8. Parámetros para la instalación de segunda planta FV.....	40
Ilustración 9. Coordenadas localización para la instalación.	41
Ilustración 10. Sección de mapa donde se encuentran la mayor cantidad de acuíferos ..	42
Ilustración 11. Sección de mapa donde se encuentran la mayor cantidad de acuíferos..	44
Ilustración 12. Tanque Lapesa	45
Ilustración 13. Grupo compresor de la marca SIAD	54
Ilustración 14. Carretillas de hidrogeno [48]	55
Ilustración 15. Esquema de generación de hidrogeno verde- Elaboración propia	56
Ilustración 16. Foto 3D de la cubierta elegida para el montaje de los paneles	57
Ilustración 17. Ficha técnica del panel en sitio web del proveedor	58
Ilustración 18. Vista de la planta Fotovoltaica instalada en la cubierta	58
Ilustración 19. Vista cercana de la organización de los módulos en un ala de la cubierta	59
Ilustración 20. Características del inversor y conexión 1/7	60
Ilustración 21. Características del inversor y conexión 1/7	61
Ilustración 22. Ficha técnica de un inversor del proyecto en sitio web del proveedor.....	62
Ilustración 23. Rendimiento instalación fotovoltaica en cubierta.	62
Ilustración 24. Medida de módulos instalados.	65
Ilustración 25. Superficie por utilizar para la instalación de los módulos fotovoltaicos....	68
Ilustración 26. Sumatoria de los MW totales instalados.	69

INDICE DE GRAFICOS

Grafica 1. Relación de los humanos con la producción de los gases de efecto invernadero desde 1850 hasta 2020 10

Grafica 2. Cuenta de emisiones a la atmosfera 2022 dividida en ramas de actividad. [2]. 11

Grafica 3. Irradiación Solar anual en España [49]..... 66

Grafica 4. Diagrama de Gantt con el software Gantt Project. Elaboración propia..... 72

INDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Conteo de trayectos recorridos por un bus al día.	32
Ecuación 2. Conteo de trayectos recorridos por un bus al día.	33
Ecuación 3. Distancia recorrida por un bus al día.	33
Ecuación 4. Trayectos aproximados camión de basura.	33
Ecuación 5. Distancia recorrida por un camión de basura al día.	33
Ecuación 6. Kilogramos requeridos de H ₂ al día.	35
Ecuación 7. Kg de hidrogeno al día.	37
Ecuación 8. Kilogramos hora de H ₂ por el electrolizador.....	37
Ecuación 9. Horas de funcionamiento	37
Ecuación 10. Litros requerido al día	42
Ecuación 11. Kg de hidrogeno al día.....	44
Ecuación 12. Numero de tanques.....	44
Ecuación 13. Kg de hidrogeno en el caso menos favorable	47
Ecuación 14. Formula de volumen de agua en Nm ³	47
Ecuación 15. Volumen de hidrogeno en Nm ³	47
Ecuación 16. Volumen final de agua en Litros.....	47
Ecuación 17. Volumen de Hidrogeno en Nm ³	48
Ecuación 18. Formula de volumen de agua en Nm ³	48
Ecuación 19. Volumen final de agua en Litros	48
Ecuación 20. Ecuación de gases ideales.....	48
Ecuación 21. Numero de moles de agua con presión de 300 bar.....	48
Ecuación 22. Numero de moles de con una presión residual de 10 bar.	48
Ecuación 23. Suma de volúmenes finales de agua en Litros.	49
Ecuación 24. Suma de numero de moles de agua a diferentes presiones.	49
Ecuación 25. Presión de equilibrio total.	49
Ecuación 26. Interpolación para calcular el factor de compresibilidad.....	49
Ecuación 27. Volumen de hidrogeno en Nm ³	49
Ecuación 28. Kg de hidrogeno.....	50
Ecuación 29. Kg de Hidrogeno por diferencia de presión.....	50
Ecuación 30. Volumen de hidrogeno en Nm ³	51
Ecuación 31. Formula de volumen de agua	51
Ecuación 32. Volumen de agua en Litros.....	51
Ecuación 33. Volumen de hidrogeno en Nm ³	51
Ecuación 34. Kg de hidrogeno.....	51
Ecuación 35. Kg de hidrogeno por diferencia de presión	52
Ecuación 36. Total de Kg de hidrogeno por diferencia de presión.....	52
Ecuación 37. Kg de hidrogeno para el compresor	53
Ecuación 38. Caudal de compresor.....	53
Ecuación 39. Horas de funcionamiento del compresor.....	53
Ecuación 40. Área aproximada de panel solar	65
Ecuación 41. Fórmula para calcular la potencia paneles	66
Ecuación 42. Cálculo del porcentaje de la energía diaria máx.	67
Ecuación 43. Valores para obtener el total de energía diaria máxima.....	67
Ecuación 44. Total energía diaria Max	67
Ecuación 45. Total potencia paneles	67
Ecuación 46. Fórmula para cálculo del número de paneles	68

Ecuación 47. Resultado del área terreno para instalación 68

Ecuación 48. Resultado del área terreno para instalación 69

Ecuación 49. Resultado del área terreno para instalación 69

Ecuación 50. Resultado del área terreno para instalación 69

Ecuación 51. Coste aproximado de la energía de la Red 76

Ecuación 52. Coste aproximado del agua 76

Ecuación 53. Conversión de m2 a hectáreas 76

Ecuación 54. Coste aproximado del lote 76

Ecuación 55. Formula de Anualidad 80

Ecuación 56. Anualidad 80

Ecuación 57. Formula de interés 80

Ecuación 58. Interés 80

Ecuación 59. Formula de amortización 81

Ecuación 60. Amortización 81

Ecuación 61. Formula de capital pendiente. 81

Ecuación 62. Capital pendiente 81

Ecuación 63. Formula TIN..... 84

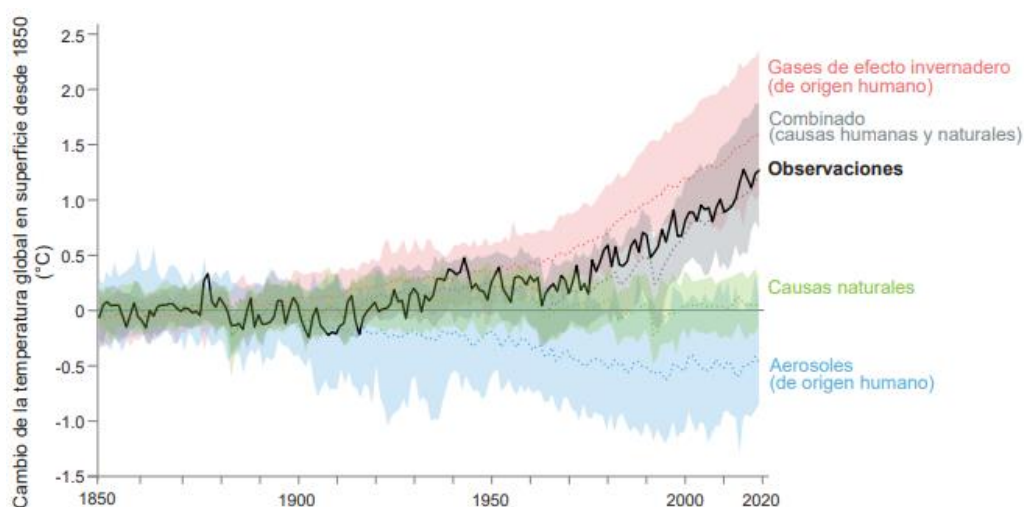
Capítulo 1. INTRODUCCION

En el presente estudio se expone el problema actual que existe con el aumento de gases contaminantes a la atmosfera, los principales actores, el papel de la descarbonización energética, sus consecuencias y el plan de acción de los países para combatir este flagelo. En la Agenda 2030 se trazan los objetivos de desarrollo sostenible sirviendo como guía para erradicar los problemas antes mencionados y, por último, el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) que permite conocer los objetivos que se plantean en España a medio o largo plazo.

1.1 Planteamiento del problema

Se conoce como gases de efecto invernadero, a los gases como el dióxido de carbono, que posee la característica de atrapar el calor y actuar como una manta aislante para la tierra, es decir, no dejan escapar el calor y como consecuencia se obtiene un calentamiento cada vez más grande.

A continuación, en la gráfica 1, se evidencia claramente que los humanos somos la principal causa del cambio de la temperatura global en superficie desde 1850 (Identificado en el grafico como la línea negra). Se utilizan diferentes simulaciones de modelos climáticos, identificadas como: bandera roja para gases de efecto invernadero de origen humano, bandera gris para la combinación entre las causas humanas y naturales, bandera verde para causas naturales y por último la bandera azul para causas como los aerosoles, que son de origen humano e influyen en el cambio de temperatura por debajo de 0. [1]

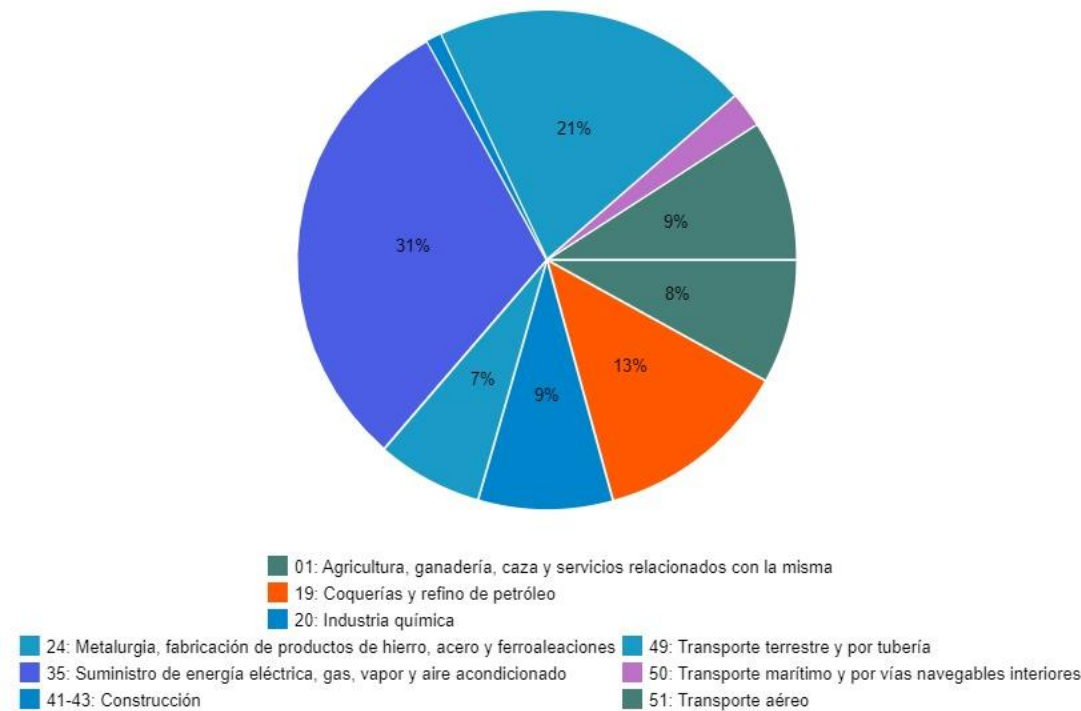


Gráfica 1. Relación de los humanos con la producción de los gases de efecto invernadero desde 1850 hasta 2020

Según la clasificación del instituto nacional de estadística, ilustrado en la gráfica 1, la generación de energía es la actividad que más CO2 genera a nivel mundial.

Aunque el compromiso de muchos países es migrar hacia fuentes renovables, la generación de energía aun representa el 31%, seguido del sector transporte, con un total sumado entre el transporte marítimo, terrestre, por tubería y aéreo de 30%. En el sector transporte, los proyectos que contribuyen en la descontaminación del transporte son esenciales para disminuir esta cifra tan alta.

Cuentas de emisiones a la atmósfera por ramas de actividad (CNAE 2009) y Hogares como consumidores finales, sustancias contaminantes y periodo
Cuentas Medioambientales: Cuenta de Emisiones a la Atmósfera, CO2 - Dióxido de carbono (miles de toneladas), Ramas de actividad (CNAE 2009), 2022(A)



Grafica 2. Cuenta de emisiones a la atmosfera 2022 dividida en ramas de actividad. [2]

Descarbonización Energética

Consiste en el proceso de reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en la producción y consumo de energía. Este proceso requiere un cambio estructural que **suprime la dependencia del carbono en la producción de energía**, lo cual se logra mediante la transición energética hacia fuentes de energía alternativas y limpias, que emitan únicamente lo que el planeta pueda absorber.

Según datos de Iberdrola [2], las proyecciones para los próximos años indican que las **emisiones de gases de efecto invernadero en España alcanzarán un mínimo sin precedentes desde el inicio de la serie histórica en 1990**, incluso por debajo de los niveles registrados en 2020, cuando descendieron un 12% debido a las restricciones de movilidad y la reducción de la actividad económica durante la pandemia. En aquel momento, las emisiones también se situaron por primera vez por debajo de los niveles de 1990, marcando una disminución del 5,6%.

Entre algunas medidas que encajan con el tema principal del proyecto están las siguientes:

- **Continuar con el avance de las energías renovables:** Incentivar la instalación y expansión de fuentes de energía renovable, como la solar, la energía eólica o hidroeléctrica, para disminuir la dependencia de combustibles fósiles.
- **Fomento de la eficiencia energética:** Implementar políticas y programas para mejorar la eficiencia en el consumo de energía en sectores industriales, comerciales y residenciales, reduciendo así las emisiones de carbono.
- **Transición hacia la movilidad y el consumo sostenible:** Promover el uso de vehículos eléctricos, así como el transporte público. Para ello, son necesarias ayudas a la compra, medidas fiscales y simplificación de trámites. [3]

Acuerdo de Paris

Este acuerdo se firma en 2015 y los países que firmaron se comprometieron a cumplir los objetivos planteados en el documento, algunos de los objetivos más importantes corresponden a:

- No permitir que el aumento de la Temperatura media global del planeta supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales. Además, realizar esfuerzos adicionales para no superar 1,5°C.
- Crear la necesidad de que las emisiones globales alcancen su máximo lo antes posible, asumiendo que esta tarea llevará más tiempo para países en desarrollo.
- Aumentar la capacidad de adaptarse a los impactos adversos del cambio climático. [4]

Descarbonización Energética en España

En España se han establecido 5 acuerdos principales para avanzar hacia la descarbonización de energética, en línea con lo expuesto anteriormente. A continuación, se detallan los acuerdos:

1. Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP 2050)

Aprobada en 2020, la ELP 2050 establece la hoja de ruta para alcanzar la neutralidad climática en España para el año 2050. El objetivo es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 90% respecto a los niveles del año 1990, compensando un 10% restante mediante sumideros de carbono como la reforestación. [5]

2. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023–2030

Este plan, actualizado de acuerdo con la Ley 7/2021 de cambio climático y transición energética, establece las siguientes metas para 2030:

- Reducir las emisiones de GEI en al menos un 23% respecto a 1990. [6]
- Lograr que el 48% del consumo final de energía provenga de energías renovables. [3]

3. Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética

Esta ley proporciona el marco legal para la descarbonización en España, estableciendo los siguientes objetivos:

- Reducción de emisiones de GEI en un 23% para 2030 respecto a 1990. [6]
<https://geniabioenergy.com/descarbonizacion-del-sector-energia-en-espana/>
- Alcanzar la neutralidad climática a más tardar en 2050. [3]
- Fomentar la eficiencia energética y la movilidad sostenible. [3]

4. Alianza Q-Cero

Iniciativa que reúne a más de 40 entidades, incluyendo empresas y organizaciones, con el objetivo de acelerar la descarbonización de la demanda térmica en la industria y los edificios. Se enfoca en promover soluciones tecnológicas, formación y políticas que faciliten la transición hacia una economía baja en carbono. [3]

5. Hoja de Ruta del Biogás

España ha identificado un gran potencial en la producción de biogás y biometano a partir de residuos orgánicos. La Hoja de Ruta del Biogás establece un objetivo de generar 20 TWh anuales de biogás para 2030. Sin embargo, actualmente existen solo 15 plantas de biometano operativas, lo que indica la necesidad de acelerar el desarrollo de esta industria. [7]

1.2 Justificación

Para la justificación del proyecto, se presentará la hoja de ruta de España creada en 2020, que propone objetivos y directrices para la producción, distribución y uso del hidrógeno verde, en línea con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) frente al desarrollo del hidrogeno, donde la generación mediante energías renovables le dará el nombre de hidrogeno verde, jugando un papel central en la transición energética, especialmente en sectores difíciles de electrificar como el transporte pesado y marítimo. Esto se realiza con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y cumplir con los compromisos del Acuerdo de París y del Pacto Verde Europeo.



Ilustración 1. Hoja de ruta de España frente al hidrogeno [8]

Algunos puntos relevantes en materia de transporte son:

- Parque automotor entre 150-200 autobuses con pila de combustible de hidrógeno renovable para 2030 repartidos por todo el territorio nacional, con especial participación en las flotas de autobuses urbanos de ciudades de más de 100.000 habitantes.
- Parque de al menos 5.000-7.500 vehículos ligeros y pesados de pila de combustible de hidrógeno para el transporte de mercancías en 2030.
- Red de al menos 100-150 hidrogeneras de acceso público en 2030 para el repostaje de los vehículos antes mencionados. Estas deben situarse en lugares fácilmente accesibles, repartidas por todo el territorio con una distancia máxima de 250 km entre cada una de las hidrogeneras y la hidrogenera que tenga más próxima. [9]

1.3 Objetivo del Proyecto

El objetivo principal de este Trabajo de fin de Máster es realizar el dimensionamiento de una planta para la generación de hidrógeno verde o Hidrogenera en el municipio de Torrejón de Ardoz, Madrid, España. Dentro del dimensionamiento se incluirá el cálculo y dimensionamiento de dos sistemas de generación de energía fotovoltaica específicos, uno instalado en la cubierta de la empresa y otro en el lote en frente de ésta. El hidrógeno generado es dispensado en la propia hidrogenera para dar servicio a los buses de hidrógeno existentes en la comunidad y, de forma complementaria a los camiones de basura y montacargas de la empresa CTC Servicios ambientales. Estos últimos, se deben adquirir con tecnología de hidrógeno para reducir la emisión de CO₂.

Para desarrollar ese objetivo principal del proyecto es necesario llevar a cabo las siguientes tareas:

- A. Revisar el estado del arte de la tecnología.
- B. Identificar la localización ideal para el proyecto, que cuente con superficie suficiente para albergar la generación de energía fotovoltaica asegurando que la mayor parte del suministro eléctrico sea renovable, además de los recursos hídricos suficientes para la generación de hidrógeno verde.
- C. Definir los principales consumidores de hidrógeno. En este caso, una empresa de recolección de basuras (CTC) y la flota de autobuses del municipio.
- D. Diseñar las plantas solares fotovoltaicas necesarias para dar sustento a la energía requerida por el electrolizador para la producción de H₂.
- E. A partir de del punto anterior, dimensionar la planta de producción de hidrogeno, con su respectivo proceso de compresión y almacenamiento.
- F. Realizar un estudio de viabilidad económica para evaluar la rentabilidad del sistema dimensionado.
- G. Mejoras a futuro del proyecto.

Capítulo 2. ESTADO DEL ARTE

2.1 Normativa hidrogeno verde

La compilación de leyes en el tema de descarbonización del mercado del gas y del hidrógeno, establece normas específicas para la organización y el desarrollo a futuro de este mercado. Dichas normas establecen un direccionamiento específico para el transporte, suministro y almacenamiento de gas natural y del hidrogeno. Algunas de estas normas son las siguientes:

- **DIRECTIVA UE 2024/1788 de 13 junio de 2024:** Establece las normas comunes para los mercados internos del gas renovable, gas natural e hidrogeno. [10]
- **REGLAMENTO UE 2024/1789 de 13 de junio de 2024:** Por la cual se modifican algunos reglamentos de los mercados del gas renovable, el gas natural y del hidrogeno. [11]
- **Reglamento delegado 2023/1184 del 10 de febrero de 2023:** Complemento la Directiva UE 2018/2001 estableciendo la metodología sobre la producción de combustibles renovables de origen no biológicos, líquidos y no gaseosos. [12]
- **Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos:** Por medio del cual se aprueban medidas de refuerzo para la protección de los consumidores de energía y contribución a la reducción del consumo de gas natural. [13]
- **Real Decreto 1434/2002:** El cual regula las actividades de transporte, distribución comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. [14]

2.2 Normativa de los sistemas fotovoltaicos

La normativa europea establece un marco técnico y legal que regula el diseño, instalación, operación y reciclaje en estos sistemas, con el fin de garantizar la seguridad, eficiencia y sostenibilidad. A continuación, se exponen diferentes normativas relacionadas con estos sistemas:

2.2.1 Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios (EPBD) – 2024/1275.

Actualizada en 2024, su aplicación es obligatoria en la integración de tecnologías solares en edificios y se derivan 2 importantes actualizaciones futuras:

- **31 de diciembre de 2026:** Obligación de instalar sistemas solares en edificios públicos y no residenciales nuevos con una superficie útil superior a 250 m², siempre que sea técnica y económicamente viable [15]
- **31 de diciembre de 2029:** Requisito para que todos los edificios residenciales nuevos incorporen tecnologías solares [16]

2.2.2 Normas Técnicas y de Seguridad

Para garantizar la seguridad y compatibilidad de los sistemas fotovoltaicos, se deben cumplir con diversas directivas y regulaciones como:

- **Reglamento General de Seguridad de los Productos (GPSR):** Establece requisitos de seguridad para productos de consumo, incluyendo paneles solares. [17]
- **Directiva de Baja Tensión (LVD):** Aplica a equipos eléctricos con voltajes específicos, asegurando su seguridad eléctrica. [18]
- **Directiva de Compatibilidad Electromagnética (EMC):** Garantiza que los equipos no generen interferencias electromagnéticas perjudiciales. [19]
- **Directiva RoHS:** Restringe el uso de ciertas sustancias peligrosas en equipos eléctricos y electrónicos. [20]
- **Directiva RAEE:** Regula la gestión de residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, incluyendo paneles solares al final de su vida útil. [21]

2.2.3 Norma Solar Europea (EU Solar Standard)

Esta norma establece la obligatoriedad de instalar sistemas solares en determinados edificios, adoptada por el Parlamento Europeo

- **Desde 2026:** Para los edificios públicos y comerciales nuevos con superficie útil superior a 250 m² es obligatorio. [22]
- **Desde 2029:** Es requisito para todos los edificios residenciales nuevos. [23]

2.2.4 Gestión al Final de la Vida Útil

La legislación de la UE también aborda la gestión de los sistemas fotovoltaicos al final de su vida útil:

- **Directiva RAEE:** Mencionada anteriormente.
- **Reglamento POPs:** Restringe el uso de contaminantes orgánicos persistentes en productos, aplicable a ciertos componentes de sistemas fotovoltaicos. [24]

2.2.5 Normas UNE-EN Aplicables

Las normas UNE-EN, cubren diversos aspectos de los sistemas fotovoltaicos y son adoptadas en España basándose en estándares europeos:

- **UNE-EN 61215:** Requisitos de diseño y calificación para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino. [25]
- **UNE-EN 61730:** Requisitos de seguridad para módulos fotovoltaicos. [26]
- **UNE-EN 62446:** Requisitos para la documentación, puesta en marcha e inspección de sistemas fotovoltaicos conectados a la red. [27]

2.3 Marco teórico

2.3.1 Producción de energía fotovoltaica

La producción de energía fotovoltaica se obtiene gracias a la radiación solar, la cual es captada por los paneles solares que posteriormente se transforman en electricidad.

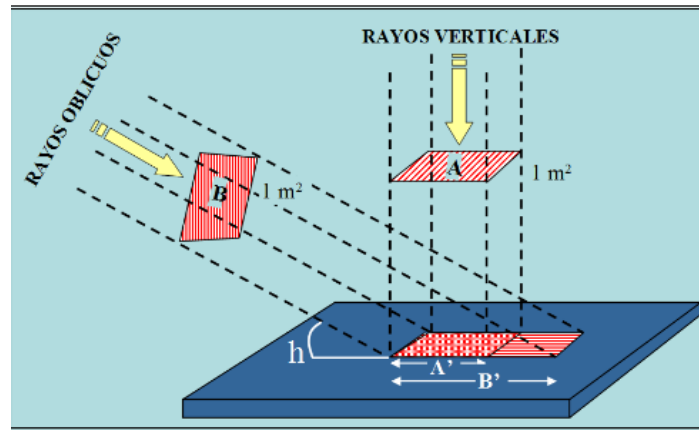


Ilustración 2. Incidencia de los rayos en la superficie [28]

La ilustración 2 muestra como la intensidad de la luz del Sol que llega a la superficie terrestre (Irradiancia) disminuye cuando el sol se aleja de la posición vertical (zenit), Las flechas amarillas se representa con el flujo de radiación solar en el plano horizontal (I_0). Si los rayos solares caen verticalmente sobre la superficie terrestre, la intensidad de la radiación es mayor que si lo hacen oblicuamente, pues el mismo flujo de radiación se ha de repartir sobre una superficie mayor.

El efecto de la radiación solar es calentar la superficie terrestre con más o menos efectividad en función de la altura del Sol sobre el horizonte. Se supone que se tiene un rayo de radiación solar, con una sección de 1 m^2 , este alcanza el suelo durante el Solsticio de Verano a una latitud de aproximadamente 40° N y ésta repartida sobre un área de 1.04 m^2 , en cambio, en el Solsticio de Invierno lo hace sobre un área de 2.24 m^2 , Esto hace que, durante esta fecha, la equivalencia de 1 m^2 de superficie terrestre reciba menos de la mitad de la energía que recibía durante el verano.

En la ilustración 3, se muestra el efecto descrito en el párrafo anterior:



Ilustración 3. Incidencia en invierno y verano [29]

2.3.2 Métodos de producción de hidrógeno:

El hidrógeno se puede obtener mediante diferentes métodos utilizando fuentes de energía renovables. El elegido en este proyecto es llamado electrolisis del agua y obtiene la energía mediante fuentes renovables como la solar o la eólica. Consiste en descomponer la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno mediante electrodos.

En la tabla 1, se muestran los diferentes métodos de producción de hidrógeno a partir de diferentes recursos renovables. Se incluye una descripción, ventajas y desventajas de cada uno de los métodos expuestos

Método	Fuente de Energía	Descripción	Ventajas	Desafíos
Electrólisis del agua	Solar, eólica, hidroeléctrica	Descomposición del agua molecularmente del hidrógeno y oxígeno mediante electricidad. Tipos: alcalina, PEM, SOEC.	Alcalina: Tecnología madura. PEM: adaptable a renovables intermitentes. SOEC : alta eficiencia.	Coste elevado de la electricidad renovable y equipos, especialmente en SOEC.
Fotoelectrólisis (PEC)	Solar	Uso de celdas fotoelectroquímicas que combinan absorción solar y electrolisis en un solo dispositivo.	Proceso directo y potencialmente eficiente.	Tecnología en desarrollo, baja eficiencia y estabilidad limitada.
Fotocatálisis	Solar	Empleo de materiales semiconductores que, al absorber luz solar, catalizan la descomposición del agua.	Proceso limpio y directo, sin necesidad de electricidad externa.	Eficiencia baja y desafíos en la estabilidad de los materiales.
Electrólisis asistida por biochar	Solar, eólica	Sustitución de la reacción de evolución de oxígeno por oxidación de biochar, reduciendo el consumo energético.	Mayor eficiencia energética, potencial uso de residuos agrícolas.	Tecnología emergente, disponibilidad y producción sostenible de biochar.
Termólisis solar	Solar térmica concentrada	Descomposición del agua a altas temperaturas utilizando calor solar concentrado.	Proceso directo, sin necesidad de electricidad.	Requiere materiales resistentes a altas temperaturas, tecnología en desarrollo.
Energía geotérmica con electrolisis	Geotérmica	Uso de electricidad constante generada por energía geotérmica para alimentar electrolizadores.	Suministro energético constante, independiente de condiciones climáticas.	Limitado a regiones con recursos geotérmicos adecuados, inversión inicial alta.
Gasificación de biomasa	Biomasa (residuos orgánicos)	Conversión térmica de biomasa en gas de síntesis, del cual se extrae hidrógeno.	Aprovechamiento de residuos, reducción de emisiones netas de CO ₂ .	Emisiones asociadas al proceso, necesidad de gestión sostenible de la biomasa.
Reformado de biogás o biometano	Biogás (residuos orgánicos)	Reacción del biogás con vapor para producir hidrógeno y CO ₂ ; si el biogás es renovable, el proceso puede ser neutro en carbono.	Uso de infraestructuras existentes, reducción de residuos.	Captura y almacenamiento de CO ₂ necesarios para neutralidad de carbono.

Tabla 1. Métodos de producción de hidrogeno utilizando energías renovables [30] [31] [32] [33] [34]

También es importante recalcar los procesos más conocidos y usados en la actualidad, como los procesos termoquímicos, procesos fotónicos y procesos electrolítico, descritos a continuación: [35]

- **Procesos Termoquímicos**

NOMBRE	DESCRIPCION
Gasificación	- Se presenta combustión en ausencia de oxígeno de un material sólido para convertirlo en gas de síntesis. - Las temperaturas del proceso: 1200 – 1400 °C. - Este método se utiliza en países con grandes reservas de carbón como EE. UU. y China.
Pirolisis	- Consiste en descomponer el metano en hidrógeno y carbón. - Las temperaturas del proceso: 800 – 1200 °C. - No tiene agente oxidante. - No produce gases de efecto invernadero.
Termolíticos	- Se caracteriza por extraer la molécula de hidrógeno por medio de calor. - El calor se puede obtener de 2 maneras: una fuente externa como la energía nuclear o de solar de concentración.

Tabla 2. Procesos Termoquímicos

- **Procesos Fotónicos**

La **fotoelectrocatalisis** es un proceso simplificado de producción con respecto a la electrólisis, consiste en que un dispositivo recibe directamente la radiación solar y con un material fotoactivo se generan las cargas eléctricas que provocan esa separación de la molécula del agua en hidrógeno y oxígeno en un solo paso.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
- No se producen perdidas asociadas al transporte de la electricidad - No existe la dependencia del precio de la electricidad	- Poca madurez de la tecnología

Tabla 3. Ventajas y desventajas de los procesos Fotónicos

- **Procesos Electrolíticos.**

En el proceso de la electrólisis se produce la ruptura de la molécula de agua en presencia de una corriente eléctrica.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
- Versatilidad e implementación con las diferentes formas de energía renovable - Posee la posibilidad de operar en régimen variable - Facilidad de dimensionado y escalado - El hidrógeno obtenido es de alta pureza	- Costo de tecnología

Tabla 4. Ventajas y desventajas de procesos Electrolíticos.

2.3.3 Tipos de electrólisis:

Existen varias tecnologías en el método electrolisis para la obtención del hidrogeno para llevar a cabo este proceso y podemos destacar las siguientes: Electrólisis alcalina, electrólisis polimérica (PEM) y electrólisis de óxido sólido (SOEC). En la tabla 5 se encuentran las características: [35]

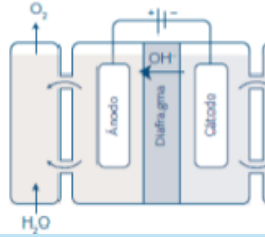
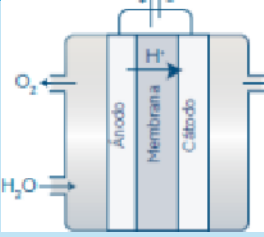
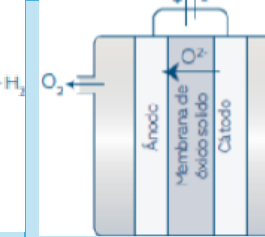
ITEM	ALCALINA	PEM	SOEC
Ventajas	-Equipos Comerciales. -Mayor durabilidad. -Menor coste. -Madurez tecnológica.	-Construcción más sencilla que alcalino, -Respuesta de operación más rápida. -Menor volumen	-Alta presión de gases de salida. -Bajo consumo de electricidad
Desventajas	-Electrólito liquido corrosivo. -Necesidad de realizar posterior purificación. -Poseen costes elevados en catalizadores y membrana. -Actualmente en investigación.	-Elevado coste de catalizadores y membrana	-Tecnología actualmente en investigación
Tipo de electrolito	KOH o NaOH	Electrolito polimérico solido	$Y_2O_3ZrO_2$
Ion transporte	OH^-	H^+	O^{2-}
Rendimiento	60-70	70-80	85-95
Temperatura	60-85	40-80	800-1000
Ilustración			

Tabla 5. Tipos de electrolisis [8]

2.3.4 Transporte de hidrógeno:

El transporte de hidrógeno se puede realizar de 2 maneras, cuando se encuentra comprimido o es estado gaseoso su transporte se realiza mediante tuberías (< 15 km), red de distribución de gas (< 150 km) o semirremolque. En caso de que se encuentre en estado líquido (no es demasiado común este transporte), se realizaría en camión (15-150 Km) o en barco.

El proceso del transporte marítimo esta resumido por la siguiente secuencia del proceso, mostrada en la ilustración 4: [35]



Ilustración 4. Proceso para el transporte de hidrogeno.

Comenzando por el proceso de producción en donde se genera hidrogeno verde a partir de las fuentes de energías renovables, después pasa por un proceso llamado licuefacción o licuación este sigue los siguientes pasos: [36]

- La corriente de alimentación de hidrógeno puro y caliente (si se necesita) se comprime para lograr una presión de diseño de corriente de alta presión de la licuadora.
- El flujo de alimentación de hidrógeno puro y de alta presión entra en un refrigerador donde se enfría con nitrógeno líquido y un circuito de reciclaje que produce refrigeración a partir de un flujo de helio o hidrógeno comprimido al expandirlo en uno o más turbo-expansores.
- El flujo de alimentación de hidrógeno refrigerado fluye a través de una válvula donde se expande para producir un flujo de hidrógeno bifásico
- La corriente de 2 fases fluye hacia un tanque de almacenamiento donde se separan el líquido y el vapor
- El líquido permanece en el tanque de almacenamiento y el vapor frío regresa al refrigerador, donde se utiliza para enfriar la corriente de alimentación de hidrógeno.

Según se aclara en el último punto de los pasos anteriores, el hidrogeno queda almacenado mediante el tanque de almacenamiento y en estado líquido, luego se organiza depende del medio utilizado para el transporte, ya sea marítimo o mediante camiones especializados.

En la actualidad, el astillero de la marca Kawasaki, puso a flote el buque llamado “Suiso Frontier”, el primer transporte de hidrogeno licuado del mundo, el cual entro en servicio a finales de 2020 con una capacidad de 1.250 m³ a una temperatura de -253°C [37]

2.3.5 Almacenamiento de hidrógeno:

Este tipo de almacenamiento puede ser de forma física (compresión, enfriamiento o combinación de ambos) y en sólidos u otros compuestos (hidruros metálicos, Carrier orgánicos, materiales absorbentes), entre otros. La forma más habitual de almacenar el hidrógeno es en estado gaseosa en depósitos de baja y alta presión.

A continuación, se exponen la característica de algunas de las formas de almacenamiento con potencial a futuro:

ALMACENAMIENTO	CARACTERISTICAS
Hidruros metálicos	Hidruros habituales: - Aleación de magnesio. - Aleación de níquel. Ventajas - Consiste en descomponer el metano en hidrógeno y carbón. - Las temperaturas del proceso: 800 – 1200 °C. Desventajas - No tiene agente oxidante. - No produce gases de efecto invernadero.
Hidrogeno licuado	- Se caracteriza por una temperatura fría elevada, la cual, ronda el valor de -253°C. - La presión debe ser equivalente a 1 bar
Cavidades salinas	- Buena estanqueidad - Bajo nivel de proliferación de bacterias y microorganismos. - Si se produjese un defecto relacionado con la presión, la sal actuara como un recristalizante permitiendo que el fallo se restaure de manera autónoma.

Tabla 6. Diferentes Almacenamientos de hidrogeno [35]

2.4 Principales proyectos actuales de hidrógeno verde en España:

Actualmente en España, existen 5 proyectos importantes para el desarrollo de hidrogenas que utilizan fuentes renovables para su alimentación, integrando la producción y distribución de hidrógeno verde en sectores como el transporte y la industria.

2.4.1 Planta de Hidrógeno Verde de Puertollano (Ciudad Real)

La empresa Iberdrola en Puertollano desarrollo una planta de hidrógeno verde para uso industrial. El hidrógeno generado se utiliza para descarbonizar procesos industriales, como los de la empresa Fertiberia. La instalación cuenta con una planta solar fotovoltaica de 100 MW, un sistema de respaldo que utiliza baterías tipo ion-litio de 20 MWh y un electrolizador de 20 MW. [38]

2.4.2 Valle Andaluz del Hidrógeno Verde (Huelva y Cádiz)

Este proyecto prevé la instalación de una capacidad de electrólisis de 2 GW en los parques energéticos de Palos de la Frontera y San Roque. La empresa Moeve (Cepsa) lidera este proyecto con una inversión de 3.000 millones de euros. El objetivo es producir hasta 300.000 toneladas de hidrógeno verde al año para la fabricación de biocombustibles avanzados y productos como amoníaco y metanol verdes. [39]

2.4.3 Proyecto Catalina (Aragón)

Cuenta con la alianza de 4 empresas (Enagás Renovable, Naturgy, Fertiberia y Vestas) junto con el fondo danés CIP. Se plantean la construcción de una planta de producción con un electrolizador de 500 MW en Andorra (Teruel). En su primera fase (2027), se espera una producción anual de 84.000 toneladas de hidrógeno verde y a partir de 2030 alcanzar las 336.000 toneladas. [39]

2.4.4 Hidrogena en Tenerife

En las Islas Canarias (Tenerife), se desarrolla un proyecto que incluye una instalación de energías renovables mixtas (eólica y solar) con una potencia de 51 MW, para alimentar una hidrogena con capacidad de obtener 25 kg de hidrógeno al día a una presión de 350 bar. A su vez, estará conectada directamente a aerogeneradores y utilizará el mar como fuente acuífera para la producción del hidrógeno. [40]

2.4.5 Valle del Hidrógeno de Castilla y León (Burgos)

Por último, este proyecto es uno de los más grandes y ambiciosos, se encuentra respaldado por la Unión Europea con una ayuda de 20 millones de euros y tiene como objetivo convertir a la región en un ecosistema integrado de hidrógeno verde. Se pretende cubrir toda la cadena de valor, comenzando por la producción hasta la distribución y almacenamiento. La inversión total estimada contempla una cifra de 380 millones de euros y la creación de hasta 2.000 nuevos empleos en los próximos diez años. [41]

Capítulo 3. METODOLOGIA

Este tema se enfoca en un diseño de planta fotovoltaica para la producción de hidrogeno verde dirigida hacia el repostaje ocasional de vehículos utilizados para el transporte en una región de España llamada Torrejón de Ardoz. Esta ubicación es elegida por 4 factores: Terreno disponible cerca de una empresa de recolección de basuras, adquisición de bus que utiliza hidrogeno, cercanía a la capital y población pequeña para prueba piloto de los nuevos camiones de basura que funcionen con hidrogeno.

El repostaje activo será para vehículos camiones de basura y montacargas de una empresa de servicios de recolección de basuras de la región y buses que con el tiempo se adquieran para que la flota de autobuses siga transicionando hacia las 0 emisiones.

Contiene un análisis e interpretación de información proveniente de fuentes primarias y secundarias relacionadas con el tema de sistemas fotovoltaicos, generación de hidrogeno verde y gestión de este hidrogeno para el sector transporte. Se realiza la aplicación de una metodología estructurada basada en simulación con programa especializados para el diseño de plantas fotovoltaicas, además de aspectos técnicos, económicos y normativos para asegurar la viabilidad del proyecto.

3.1 Tipo de estudio

Este estudio se caracteriza como un proyecto de diseño de ingeniería, ya que combina el análisis y procesamiento de información obtenida de fuentes primarias y secundarias con simulaciones y cálculos para el óptimo dimensionamiento y uso de los recursos en esta clase de proyectos. Este enfoque permite una alta comprensión del tema en estudio, ya que utiliza herramientas de simulación, que combinada con los cálculos brindan una visión más amplia y detallada para la investigación.

3.2 Variables

Las variables presentadas a continuación se encuentran ligadas con los objetivos de desarrollo que se pretenden alcanzar con el proyecto de diseño. A continuación, serán descritas en la tabla 7:

Clasificación de variables	Contenido
Variables Técnicas	• Capacidad de la planta fotovoltaica (MWp) • Potencia del electrolizador (MW) • Gasto energético del proceso (MWh) • Demanda de hidrogeno (Kg) • Eficiencia del electrolizador (MWh) • Horas de operación necesarias • Producción de hidrogeno • Presión de almacenamiento • Diseño de Almacenamientos de baja y alta presión
Variables Económicas	• Costo de las instalaciones (CAPEX) (€/MWp) • Costos de operación y mantenimiento (OPEX) (€/año) • Análisis de costo final(€/MWp)
Variables Ambientales	• Emisiones evitadas de CO2 • Factores de aprovechamiento de recurso fotovoltaico • Descarbonización de un sector de transporte (Camiones de basura)

Tabla 7. Clasificación de variables

3.3 Indicadores

Los KPIs (Key Performance Indicators) o indicadores clave de rendimiento se utilizarán para evaluar la eficiencia del sistema fotovoltaico, el costo del hidrógeno, el rendimiento de la planta fotovoltaica y por último la reducción de emisiones tanto en el proceso de obtención de la energía como propuesta de descarbonización para el sector del transporte de basuras. Se encuentran registrados en la tabla 8:

Clasificación de Indicadores	Contenido
Indicadores Técnicos	• Factibilidad Energética (MWh/año) • Producción de hidrogeno ajustada a la demanda (Kg) • Disponibilidad Energética (%)
Indicadores Económicos	• Costo nivelado de hidrogeno (€/kg) • Retorno de Inversión (ROI) • Costo de electricidad producida (€/MWh)

Tabla 8. Clasificación de Indicadores

3.4 Muestra

La muestra en este proyecto corresponde a los datos y condiciones específicas que nos ayudaran a determinar el tamaño, capacidad y almacenamiento de hidrogeno a partir de un sistema de producción de energía fotovoltaica en una cubierta. Las muestras clave incluidas en el proyecto son las siguientes:

3.4.1 Demanda

- **Vehículos para repostar:** Número, datos de la ficha técnica y demanda diaria (en kg de H_2) de vehículos (autobuses, camiones de basura y montacargas) que utilizarán el hidrógeno como combustible.
- **Proyección de crecimiento:** Se espera que se produzca un crecimiento esperado de la demanda de hidrógeno en los próximos años en el sector del transporte, en especial, si se replica modelos como el que se desarrollará en otras empresas de recolección de basuras.

3.4.2 Recursos Energéticos

- **Estudio energético completo de la planta fotovoltaica:** La capacidad instalada de paneles solares, inversores y demás equipos necesarios, así como la potencia y que posea la característica de poder cubrir más de la mitad de la energía demandada por el electrolizador.
- **Horas pico de generación solar:** Fija el número de horas del día en que se produce la mayor cantidad de electricidad para alimentar el electrolizador.

3.4.3 Equipos

- **Especificaciones del electrolizador:** Tipo de electrolizador (alcalino, PEM, SOEC), su eficiencia, y capacidad (MW).
- **Almacenamiento de baja y alta presión:** Capacidad y tipo de almacenamiento de hidrógeno (en kg), así como el cálculo de los tanques y grupo de compresores.

3.5 Herramienta para la recolección de los datos

A continuación, en la tabla 9, se presentarán las herramientas que se utilizarían en la recolección de datos en diferentes áreas y etapas del proyecto, estas nos permiten poder tomar muestras de datos para realizar un análisis de parámetros que servirán para tener un óptimo control del proceso a llevar a cabo.

Recolección de datos	Contenido
Demanda	• Sistemas de adquisición de datos en los surtidores de hidrogeno
Meteorológicos y Energéticos	• Estaciones meteorológicas conectadas a red • Base de datos Meteorológicas
Operacionales de planta FV	• Programa de simulación PVSOL • Inversores inteligentes • Sistemas SCADA (Monitorización y control de planta) • Smart Meters (Medidores energéticos)
Electrolizador y Almacenamiento de Hidrogeno	• Sistema SCADA (Monitorización y control de planta) • Sensores de presión y temperatura para los tanques de almacenamiento • Monitores de flujo de hidrogeno

Tabla 9. Recolección de datos

3.6 Análisis de datos

Por último, para esta última etapa de la metodología, se describen los softwares utilizados para el análisis de datos en las diferentes etapas del proyecto,

3.6.1 Análisis de la Generación Fotovoltaica:

PVSOL 2022: Software de simulación especializado en plantas fotovoltaicas. Proporciona análisis detallado de la producción energética en función de la demanda, irradiación solar, el rendimiento del sistema y el análisis completo de costos y flujo de caja. Los datos generados pueden utilizarse para modelar la energía disponible para el electrolizador.

PVGIS: Utilizado para analizar la generación de la segunda planta fotovoltaica, obteniendo así la generación anual y la generación en el mes con menos luz solar.

3.6.2 Análisis de Demanda, Financiero y Económico:

Microsoft Excel: Utilizado para el análisis de costos y crear modelos financieros basados en los datos recolectados, como costes del hidrógeno producido, retorno de inversión, y proyecciones de demanda.

3.6.3 Análisis de dimensionamiento

Microsoft Excel: Utilizado para realizar el cálculo de las diferentes partes del proceso de obtención de hidrogeno como lo es el recurso energético e hídrico, dimensionamiento y elección del electrolizador, almacenamiento a baja presión, grupo de compresores, almacenamiento a alta presión y surtidores.

3.6.3 Cronograma de actividades

Gantt Project: Es una herramienta de escritorio libre y multiplataforma que permite la realización de diagramas de GANTT a fin de planifica un proyecto y gestionar los recursos

Capítulo 4. DIMENSIONAMIENTO HIDROGENERA

4.1 Cálculo de consumos

En primer lugar, se requiere conocer la distancia diaria (Km) que recorre un bus en el municipio de Torrejón de Ardoz. Para ello, se presenta la siguiente información [42]:

- La línea más larga de bus urbanos de Torrejón de Ardoz es: 1B y tiene 48 paradas
- Esta ruta de autobús empieza en Av. Constitución - Estación Torrejón De Ardoz y acaba en Av. Constitución - Estación Torrejón De Ardoz.
- La distancia que realiza por recorrido es aproximadamente 16 km.
- El horario de la ruta [43] es el siguiente:

Horario de la línea 1B de autobús
Circular Torrejón Horario de ruta:

lunes	06:35-00:00
martes	06:35-00:00
miércoles	06:35-00:00
jueves	06:35-00:00
viernes	06:35-03:30
sábado	06:50-03:30
domingo	06:50-00:00

Ilustración 5. Horario línea con más km de recorrido.

Según la ilustración anterior, se deduce el total de horas por día

DIAS	TOTAL HORAS/ DIA
Lun. a jue.	17,25
Vie-Sab	20,55
Domingo	17,10
Promedio Horas	18,40

Tabla 10. Horas por día.

Después, se estima que el bus se demora 2 minutos en promedio por cada parada:

$$48 \text{ Paradas} \times 2 \text{ min} = 96 \text{ min} \approx 1h \ 36 \text{ min}$$

Ecuación 1. Conteo de trayectos recorridos por un bus al día.

Ahora:

$$= \frac{18,40 \text{ Horas de los recorridos del bus a diario}}{1,36 \text{ Horas de una ruta del bus}} = 13,52 \approx 14 \text{ Trayectos}$$

Ecuación 2. Conteo de trayectos recorridos por un bus al día.

Por último, teniendo los trayectos que hace un bus en el día, se multiplica por el número de kilómetros de cada ruta, para así obtener los kilómetros totales diarios que recorre el autobús de la línea 1B:

$$14 \text{ Trayectos} \times 16 \text{ Km} = 224 \text{ km/día}$$

Ecuación 3. Distancia recorrida por un bus al día.

Para el Camión de basura, se toma un horario de las 22:00 a las 5:00 a.m. con unas paradas y tiempo de recolección similares al del bus. Los kilómetros del recorrido se toman igual que los hechos por el bus sumando 10 km más de llegada y salida de la empresa de recolección.

$$\text{Trayectos} = \frac{7 \text{ Horas recorridas por el camion de basura a diario}}{1,36 \text{ Horas de una ruta del camion de basura}} = 5,14 \approx 6$$

Ecuación 4. Trayectos aproximados camión de basura.

Obteniendo un total de kilómetros recorridos de:

$$6 \text{ Trayectos} \times 26 \text{ Km} = 156 \text{ km/día}$$

Ecuación 5. Distancia recorrida por un camión de basura al día.

Para el montacarga se estiman 10 km totales al día de funcionamiento en la empresa.

En segundo lugar, teniendo en cuenta los datos anteriores, para dimensionar el electrolizador de la planta de producción de hidrogeno verde será necesario conocer la demanda y datos como la marca, autonomía, capacidad, presión de repostaje de los vehículos que se tendrán en cuenta para realizar el estudio, además de calcular la potencia y las horas de trabajo del electrolizador para generar el hidrogeno requerido.

Se eligen 12 buses anticipando que la flota crezca más (actualmente hay 2 buses que utilizan hidrogeno como combustible en Torrejón de Ardoz), además de 20 camiones de basura previendo el aumento de vehículos de la flota si el proyecto avanza y por último 26 montacargas que hacen diferentes tareas dentro de la empresa.

Los datos son recolectados en la tabla 11:

Características	Bus	Camión de basura	Montacarga
Ruta diaria (Km)	224	156	10
Dias de funcionamiento al mes	30	30	30
Distancia Mensuales (Km)	6720	4680	300
Distancia Anual (Km)	80640	56160	3600
Numero vehículos	10	18	26
Total Km recorridos anuales	806.400	1.010.880	93.600
Sumatoria de Km de todos los vehículos	1.910.880		

Tabla 11. Dimensionamiento de consumos

Después con los vehículos elegidos anteriormente y su cálculo de recorrido promedio por año, se extrae de la ficha técnica de cada uno de los vehículos, datos relevantes como lo son la autonomía, capacidad del tanque y presión de repostaje, los únicos datos que se aproximaron por carencia de información, basándose en los 2 anteriores que si poseen ficha técnica (adjuntada en anexos), fue la autonomía y capacidad del tanque, debido a que la presión de repostaje si estaba indicada.

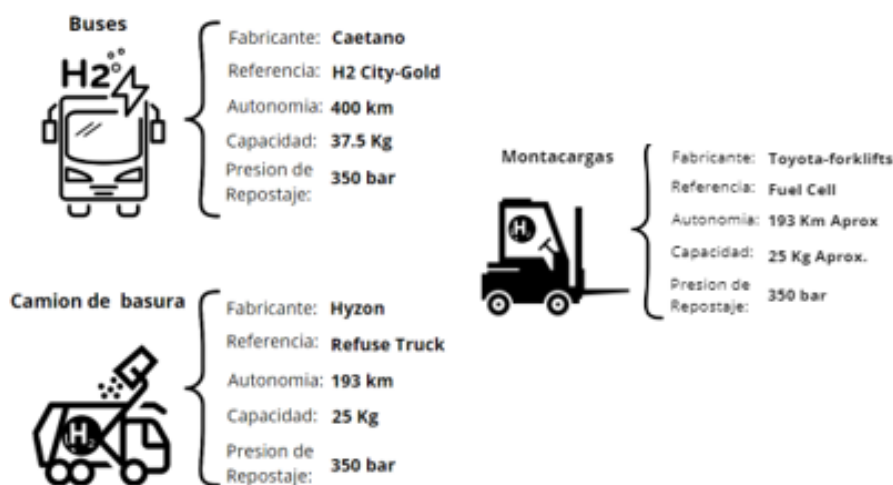


Ilustración 6. Resumen de ficha técnica de los 3 vehículos

Con los datos anteriores, lo primero es calcular el número de repostajes, dividiendo el recorrido promedio por año de cada vehículo entre la autonomía y registrarlo en la tabla 12:

Tipo de vehículos	Recorrido prom. x año	Autonomía	Capacidad	Presión Repostaje (bar)
Camión de basura	1.010.880	193	25	350
Bus	806.400	400	37,5	350
Montacarga	93.600	193	25	350
Total	1.910.880	786	87,5	350

Tabla 12. Dimensionamiento de vehículos

Segundo, obtener las toneladas de hidrogeno a generar al año multiplicando el número de vehículos por la capacidad por el número de repostajes, después dividirla entre el número de meses del año, obteniendo las toneladas por mes y por último dividir entre los 30 días del mes y convertir en kg para obtener los kg a suministrar por día como se muestra en la tabla 11:

Tipo vehículo	Repostajes	Toneladas al año	Toneladas al mes	Kg a suministrar x día
Camión de basura	5.238	130,9	10,91	364
Bus	1.613	60,5	5,04	210
Montacarga	480	12,0	1,00	34
Total	7.738,69	218,0	18,21	607,41

Tabla 13. Dimensionamiento de hidrogeno según demanda

Tercero, será necesario conocer los kilogramos de hidrógeno verde que se necesitan producir al día:

$$\frac{\text{Kilogramos } H_2}{\text{día}} = \sum \text{kg requeridos para cada tipo de vehiculo}$$

$$= 607,41 \text{ kg/día}$$

Ecuación 6. Kilogramos requeridos de H2 al día.

4.2 Dimensionamiento del Electrolizador

Se conoce como electrolizador al dispositivo utilizado para la generación de hidrogeno a través de la electrolisis, que es un proceso químico capaz de separar del agua, las moléculas de hidrógeno y oxígeno por medio de la electricidad.

La principal característica del proceso es permitir descomponer moléculas usando electricidad, en este caso las del agua, obteniendo como resultado la obtención de hidrógeno. Cuando se habla del término hidrogeno verde, se refiere a que la fuente principal de la cual se genera el recurso energético sea energía renovable. [44]

Con los datos del apartado anterior, se comparan las ventajas y desventajas de las tecnologías Alcalina y PEM en la tabla 14:

Tipo de tecnología de electrolizador	Potencia de electrolizador (MW)	Consumo energético prom.	Compacto, Modular Compatibilidad con Ener.Renovables	Generación de H2 en Kg/día	Calificación o ponderación
Alcalino	1	56 kWh/kg con eficiencia del 80%	No	18 Kg/h	60
Alcalino	0,5	50 kWh/kg con eficiencia del 80%	No	10 kg/h	40
PEM	2	65 kWh/kg con eficiencia del 60%	Si	36 kg/h	80

Tabla 14. Elección de electrolizador con puntuación final

Después de la ponderación anterior, se determina la elección del electrolizador basado en 4 criterios principales, **pureza, consumo energético, compatibilidad con las energías renovables y modularidad**. En el primero se encuentra que el electrolizador PEM alcanza una pureza del 99,9% utilizando agua previamente tratada, mediante una membrana sólida polimérica que transporta protones (H⁺) y es impermeable a gases como el hidrógeno y oxígeno.

El segundo y el tercer criterio compara directamente el electrolizador alcalino y aunque en este caso el electrolizador alcalino tiene menor consumo energético, el electrolizador tipo PEM posee una característica especial, que radica en la compatibilidad con las energías renovables, que, en este caso, es la energía utilizada en mayor porcentaje del proyecto.

Para el cuarto criterio, se requiere instalar el electrolizador dentro de la empresa, lo cual, requiere que este sea de fácil instalación y cumpla con los requerimientos de espacio, para esto, el electrolizador tipo PEM es el más compacto frente a los otros electrolizadores, además de contar con la ventaja de ser modular.

4.2.1 Recurso Eléctrico requerido

Para iniciar el cálculo de electricidad es necesario que se conozca el consumo de hidrógeno verde al año para el dimensionamiento del proyecto. La producción total de este producto al año son toneladas, las cuales se transforman en unidades de kilogramos y se divide entre los días del año para obtener los kg/día:

$$\frac{\text{Kilogramos } H_2}{\text{día}} = \sum \text{kg requeridos} = 607,41 \text{ kg/día}$$

Ecuación 7. Kg de hidrogeno al día.

A partir del cálculo anterior, es necesario saber que electrolizador es el que mejor se ajusta a las necesidades de la planta, por ende, se decide realizar las pruebas con un electrolizador de 1 MW de potencia, ya que, se conoce que un electrolizador con esta potencia produce aproximadamente 18 kilogramos de H₂ verde a la hora.

$$\frac{\text{Kilogramos } H_2}{\text{hora}(h)} \text{ por el electrolizador} = 2MW \times \frac{18 \frac{kg}{h}}{1MW} = 36 \frac{kgH_2}{h}$$

Ecuación 8. Kilogramos hora de H2 por el electrolizador

Para determinar si este electrolizador es el ideal para la planta, se calculan las horas de funcionamiento:

$$\text{Horas de funcionamiento} = \frac{\text{Produccion al dia}}{\text{Produccion a la hora}} = \frac{607,41}{36} = 16,87 \text{ h}$$

Ecuación 9. Horas de funcionamiento

Primeramente, la estimación del cálculo se realiza desde la equivalencia energética, que indica que 1 kg/día son 0,0899 Nm³/día y que para producir 1 Nm³ de hidrógeno se necesitan en torno a 5,1 kWh/Nm³ de electricidad y el factor a hallar mostrara la electricidad necesaria para producir los 607,06 kilogramos al día de H₂.

En la tabla 15 y tabla 16 podemos encontrar los datos mencionados anteriormente, más el dato expresado en unidades de MWh/día de la producción de energía fotovoltaica requerida.

Se resalta que la energía se dividirá en 2 partes, la primera de origen solar-fotovoltaica, cubrirá el 30% de la energía del electrolizador mientras que el 70% restante lo cubrirá la red, lo que permite una mayor estabilidad del suministro eléctrico. En el mercado eléctrico, la compra que se realice por esta energía debe contar con garantía de origen 100% renovable, lo que garantizaría que la producción total sea de hidrogeno verde.

Kg suministrados al día	Nm3 de hidrogeno suministrados (Nm3/día)	Electricidad Requerida (KWh/día)	Electricidad Requerida (KWh/año)	30% Fotovoltaica (KWh/ año)	70% Red (KWh/ año)
607,41	6.756	39.482	14.213.378	4.264.01	9.949.36

Tabla 15. Cálculo de electricidad utilizando los kg de hidrogeno.

Fotovoltaica Requerida (MWh/día)	Fotovoltaica Requerida (MWh/mes)	Fotovoltaica Requerida (MWh/año)
11,84	355	4.264

Tabla 16. Cálculo de energía anual producida por la planta FV.

4.2.2 PVGIS

La herramienta online gratuita PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) permite calcular la producción de energía de una instalación fotovoltaica, teniendo en cuenta variables como la ubicación, inclinación de los paneles y la tecnología del módulo. Este sistema brinda información geográfica fotovoltaica precisa y fue desarrollado por la EU Science Hub de la Comisión Europea [45].

Para calcular la potencia de energía fotovoltaica que se requiere instalar en MW y se garantice cumplir con el requerimiento de energía incluso en el mes con menos luz solar, se realiza la siguiente simulación en la herramienta mencionada anteriormente.

Primero se insertan las coordenadas GPS obtenidas desde Google Maps del terreno en el que se realiza la planta fotovoltaica requerida, como lo muestra la ilustración 7:

PVGIS24 CALCULADORA

GEOLOCALIZACIÓN

MapaSatélite

Combinaciones de teclas La imagen puede estar sujeta a derechos de autor 100 m Términos

Ubicación del punto de producción.

☐ DIRECCIÓN

☒ Punto GPS

☐ Punto GPS geolocalizado

Latitud

40.433

Longitud

-3.4411

Nombre de los proyectos solares

TFM HIDROGENO VERDE

SIMULAR

Ilustración 7. Coordenadas localización para la instalación.

Luego se define la posición de montaje, en este caso se elige el montaje triangular debido a que la mayoría de la potencia FV a instalar es en una superficie plana (tierra), segundo se define la potencia máxima en kWp, para este caso son 12.800 kWp equivalentes a 16,25 MWp, tercero, se define como pendiente para instalar los paneles 15°, ya que, en este ángulo se obtienen mejores resultados para este caso que con uno de 30°(su potencia se reduce mucho con esta inclinación debido a la superficie de instalación) y por ultimo las perdidas por factores como el cable, el inversor y la perdida fotovoltaica(nubes).

Posición de montaje ?

- ☐  Sistema de montaje superpuesto de una sección
- ☐  Sistema de montaje integrado en el techo
- ☒  Sistema de montaje triangular en techo plano o losa a nivel
- ☐  Sistema de montaje superpuesto de dos secciones de techo
- ☐  Sistema de montaje Este-Oeste sobre cubierta plana o losa a ras del suelo
- ☐  Sistema de montaje Norte-Sur sobre cubierta plana o losa a ras del suelo
- ☐  Sistema de montaje en techo de tres secciones
- ☐  Sistema de montaje en techo de cuatro secciones

Potencia fotovoltaica instalada pico (kWp) ?

La potencia máxima debe introducirse en kilovatios-pico kWp

Pendiente y azimut ?

PVGIS24 Puede calcular valores óptimos de pendiente y orientación (suponiendo ángulos fijos durante todo el año).

Sección 1

Fuerza kWp

Pendiente °

Azimut

☐ Mejoramiento

☐ Mejoramiento

Pérdida del sistema (%) ?

Pérdida de cable (%) Pérdida del inversor (%)

Pérdida fotovoltaica (%)

Opción Avanzada

VISUALIZACIÓN DE RESULTADOS

Ilustración 8. Parámetros para la instalación de segunda planta FV.

Se obtienen los siguientes resultados en la simulación:

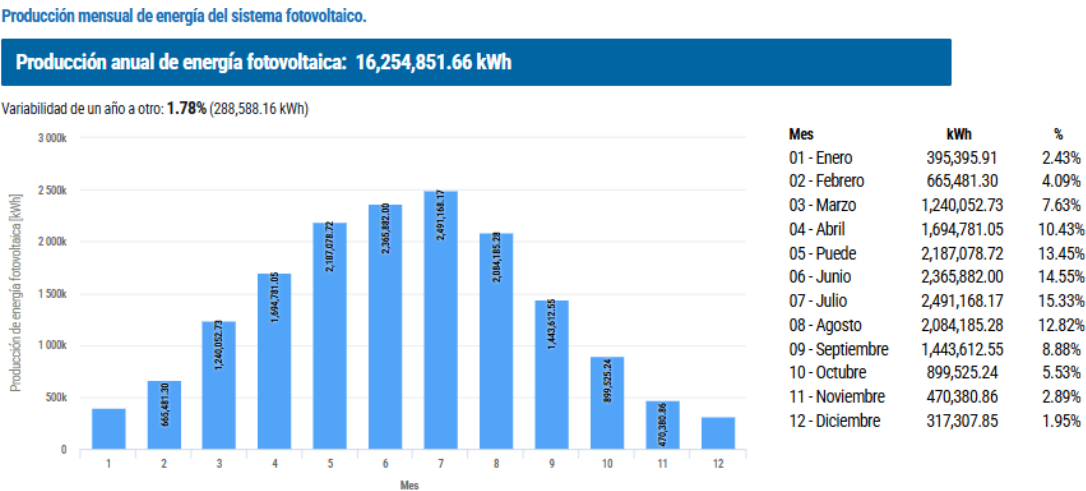


Ilustración 9. Coordenadas localización para la instalación.

Por último, se compara la energía producida por los 2 sistemas fotovoltaicos con el 30% de la energía requerida a cubrir. Se observa que, los 2 sistemas fotovoltaicos tienen una potencia instalada en la primera de 1,5 MWp y de 12,8 MWp para la segunda planta en tierra, obteniendo un total de 14, 3 MWp totales instalados. Esta potencia instalada en conjunto genera 18.080 MWh, lo que garantiza que se cumpla con la demanda energética en todo el año, incluso garantizando la cobertura en el mes más restrictivo (menos sol) que como se puede evidenciar en las anteriores tablas de producción de energía fotovoltaica, es el mes de diciembre y registrado en la tabla 17.

	Planta FV Cubierta (1) (MWh)	Planta FV Tierra (2) (MWh)	Total producción plantas FV combinadas	Fotovoltaica Requerida (MWh)	Característica
Energía Anual	1.826	16.254	18.080	4.261	Cumple
Energía Mensual Diciembre	40	317	357	355	

Tabla 17. Comparación entre el 30% de la energía requerida y la generada por el sistema FV

4.2.3 Recurso Hídrico requerido

Ya calculado el valor requerido para la electricidad, se procede a calcular el volumen de agua requerido en el proceso de electrólisis.

Previamente, se tiene que tomar en cuenta el dato relacionado con la producción de hidrogeno verde al año, el cual es de 607,06 kg/año y se conoce que el equivalente en litros de producir 1kg de hidrogeno verde mediante el proceso de electrolisis es de 15L de agua bruta no potable.

Consiguiente, el consumo de litros es:

$$\begin{aligned} \text{Litros requeridos de agua al dia} &= \sum kg \frac{H_2}{\text{día}} \times 15 \frac{L}{kg} \\ &= (607,41) \times 15 \frac{L}{\text{dia}} = 9.111,15 L/\text{dia} \end{aligned}$$

Ecuación 10. Litros requeridos al día

Luego, se realiza un análisis hidrogeológico para encontrar los distintos acuíferos del municipio, Estos corresponde a la acumulación de agua subterránea bajo el suelo, limitada por otras capas impermeables que contienen el líquido. Estos acuíferos son del tipo libre o no confinado transmisión. [46]

En el municipio de Torrejón de Ardoz, en un radio de 15 km aproximadamente, existen 13 acuíferos más el cauce del rio Henares. Suponiendo que no existen restricciones para la utilización de estos, se presentaran en la siguiente imagen los acuíferos cercanos: [47]

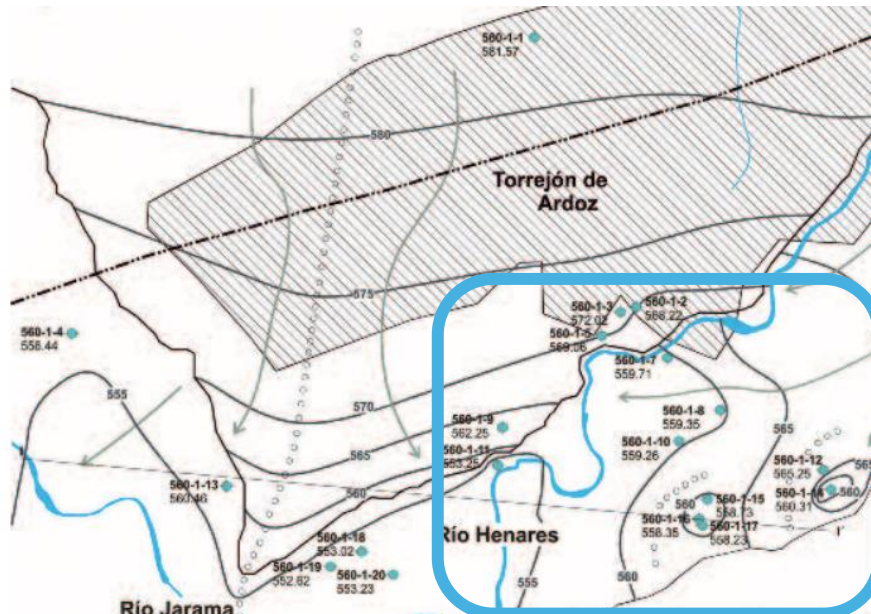


Ilustración 10. Sección de mapa donde se encuentran la mayor cantidad de acuíferos

En la tabla 18, se pueden apreciar los datos consultados en la estación foronómica del Rio Henares, los puntos de agua junto con las coordenadas UTM (X, Y la profundidad en metros Z) la profundidad del nivel freático, que corresponde a la profundidad a la que se encuentra el agua subterránea. [48]

PUNTOS DE AGUA	Coordenadas UTM			PROFUNDIDAD DEL NIVEL FREÁTICO (m)	COTA ABSOLUTA AGUA (m)
	X	Y	Z (m)		
560-1-1	460028,00	4478725,00	587	5,43	581,57
560-1-2	460789,00	4476729,00	579	6,78	572,22
560-1-3	460669,00	4476702,00	576	5,60	570,40
560-1-4	456607,10	4476535,40	558	1,748	556,25
560-1-5	460529,00	4476523,00	573	5,20	567,80
560-1-6	463459,00	4476408,00	571	6,27	564,73
560-1-7	461049,00	4476423,00	563	4,48	558,52
560-1-8	461403,00	4475965,00	565	4,74	560,26
560-1-9	459791,57	4475842,87	571	7,75	563,25
560-1-10	461098,00	4475742,00	564	5,09	558,91
560-1-11	459757,74	4475564,72	560	6,75	553,25
560-1-12	462163,00	4475522,00	571	10,95	560,05
560-1-13	457752,43	4475407,22	558	3,44	554,56
560-1-14	462214,00	4475380,00	579	17,35	561,65
560-1-15	461309,00	4475309,00	564	5,16	558,84
560-1-16	461267,00	4475116,00	565	5,89	559,11
560-1-17	461267,00	4475116,00	565	5,89	559,11
560-1-18	458748,59	4474921,40	558	4,98	553,02
560-1-19	458521,04	4474808,14	558	5,11	552,89
560-1-20	458984,51	4474751,73	557	3,42	553,58

Tabla 18. Tabla de información de acuíferos

Por último, se propone que según la superficie permeable que existen y al no contar con más datos de litros de agua, se decide que los pozos elegidos anteriormente son los suficientes para alimentar la demanda de litros al día que consume el electrolizador.

El agua del pozo será extraída mecánicamente mediante la perforación con taladro, el diámetro de estas perforaciones suele estar entre las 4 a 10 pulgadas, y pueden alcanzar profundidades entre decenas y centenares de metros. [49]

4.3 Dimensionamiento del almacenamiento a baja presión

Para este tipo de almacenamiento (presión de salida del electrolizador) se plantea la utilización de tanques marca LA PESA [50], la cual presenta la siguiente clasificación de tanques:

MODELOS Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

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

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

Ilustración 11. Sección de mapa donde se encuentran la mayor cantidad de acuíferos

La elección del tanque es el modelo vertical con ref. LH200V, debido a que posee un volumen de agua de 200 m³ que permitiría almacenar 720 kg de hidrógeno verde a 35 bares.

Para este dimensionamiento, continuamos con el dato de los kilogramos de hidrógeno verde que se necesitan producir al día:

$$\text{Kilogramos de H}_2 \text{ al día} = 607,41 \text{ kg/día}$$

Ecuación 11. Kg de hidrogeno al día

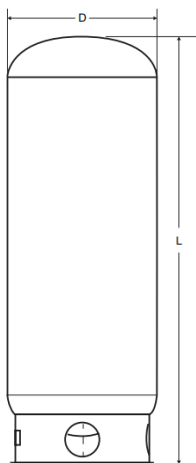
Después, se define una autonomía de 3 días de almacenamiento para la flota de autobuses ya que, es de vital importancia que siempre haya hidrogeno para repostar, evitando posibles faltas de autobuses circulando. Se calcula el número de tanques necesarios utilizando los kilogramos totales de hidrogeno por día con una presión de 35 bar:

$$\text{Numero de tanques} = 607,41 \frac{\text{kg}}{\text{día}} \times 3 \text{ días} \times \frac{1 \text{ tanque}}{720 \text{ kg}} = 2,53 \approx 3 \text{ tanques}$$

Ecuación 12. Numero de tanques

Los tanques de almacenamiento a baja presión poseen las siguientes características: [51]

lapesa |



- Marca de los depósitos comerciales para almacenamiento de H₂: Lapesa
- Industria Española
- Depósito Vertical de simple pared en acero carbono para optimización del espacio
- Presión de diseño de 35 bar.
- Dimensiones corresponden con un diámetro de 3.000 mm con una longitud de 21.850 mm. Dispone de una capacidad

Ilustración 12. Tanque Lapesa

4.4 Dimensionamiento del almacenamiento en cascada

Primeramente, se requiere conocer que, para repostar los tanques de los autobuses, camiones de basura y montacarga, es necesario comprimir el hidrógeno producido para aumentar su presión hasta alcanzar la presión de 300 bares requerida en los tanques de los vehículos mencionados anteriormente.

Para evitar suministrar directamente del compresor a los tanques de los autobuses y tener un mayor control del proceso, se diseña un sistema con almacenamientos intermedios, esto permite repostar los tanques de los vehículos por diferencia de presión, característica de un sistema de almacenamiento en cascada. Se comienza con definir el almacenamiento de hidrógeno a presiones intermedias de 300 bar y 500 bar.

En la tabla 19, se muestran los datos más importantes del consumo de los vehículos del estudio para empezar con el cálculo del almacenamiento.

Tipo de vehículo	Km/Año x flota	Consumo diario flota(kg/día)	N.º de vehículos
Bus	806.400	364	10
Camión de basura	1.010.880	210	18
Montacarga	93.600	34	26
Total	1'.889.280	607,06	54

Tabla 19. Dimensionamiento de vehículos

Para el diseño en general de la hidrogenara, lo más importante es asegurar el suministro del gas, en consecuencia, se diseña desde el caso más desfavorable que consistiría en que todos los vehículos tuvieran que repostar los tanques completos en la misma noche, donde la capacidad de cada uno de los vehículos se multiplica por el número de estos, obteniendo el máximo de hidrogeno a cargar por vehículo:

Tipo de vehículo	Max. N.º de vehículos	Capacidad	Kg de hidrogeno a cargar
Bus	10	37,50	375
Camión de basura	18	25	450
Montacarga	26	25	650

Tabla 20. Kg de hidrogeno a cargar en caso más desfavorable

Después, con la tabla anterior se realiza la sumatoria de los kg requeridos para cada uno de los vehículos:

$$Kg \text{ a cargar} = \sum kg \text{ requeridos} = 1.475 \text{ kg } H_2$$

Ecuación 13. Kg de hidrogeno en el caso menos favorable

Por último, se calcula los litros de agua a rellenar en el caso más desfavorable presentado anteriormente mediante la ecuación 9:

$$Volumen \text{ } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} = \frac{V \text{ } H_2 \text{ (Nm}^3\text{)} \times z}{P \text{ } H_2 \text{ (bar)}}$$

Ecuación 14. Formula de volumen de agua en Nm3

Donde el valor Z es igual al factor de compresibilidad del hidrógeno en función de la presión proporcionado en la tabla 21:

P (bar)	1	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600	700	800	900	1000
Z	1	1,032	1,065	1,089	1,132	1,166	1,201	1,236	1,272	1,344	1,416	1,49	1,56	1,632	1,702

Tabla 21. Valores de Z para diferentes presiones

Ahora se reemplazan los valores obteniendo como resultado los litros de agua:

$$Volumen \text{ } H_2 \text{ (Nm}^3\text{)} = (1.475 \text{ kg}) \times \frac{1 \frac{\text{kg}}{\text{día}}}{0,0899 \frac{\text{Nm}^3}{\text{día}}} = 16.407,11 \text{ Nm}^3 \text{ } H_2$$

Ecuación 15. Volumen de hidrogeno en Nm3

$$Volumen \text{ } H_2O \text{ (Nm}^3\text{)} = \frac{(16.407,11) \times 1,201}{300 \text{ bar}} = 65.68 \text{ Nm}^3 \approx 65.680 \text{ L } H_2O$$

Ecuación 16. Volumen final de agua en Litros

4.4.1 Almacenamiento a 300 bares

Para este primer caso, se va a suponer un almacenamiento de 1.200 kg de H_2 , calculando su volumen en Nm³:

$$Volumen H_2 (Nm^3) = (1.200 \text{ kg}) \times \frac{1 \frac{\text{kg}}{\text{dia}}}{0,0899 \frac{Nm^3}{\text{dia}}} = 13.348,16 \text{ Nm}^3 H_2$$

Ecuación 17. Volumen de Hidrogeno en Nm3

A continuación, se calcula el volumen de agua necesario en Nm³ mediante la ecuación 13:

$$Volumen H_2O (Nm^3) = \frac{V H_2 (Nm^3) \times z}{P H_2 (bar)}$$

Ecuación 18. Formula de volumen de agua en Nm3

Reemplazando los valores y colocando el valor correspondiente de z de la tabla 21:

$$Volumen H_2O (Nm^3) = \frac{(13.348,16) \times 1,201}{300 \text{ bar}} = 53,43$$

$$1 \text{ Nm}^3 \approx 53.430 \text{ L } H_2O$$

Ecuación 19. Volumen final de agua en Litros

Por último, se calcula el número de moles utilizando la ecuación de gases ideales indicada en la ecuación 15:

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

Ecuación 20. Ecuación de gases ideales

Cuando se reemplazan los valores de la ecuación 20, se obtiene la ecuación 21:

$$n^\circ \text{ de moles } H_2O = \frac{300 \text{ atm} \times 53.430}{0,082 \frac{atm \cdot L}{K \cdot mol} \times 298 (^\circ K)} = 655.958,42 \text{ moles } H_2O$$

Ecuación 21. Numero de moles de agua con presión de 300 bar

Seguido, se calcula el número de moles teniendo como presión residual 10 bar y el volumen de agua obtenido en el caso más desfavorable de la Ecuación 22.

$$n^\circ \text{ de moles } H_2O = \frac{10 \text{ atm} \times 59.000}{0,082 \frac{atm \cdot L}{K \cdot mol} \times 298 (^\circ K)} = 24.144,70 \text{ moles } H_2O$$

Ecuación 22. Numero de moles de con una presión residual de 10 bar.

Para obtener los kilogramos de hidrógeno verde liberados por diferencia de presión es necesario que se calcule la presión de equilibrio, tomando el volumen y número de moles de la suma de cada uno de los 2 casos presentados en la ecuación 23:

$$\begin{aligned} \text{Volumen total de Agua} &= V_{H_2O \text{ a } 300 \text{ bar}} (L) + V_{H_2O \text{ a } 10 \text{ bar}} (L) \\ &= 53.430 \text{ L} + 65.680 \text{ L} = 119.110 \text{ L } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 23. Suma de volúmenes finales de agua en Litros.

En la ecuación 24, se calcula el número de moles de agua:

$$\begin{aligned} N^{\circ} \text{moles Agua} &= N^{\circ} \text{moles } H_2O \text{ a } 300 \text{ bar} (L) + N^{\circ} \text{moles } H_2O \text{ a } 10 \text{ bar} (L) \\ &= 655.958,42 \text{ mol} + 24.144,70 \text{ mol} = 680.103,12 \text{ moles } H_2O \end{aligned}$$

Ecuación 24. Suma de numero de moles de agua a diferentes presiones.

Procedemos a calcular la presión de equilibrio utilizando la ecuación de gases ideales que se puede observar en la ecuación 25:

$$\begin{aligned} \text{Presion de Equilibrio (bar)} &= \frac{680.103,12 \text{ mol} \times 0,082 \frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{K} \cdot \text{mol}} \times 298(^{\circ}K)}{119.110} \\ &= 139.52 \text{ bar} \end{aligned}$$

Ecuación 25. Presión de equilibrio total.

Por último, se calcula los kilogramos de H_2 que se suministran por diferencia de presión desde el almacenamiento presente; Realizando una interpolación para calcular el factor de compresibilidad a la presión de equilibrio obtenida en la ecuación 26:

$$\begin{aligned} y &= y_0 + \frac{x - x_0}{x_1 - x_0} (y_1 - y_0) \\ y &= (1,065) + \frac{139.52 - 100}{150 - 100} \times (1,089 - 1,065) = 0,790 \end{aligned}$$

Ecuación 26. Interpolación para calcular el factor de compresibilidad

Luego, se calcula el volumen de Hidrogeno en Nm³ entre la Ecuación 17 y el resultado del volumen de agua del almacenamiento a 300 bar procedente de la Ecuación 19.

$$\text{Volumen } H_2 \text{ (Nm}^3\text{)} = \frac{53,43 \text{ Nm}^3 \times 139.52 \text{ bar}}{0,790} = 9.436,14 \text{ Nm}^3 H_2$$

Ecuación 27. Volumen de hidrogeno en Nm³

Después, se calcula los kilogramos de Hidrogeno finales:

$$kg H_2 = 9.436,14 Nm^3 \times 0,0899 = 848,30 kg H_2$$

Ecuación 28. Kg de hidrogeno

En consecuencia, por diferencia de presión se habrán abastecido la diferencia de los 1.200 kg iniciales y los 848,30 kg finales:

$$\begin{aligned} kg \text{ de Hidrogeno por diferencia de presion} &= 1200 kg - 848,30 kg \\ &= 351.7 kg H_2 \end{aligned}$$

Ecuación 29. Kg de Hidrogeno por diferencia de presión

Para este primer calculo, se concluye que, si se instalan 1200 kg de almacenamiento a 300 bar, el sistema alcanzará una presión de equilibrio de 139.52 bar y se liberarían por diferencia de presión 351.7 kg H_2 .

4.4.2 Almacenamiento a 500 bares.

Para este primer caso, se va a suponer un almacenamiento de 200 kg de H_2 , calculando su volumen en Nm³ mediante la ecuación 30:

$$Volumen H_2(Nm^3) = (200 kg) \times \frac{1 \frac{kg}{dia}}{0,0899 \frac{Nm^3}{dia}} = 2.224,69 Nm^3 H_2$$

Ecuación 30. Volumen de hidrogeno en Nm3

A continuación, se calcula el volumen de agua necesario en Nm³ mediante la ecuación 31:

$$Volumen H_2O (Nm^3) = \frac{V H_2 (Nm^3) \times z}{P H_2 (bar)}$$

Ecuación 31. Formula de volumen de agua

Reemplazando los valores en la ecuación 31 y colocando el valor correspondiente de z procedente de la tabla 21:

$$Volumen H_2O (Nm^3) = \frac{(2.224,69 Nm^3) \times 1,272}{500 bar} = 5,76 Nm^3 \approx 5.076 L H_2O$$

Ecuación 32. Volumen de agua en Litros

Para esta parte, conocemos la presión de equilibrio correspondiente a 300 bar, en consecuencia, se calculará el volumen de hidrogeno que queda en el tanque cuando la presión es la mencionada anteriormente, para esto se utilizara la ecuación 33.

$$Volumen H_2(Nm^3) = \frac{300 bar \times 5,76}{1,201} = 1.438,8 Nm^3 H_2$$

Ecuación 33. Volumen de hidrogeno en Nm3

Después, se expresa el volumen en kilogramos de hidrogeno mediante la ecuación 34 que queda en el tanque a la presión anterior:

$$Kg H_2 = 1438,8 Nm^3 \times 0,0899 = 129,35 kg H_2$$

Ecuación 34. Kg de hidrogeno

Por último, se calculan los kilogramos de hidrogeno suministrados desde el almacenamiento a 500 bar:

$$Kg\ H_2 por\ diferencia\ de\ presion = 200\ kg - 129,35kg = 70,65\ kg\ H_2$$

Ecuación 35. Kg de hidrogeno por diferencia de presión

Por lo tanto, los kilogramos totales que han sido suministrados por diferencia de presión será el resultado de sumar los liberados por el almacenamiento de 300 y 500 bar, como se muestra en la ecuación 36:

$$Total\ Kg\ H_2\ x\ diferencia\ de\ presion = 351.7\ kg + 70,65\ kg = 422.35\ kg\ H_2$$

Ecuación 36. Total de Kg de hidrogeno por diferencia de presión

4.5 Dimensionamiento del compresor

El diseño del compresor se definirá con una presión de succión de 10 bar y una presión de descarga de 35 bar compatible con lo diseñado anteriormente. Se tiene también que tener en cuenta una cantidad de 1.475 kg de hidrógeno a suministrar en el caso más desfavorable, considerando el repostaje de todos los vehículos al 100% en aproximadamente 7 horas (12 PM- 6 AM), además de los 139,52 kg de hidrógeno suministrados por diferencia de presión.

El cálculo de la ecuación 37, se basa en realizar la diferencia entre el valor total que se requiere repostar y el suministrado por el almacenamiento en cascada, obteniendo así, la cantidad de hidrógeno que hay que suministrar utilizando el compresor:

$$Total\ Kg\ H_2\ del\ compresor = 1.425 - 422.35 = 1002,65\ kg\ H_2$$

Ecuación 37. Kg de hidrogeno para el compresor

Tomando el caso más desfavorable el compresor tendría que operar 7 horas durante toda la noche para el repostaje de todos los vehículos, por ende, calculamos a continuación, el caudal del compresor:

$$Caudal\ del\ compresor\ (\frac{kg}{h}) = \frac{1002,65}{7} = 143,23\ kg/h\ H_2$$

Ecuación 38. Caudal de compresor

Finalmente se requiere un compresor que tenga un caudal de 143.23 kg/h con una presión de succión de 10 bar para extraer de los tanques hidrogeno a 35 bar, tomando también como presión de descarga 425 bar, que permitirá llenar simultáneamente el almacenamiento a 300 bar como el almacenamiento a 500 bar.

Es conocido que el compresor va a estar operando 7 horas durante el horario nocturno comprendido entre las 11 pm y las 6 am, para llenar los 1.475 kg de hidrógeno y mediante el caudal calculado anteriormente junto con el almacenamiento de 143,23 kg se calcula las horas en el día a repostar así:

$$Horas\ de\ funcionamiento\ (\frac{kg}{\frac{kg}{h}}) = \frac{422.35}{143,23} = 2,95\ h$$

Ecuación 39. Horas de funcionamiento del compresor

Obteniendo como resultado 2,95 horas para repostar en los almacenamientos el valor de 147,81 kg suministrados mediante diferencia de presión.

Como fabricante se ha elegido el grupo compresor de hidrógeno de la marca italiana SIAD con su modelo SIAD MI compresor. [52]

SIAD MACCHINE IMPIANTI

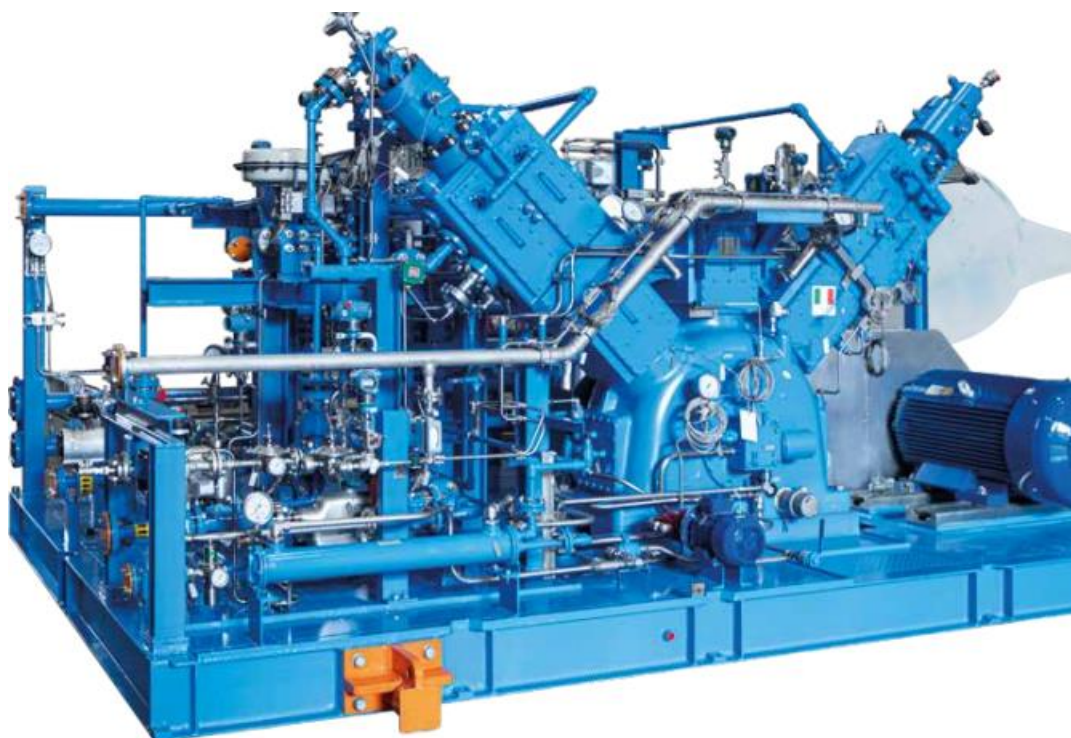


Ilustración 13. Grupo compresor de la marca SIAD

4.6 Utilización del hidrogeno obtenido

Como último eslabón del diagrama esquemático para la producción de hidrogeno en la movilidad, justo después de los tanques de almacenamiento de alta presión, se encuentra el dispensador o surtidor encargado de conectarse con el vehículo y poder realizar el repostaje. Este elemento junto con los diseñados anteriormente adquiere el nombre de estación de repostaje de hidrogeno o hidrogeneras.



Ilustración 14. Carretillas de hidrogeno [53]

Estas se diseñan para la utilización de vehículos pesados y es la encargada de generar, almacenar y por último dispensar el hidrógeno requerido para el transporte. Las 3 clases de vehículos utilizados para la demanda requieren un repostaje de hidrógeno a 350 bar.

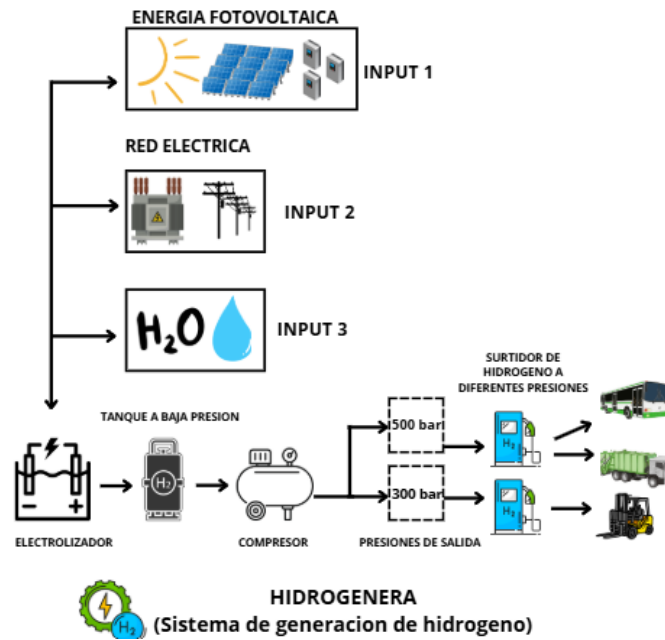


Ilustración 15. Esquema de generación de hidrogeno verde- Elaboración propia

Observando el diagrama esquemático propuesto anteriormente en la ilustración 15, se comienza obteniendo la energía requerida de los medios propuestos anteriormente (Energía fotovoltaica o de la red según el caso), luego se tiene como segunda entrada para el electrolizador el agua que contiene la molécula de hidrogeno a extraer, después pasa a una etapa de almacenamiento a baja presión con salida de 35 bar con 3 tanques de almacenamiento, posteriormente, el hidrogeno pasa a ser comprimido hasta una presión de 300 bar utilizando el compresor. Este se almacena a la presión mencionada anteriormente y continua con el almacenamiento en cascada, comprimiéndose así por segunda vez hasta obtener una presión de 500 bar para ser almacenado.

Como última etapa, se tiene el almacenamiento en cascada diseñado con 3 recipientes que operan a distintos niveles de presión. Comenzando por el recipiente a baja presión. cuando la velocidad de flujo alcanza el nivel deseado, se cambia de recipiente al de media presión, y así, hasta llegar al de alta presión y completar el llenado.

Capítulo 5. DIMENSIONAMIENTO DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS

En este capítulo se realizará el dimensionamiento de las dos plantas fotovoltaicas que sumadas resultan en la energía total fotovoltaica calculada anteriormente. (Se elige realizar 2 plantas debido a que el espacio de la cubierta es insuficiente y la energía que se genera a partir de ese diseño, no supe el requerimiento energético en su totalidad.

Esta primera simulación se hace con el fin de obtener resultados precisos y un valor muy aproximado del coste de una planta fotovoltaica de esta magnitud. Con este valor obtenido se realiza una predicción del precio de la segunda planta fotovoltaica.

En la primera instalación se busca obtener la mayor producción eléctrica haciendo uso de la cubierta de la empresa, y en la segunda instalación se elige un terreno contiguo a la empresa, en el cual, se ubica el resto de los paneles necesarios para satisfacer parte del requerimiento energético del proyecto.

5.1. Dimensionamiento de planta fotovoltaica ubicada en la cubierta

5.1.1 Ubicación

La ubicación elegida para este estudio es la cubierta de la empresa de recolección de residuos del municipio de Torrejón de Ardoz, llamada CTC Servicios ambientales, la cual, tiene como objetivo de recoger, clasificar y transportar los residuos peligrosos y no peligrosos (papel, cartón, plásticos, chatarras, maderas, escombros, restos orgánicos, etc.).

En la ilustración 16, se observa la cubierta en la cual se va a realizar el dimensionamiento con el objetivo de maximizar la generación eléctrica.



Ilustración 16. Foto 3D de la cubierta elegida para el montaje de los paneles

5.2 Principales partes y proveedores involucrados

A continuación, se presentan los materiales propuestos para la instalación. Cada uno de estos materiales posee un coste neto, consultado en la base de datos del proveedor. Para este proyecto se decide elegir proveedor principal Saltoki, para así poder obtener un descuento por compra grande de insumos.

5.2.1 Módulos Fotovoltaicos

Para calcular cuantos módulos fotovoltaicos se pueden instalar en la cubierta planteada y tratar de optimizar de la mejor manera el espacio de estos, se decide realizar una simulación mediante el software de PVSOL.

Primero se consulta el tipo de modulo fotovoltaico, la marca y el modelo del proveedor escogido, en este caso, se realiza la elección del módulo presentado en la ilustración 17.

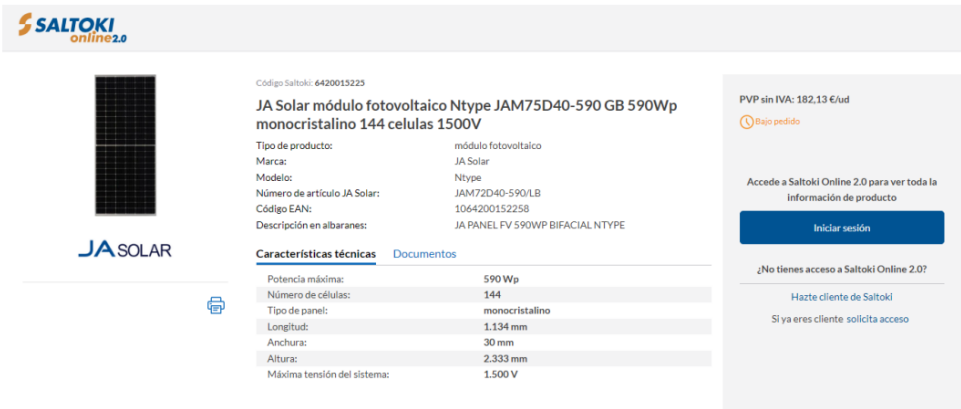


Ilustración 17. Ficha técnica del panel en sitio web del proveedor

Después, se inserta la selección en el software y se empieza a ubicar los módulos en cada una de las superficies, obteniendo así 46 diferentes superficies con módulos incluidos como muestra la ilustración 18.



Ilustración 18. Vista de la planta Fotovoltaica instalada en la cubierta

Cada una de las superficies contiene información como el nombre, la orientación y dimensiones, así como las características del módulo seleccionado anteriormente y el número de paneles que se instalan en esta superficie, evidenciado en la ilustración 19.

Superficies de módulos

1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado sudeste

Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 01-Superficie del tejado sudeste

Nombre	Edificio 01-Superficie del tejado sudeste
Módulos FV	54 x JAM72S30-590/LR (Copia) (v1)
Fabricante	JA Solar Holdings Co., Ltd.
Inclinación	10 °
Orientación	Sureste 152 °
Situación de montaje	Paralelo a la cubierta
Superficie generador FV	142,9 m ²

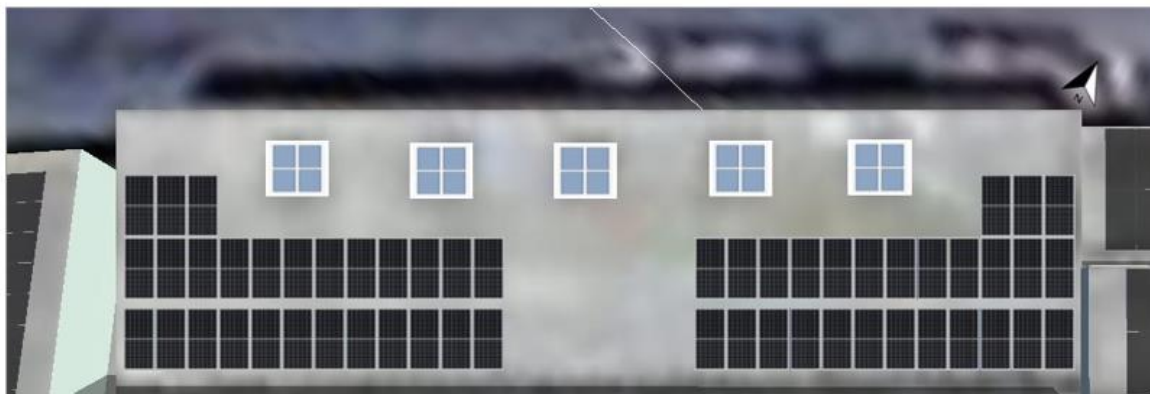


Ilustración 19. Vista cercana de la organización de los módulos en un ala de la cubierta

Al finalizar se obtiene que la instalación está compuesta por 2547 paneles fotovoltaicos divididos en 46 superficies diferentes, estos se eligen de acuerdo con la potencia suministrada por cada módulo y un precio competitivo en el mercado.

Vista general del proyecto



Figura: Vista general, Planificación 3D

Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos

Datos climáticos	CTC Servicios Ambientales Madrid, ESP (1996 - 2015)
Fuente de los valores	Meteonorm 8.1(i)
Potencia generador FV	1502,73 kWp
Superficie generador FV	6.738,4 m²
Número de módulos FV	2547
Número de inversores	7

Ilustración 20. Características del inversor y conexión 1/7

5.2.2 Inversores

El inversor es un equipo diseñado para inyectar a la red eléctrica convencional la energía producida por un generador fotovoltaico. Su principal misión es garantizar la calidad de la energía vertida a la red. Este equipo se encargará de convertir la energía generada en el campo fotovoltaico en corriente continua a corriente alterna a 400 V y sincronizar la frecuencia con la de la red.

Para agrupar de manera óptima las conexiones de los inversores de la planta, se generan 7 conexiones, de las cuales 3 utilizan inversores de 350kW, otros 3 inversores de 125kW y por último 1 inversor de 50kW. (adjuntas en el apartado de anexos), cada una agrupa un numero de superficies para interconectar entre sí.

Se elige la misma marca de inversores por temas de compatibilidad, luego se realiza una agrupación de cada una de las cubiertas donde se encuentran instalados los paneles.

Se elige el inversor que cumpla con los requerimientos energéticos del porcentaje del proyecto. Por último, la ventaja de tener una configuración con varios inversores es maximizar su vida útil. (reduciendo el tiempo de reemplazo de estos)

Conexión 1	
Superficies de módulos	Edificio 01-Superficie del tejado sudeste + Edificio 02-Superficie del tejado sudeste + Edificio 03-Superficie del tejado sudeste + Edificio 04-Superficie del tejado sudeste + Edificio 05-Superficie del tejado sudeste + Edificio 06-Superficie del tejado sudeste + Edificio 07-Superficie del tejado sudeste + Edificio 08-Superficie del tejado sudeste + Edificio 09-Superficie del tejado sudeste + Edificio 10-Superficie del tejado sudeste + Edificio 11-Superficie del tejado sudeste
Inversor 1	
Modelo	SG350HX-40A (v6)
Fabricante	Sungrow Power Supply Co., Ltd.
Cantidad	1
Factor de dimensionamiento	100,1 %
Conexión	MPP 1: 1 x 27
	MPP 2: 2 x 27
	MPP 3: 2 x 27
	MPP 4: 2 x 27
	MPP 5: 2 x 27
	MPP 6: 2 x 27
	MPP 7: 2 x 27
	MPP 8: 2 x 27
	MPP 9: 2 x 27
	MPP 10: 2 x 27
	MPP 11: 2 x 27
	MPP 12: 1 x 27

Ilustración 21. Características del inversor y conexión 1/7

El inversor coincide con el promocionado en la página del proveedor escogido mostrado en la ilustración 22:



SALTOKI
online2.0

Código Saltoki: 6421006202

Inversor de conexión a red trifásico Sungrow SGHX SG350HX 20A 350000W 12MPPT 800V

Tipo de producto: inversor de conexión a red
Marca: Sungrow
Modelo: SGHX
Número de artículo Sungrow: ASG01758
Código EAN: 1064210062028
Descripción en albaranes: SUNGROW INV RED SG350HX V115 350KW 12 MPPT 800V

Características técnicas

Potencia nominal de salida:	350.000 W
Corriente máxima de entrada:	20 A
Tensión nominal de salida:	800 V
Modelo híbrido:	no
Número de MPPT:	12
Eficiencia:	99,01 %
Tipo de instalación eléctrica:	trifásico

Ilustración 22. Ficha técnica de un inversor del proyecto en sitio web del proveedor

5.3.1 Análisis de producción energética

En la ilustración 23, se encuentra información acerca de la potencia, el rendimiento anual, coeficiente de rendimiento del generador FV instalado en la cubierta, con una producción anual de 1.826 MWh/Año.

Instalación FV

Potencia generador FV	1.502,73 kWp
Rendimiento anual espec.	1.215,52 kWh/kWp
Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR)	68,70 %
Reducción de rendimiento por sombreado	10,8 %/Año
Energía de generador FV (Red CA)	1.826.829 kWh/Año
Consumo propio	1.152.377 kWh/Año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/Año
Inyección en la red	674.452 kWh/Año
Proporción de consumo propio	63,1 %
Emissiones de CO ₂ evitadas	858.505 kg / año

Energía de generador FV (Red CA)

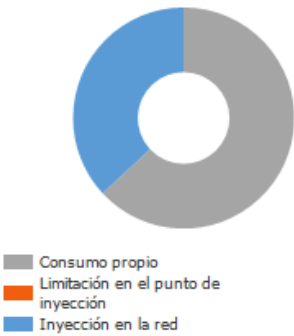


Ilustración 23. Rendimiento instalación fotovoltaica en cubierta.

5.4 Estudio económico de la propuesta en la cubierta

5.4.1 CAPEX de la propuesta de sistema fotovoltaico instalado en la cubierta

A continuación, se realiza la tabla 22, en donde se registran los precios obtenidos de los elementos con el proveedor principal seleccionado (Saltoki). Para obtener el valor del importe final de la inversión de cada dispositivo, se multiplica el número de unidades por el precio final y por último se suman todos los importes, obteniendo así el coste neto total, el cual, refleja el valor de la inversión que se debe realizar para la instalación de la planta fotovoltaica en la cubierta.

CONCEPTO	NºUDS	€/UD	IMPORTE €	TIPO/ MARCA
Panel fotovoltaico	2547	167,49	426.597,03	JA Solar JAM72S20-590/LR
Inversor 350kW	3	18.070	54.210,00	Sungrow Power Supply SG350HX
Inversor 125kW Sungrow	3	8.840	26.520,00	Sungrow Power Supply SG125HX
Inversor 50kW Sungrow	1	4.250	4.250,00	Sungrow Power Supply SG50HX
Medidor de energía Inteligente	4	345	1.380,00	Smart Energy Meter DTSU666 Trifasico
Logger	1	1.253	1.253,20	Sungrow Logger COM100E
Estructura	2547	25	63.675,00	Anclaje Aluminio Sunfer S06-25 y Anclaje Inox Sunfer S07-20
Material Eléctrico	1.502.730	0,055	82.650,15	Estimado
Licencia de obra - Tramites	1		1.100,00	Estimado
Coordinador S y S	1		1.200,00	Estimado para Obra
Mano de obra	1.502.730	0,10	150.273,00	Estimado
Cesta/Grúas	2	800	1.600,00	2 grúas para la izada de paneles al tejado
Legalización	1	500	500,00	Estimado
COSTE NETO TOTAL	815.208,38			

Tabla 22. Costos de materiales y demás costos asociados al sistema FV

El costo del material eléctrico y la mano de obra se estima a través del producto entre la potencia de los paneles (590 W) y el número de paneles que tiene la instalación permitiendo relacionarlos y obtener la potencia total de los paneles del proyecto. Luego se estima que la mano de obra equivale al 10% total del costo de la primera planta y el material eléctrico menos del 1%.

Utilizando la tabla anterior, se decide recrear una venta real de este sistema, por eso, se multiplica por un porcentaje de margen de ganancia aproximado del 21,5%. El valor obtenido será el valor de venta mínimo para obtener una justa ganancia en la parte fotovoltaica del proyecto.

Coste	815.208,38
Margen	21,47%
Venta Mínimo	990.299,07
Beneficio	175.091

Tabla 23. Coste, margen y beneficio

Por último, para obtener valores de simulación óptimos en costes del proyecto en el programa de simulación PVSOL, se inserta la ratio de venta en unidades de euro/kWp, esta medida es utilizada para reflejar cuánto cuesta el sistema respecto a la potencia del sistema y el precio de venta mínimo, para así obtener un resultado de rentabilidad con unidades de euro de ventas que permita comparar y tomar decisiones más rápidas sobre la rentabilidad.

Potencia Paneles (Wp) (Tomado de PVSOL)	1.502.730	kWp
Ratio Coste (€/Wp)	0,542	€/kWp

Tabla 24. Tabla de Ratios de Coste y Venta para insertar en PVSOL

5.5 Calculo de planta fotovoltaica en tierra

Para la segunda planta fotovoltaica, se propone utilizar otro método alternativo y rápido para el diseño de estas plantas. Este método permite calcular el número de paneles solares a partir de la medida de los paneles a utilizar y la superficie total disponible de un terreno, expresada en metros cuadrados (m^2), así:

Primero se comienza obteniendo el ancho y el alto de los paneles solares, para este caso, se utilizarán los mismos paneles del primer estudio fotovoltaico aplicado en la cubierta de la empresa.

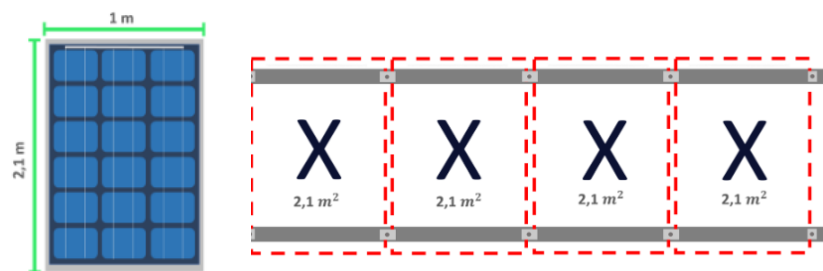


Ilustración 24. Medida de módulos instalados.

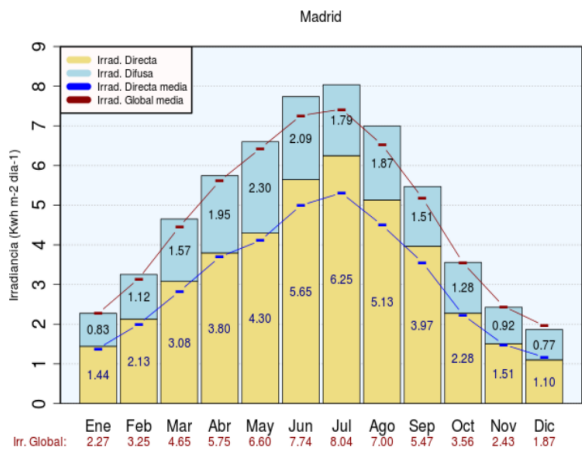
Se debe tener en cuenta que habrá un aumento de área, debido a accesorios obligatorios para realizar las sujeciones de los paneles a la estructura, como lo son el middle camp y end clamp, mostrados en la ilustración 24. En consecuencia, como se observa en la ecuación 40, se decide aplicar un factor aproximado del 11% al área total de los paneles.

$$Area\ panel = 2,1\ m^2 * 11\% = 3,1\ m^2$$

Ecuación 40. Área aproximada de panel solar

Después, se utiliza un cálculo para obtener cuantos paneles se necesitan para generar la potencia mensual requerida, en este caso, la potencia diaria requerida es de 18MWh/día, entonces la potencia mensual sería de 540 MWh/mes.

Se toma en cuenta la Irradiación solar en Madrid al año y se registran los datos en la tabla 27 con el fin de obtener el promedio de irradiación solar anual.



Grafica 3. Irradiación Solar anual en España [54]

Se expone la tabla 27 obtenida de la gráfica 5:

Mes	Irrad.Solar MADRID
Ene	2,27
Feb	3,25
Mar	4,65
Abr	5,75
May	6,6
Jun	7,74
Jul	8,04
Ago	7
Sep	5,47
Oct	3,56
Nov	2,43
Dic	1,87
Promedio Irrad.Solar	4,89

Tabla 25. Irradiación solar

Ahora se calcula la potencia de los paneles mediante la ecuación 41, donde se involucra un porcentaje de la energía diaria máxima, correspondientes la totalidad de la energía requerida (14,23MWp). También incluye las horas sol pico y un ajuste de performance tomado como referencia para los sistemas On-grid.

$$Potencia\ Paneles = \frac{Energia\ diaria\ Max.}{Hora\ Sol\ Pico * Performance}$$

Ecuación 41. Fórmula para calcular la potencia paneles

Se tiene que:

$$Energia\ diaria\ Max. = 14,23\ MWh/dia$$

Ecuación 42. Cálculo del porcentaje de la energía diaria máx.

$$Hora\ sol\ Pico(Segun\ grafica\ de\ aemet) = 4,89$$

$$Performance = 85\%$$

Ecuación 43. Valores para obtener el total de energía diaria máxima.

Para asegurar que no se inyecten excedentes por encima de lo importado de la red eléctrica es necesario asegurar el suministro al 90% de la demanda promedio diaria, mostrado en la ecuación 44:

$$TotalEnergia\ diaria\ Max = 14,23\ \frac{MWh}{dia} * 90\% = 12,80\ \frac{MWh}{dia} \approx 12.800\ \frac{kWh}{dia}$$

Ecuación 44. Total energía diaria Max

A continuación, reemplazando los datos anteriores en la ecuación 45, se obtiene:

$$Total\ Potencia\ Paneles = \frac{Energia\ diaria\ Max.}{HSP * Performance} = \frac{12,80\ \frac{kWh}{dia}}{4,89 * 0,85} = 3079,68\ kWp \approx 3.079.682\ Wp$$

Ecuación 45. Total potencia paneles

Por último, se registra en la siguiente Ilustración, algunas características del panel a utilizar como la marca, potencia y voltaje en circuito abierto. Al dividir la potencia de los paneles obtenida anteriormente entre la potencia del panel a utilizar (590W), se obtiene el número de paneles requeridos y se realiza la comprobación despejando la potencia de los paneles de la fórmula utilizada para este fin, logrando el mismo número que se obtuvo en la ecuación 46.

CANTIDAD DE MODULOS			
Marca y potencia	Jinko	590	W
Voc (Circuito Abierto)	60v		V
$Np = \frac{Potencia\ Paneles}{Potencia\ panel\ mercado}$			
Numero de paneles	5.220	Modulos FV	
Comprobación	$Pp = Np * Pm =$		3.079.682,43

Ilustración 18. Cálculo de cantidad de módulos

Con el dato de la cantidad de módulos obtenido anteriormente, y el área estimada de un módulo fotovoltaico, se despeja de la ecuación 46, el área necesaria para instalar la cantidad de paneles que se obtuvo anteriormente:

$$\text{Numero de Paneles} = \frac{\text{Area del terreno}}{\text{Area del panel } fv}$$

Ecuación 46. Fórmula para cálculo del número de paneles

Igualando a 0 y despejando se obtiene como resultado la ecuación 47:

$$\text{Area del terreno} = \text{Area del panel } fv * \text{Numero de Paneles}$$

$$\text{Area del terreno} = 3,1 * 5.220 = 16.182 \text{ m}^2$$

Ecuación 47. Resultado del área terreno para instalación

Con el dato anterior, se busca un terreno disponible que tenga el área anteriormente obtenida, cerca de la empresa donde se encuentra instalada la primera planta propuesta, con el fin de que la conexión sea directamente al sistema de alimentación del electrolizador. Utilizando Google Maps y la herramienta de medición, se registra en la Ilustración 25, el terreno elegido y se delinea el área anteriormente obtenida.



Ilustración 25. Superficie por utilizar para la instalación de los módulos fotovoltaicos

5.6 Cálculo del coste total aproximado de la planta FV diseñada

Para calcular el coste de este segundo diseño, se opta por tomar el valor que ya se tiene del primer diseño, puesto que este es un valor que se obtiene de un cálculo simulado fiable con la herramienta PVSOL.

Entonces se obtiene lo siguiente:

$$\text{Valor planta FV } 1,5 \text{ MW} = 990.299,07 \text{ €}$$

Ecuación 48. Resultado del área terreno para instalación

Si se toma el valor anterior y se busca un número (Z) que al multiplicarlo de como resultado 12,8 MW correspondientes a la potencia diaria de la segunda planta propuesta, se obtiene la ecuación 49:

$$1,5 \text{ MW} \times Z = 12,8 \text{ MW}$$

$$Z = \frac{12,8 \text{ MW}}{1,5 \text{ MW}} = 8,53$$

Ecuación 49. Resultado del área terreno para instalación

Ahora con este resultado, se obtiene un valor aproximado para la segunda planta fotovoltaica en la ecuación 50:

$$\text{Valor del segundo diseño FV} = 990.299,07 \text{ €} \times 8,53 = 8'.450.552,06 \text{ € (12.80MW)}$$

Ecuación 50. Resultado del área terreno para instalación

5.7 Total MW instalados entre las 2 plantas

Por último se muestra en la ilustración 26, la sumatoria de la generación de las 2 plantas fotovoltaicas propuestas anteriormente, además de demostrar que con la potencia generada por estas plantas se puede cubrir la energía fotovoltaica requerida por el proyecto.

	Fotovoltaica Anual Requerida 30 % (MWh)	Generación Anual Planta FV Cubierta (1) (MWh)	Generación Anual Planta FV Tierra (2) (MWh)	Total, producción plantas FV combinadas
Energía Anual	4.261	1.826	12.800	14.626

Ilustración 26. Sumatoria de los MW totales instalados.

Capítulo 6. DESARROLLO DE PROYECTO

En este capítulo se aborda la planificación principal del proyecto, esto debe tener un orden y buena planificación, se realiza una serie previa de distintas etapas con las acciones más importantes a realizar, además de utilizar un programa para la realización del diagrama de Gantt:

El diagrama de Gantt es un método tipo grafico que muestra todas las asignaciones y fechas de las actividades a lo largo de una línea de tiempo, para así visualizar que actividades dependen una de otra para poder realizarse y cuales actividades se pueden realizar al mismo tiempo.

A continuación, se listarán una serie de actividades, clasificadas en 10 etapas que permitirán definir un cronograma claro y poder asignar fechas.

Etapas 1: Ingeniería conceptual

- Definición de objetivos e identificación de recursos.
- Juicio técnico y económico.
- Revisión de plan de trabajo.

Etapas 2: Tramitación de permisos

- Licencia medioambiental.
- Licencia de actividad.

Etapas 3: Ingeniería básica

- Definición de criterios generales e ideas básicas del proyecto.
- Requisitos generales y Elección de equipos diseñados.
- Reunión de seguimiento.

Etapas 4: Ingeniería de detalle

- Plan para la ejecución del proyecto.
- Comprobación de especificaciones.
- Definición, cálculo y ensamblaje.
- Comprobación de dimensiones y resultados.
- Preparación y revisión de la documentación.

Etapas 5: Estudio de cubierta y terreno.

- Estudio técnico de la cubierta para la planta FV
- Estudio técnico del terreno para equipos H2.
- Obtención y análisis de datos.

Etapas 6: Compra de equipos

- Comparativa de precios.
- Selección de los equipos óptimos.
- Gestión administrativa de las compras.}
- Reunión de seguimiento.

Etapas 7: Obra Civil

- Inspección de cubierta
- Instalación de estructuras y montaje de placas.
- inspección de terreno para equipos.

Etapas 8: Construcción

- Instalación, monitorización y control de la planta.
- Registrar avances.
- Gestión de riesgos y solución de problemas.

Etapas 9 Seguimiento y control

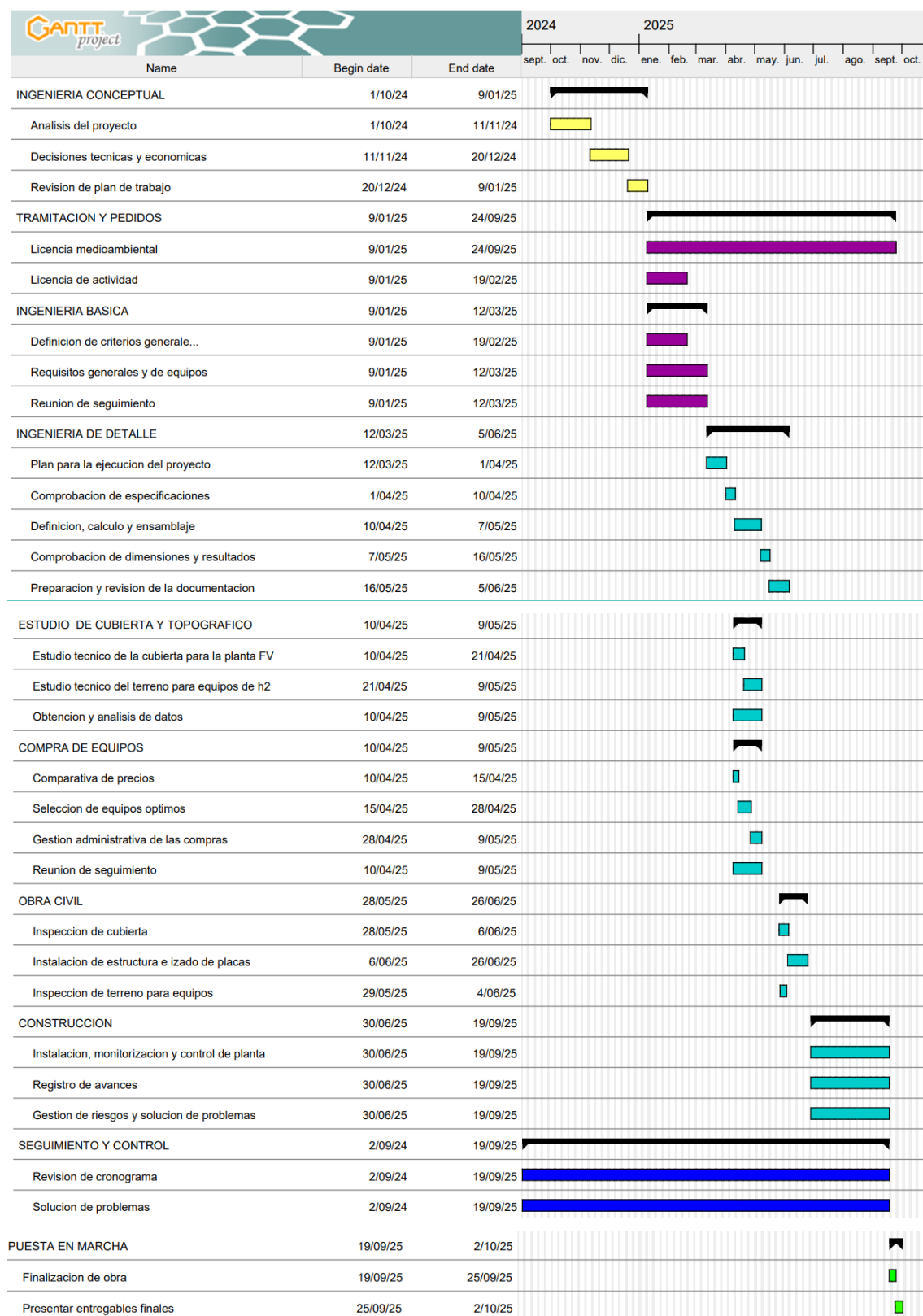
- Revisar cronograma del proyecto.
- Solución de problemas.

Etapas 10: Puesta en marcha

- Finalización de obra.
- Almacenar las memorias del proyecto.
- Presentar entregables.
- Liberación de recursos.

En segundo lugar y utilizando el software libre para la realización de diagramas de Gantt llamado Gantt Project, se extrae la siguiente gráfica 4. En la cual se insertan las etapas anteriores y se asignan fechas, orden de actividades y permite al final conocer el tiempo total del proyecto.

6.1 Diagrama de Gantt



Grafica 4. Diagrama de Gantt con el software Gantt Project. Elaboración propia

De la gráfica 4 se deduce que el tiempo final para la realización del proyecto es de 1 año, donde se tienen en cuenta solamente los días laborales y no los fines de semana (sábados y domingos). Además, se decide aclarar que en el proyecto los permisos fueron tomados con un tiempo relativamente rápido y se tiene que tomar en cuenta que estos pueden tardar hasta 1 año en asignarse, por ende, se decide sumar ese año en cuenta a los años de duración del proyecto, obteniendo un total de 2 años máximos para la terminación de este.

6.2 Propuesta económica total (incluyendo precios de H2)

6.2.1 CAPEX

Después de tener el estudio fotovoltaico anterior, se calcula el CAPEX total del proyecto, este se define como el gasto total realizado en equipos e instalación. Para esto, se genera la tabla 26 con costes aproximados de cada uno de los sistemas y equipos de la instalación.

Algunos de los precios de variables como el almacenamiento, grupo compresor, electrolizador fueron estimados aproximadamente, para tener costos reales se deben realizar las respectivas cotizaciones. Por último, los costes de Armado y costes de obra (Cada uno fue deducido como el 10% del valor de todos los materiales que es un valor de 2.479.500)

EQUIPO	NUMERO EQUIPOS	COSTE UNITARIO (€/Kg)	CAPACIDAD (Kg)	COSTE TOTAL (€)
Sistema Fovoltaiico de 1,5 MWp	1	No aplica	No aplica	990.299,07
Sistema Fovoltaiico de 12,80 MWp	1	No aplica	No aplica	8'450.552,06
Electrolizador PEM de 1 MW	2	No aplica	No aplica	1'600.000,00
Almacenamiento a 35 bar	4	500	700	950.000,00
Grupo Compresor con caudal de 143,23	1	6000	142	852.000,00
Almacenamiento de 1200Kg a 300 bar	1	500	1200	600.000,00
Almacenamiento de 200Kg a 500 bar	1	500	200	400.000,00
Surtidores	1	No aplica	No aplica	200.000,00
Costes de Instalación y puesta en marcha	No aplica	2.479.500	10%	247.950,00
Costes Obra	No aplica	2.479.500	15%	371.925,00
Total	14.662.726,13			

Tabla 26. Costes CAPEX del proyecto

6.2.2 OPEX

Para el caso del OPEX, considerado como los gastos primarios que surgen después de la instalación y están relacionados con el mantenimiento y operación del proyecto. En la tabla 27, se propone asignar un porcentaje para cada ítem, permitiendo calcular los costes primarios de mantenimiento que requieren los equipos.

EQUIPO	PORCENTAJE DE COSTE (%)	COSTE (€)
Sistema Fotovoltaico de 1,5 MWp	0,02	19.805,98
Sistema Fotovoltaico de 12,8MWp	0,015	126.758,28
Electrolizador de 1 MW	0,0218	350.000
Almacenamiento de 475Kg a 35 bar	0,01	2.375,00
Grupo Compresor	0,07	59.640,00
Almacenamiento de 1200Kg a 300 bar	0,01	2.600,00
Almacenamiento de 200Kg a 500 bar	0,01	2.600,00
1 surtidor de H2	0,01	4.000,00
Total	0,17	567.778

Tabla 27. Tabla de costes OPEX del proyecto

Al final se interpretaría que, del total del valor del proyecto, el % corresponderá a los gastos OPEX, sin contar los gastos asociados al personal requerido para todo el proceso, la electricidad y el agua.

Se consideran los 4 gastos mencionados anteriormente, se calculan así:

Personal

Se requieren 3 operarios para el manejo de la hidrogenera. La remuneración será de 20.400 euros brutos al año. Por lo tanto, al mes supondría un gasto de 1700 euros brutos por cada uno de los operarios.

Eléctrico

Para el cálculo de la electricidad definida anteriormente, el 70% que no se cubre con la red se compra de la red eléctrica. El coste de la electricidad son 30 euros por MW, entonces la ecuación 51 quedaría así:

$$\text{Coste Electricidad} = \left(30 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \times 70\%\right) \times \left(9.949,36 \frac{\text{MW}}{\text{año}}\right) = 208.936,56 \text{ €/año}$$

Ecuación 51. Coste aproximado de la energía de la Red

Agua

El cálculo del coste que supone la extracción de agua de los acuíferos elegidos anteriormente, el coste es de 5 euros el m3. Por lo tanto, la cantidad agua requerida en la instalación al año es calculada mediante la ecuación 52:

$$\text{Calculo de costos de agua} = 9,11 \text{ m}^3 \times 5 \frac{\text{€}}{\text{m}^3} \times 365 \text{ dias} = 16.625,7 \text{ €}$$

Ecuación 52. Coste aproximado del agua

Lote

El espacio donde se va a instalar la segunda planta fotovoltaica está valorado en aproximadamente 2.353 € la hectárea [55]. Además de tener en cuenta que 1 hectárea equivale a 10.000 m²; Por lo tanto, para las dimensiones del terreno de la instalación supondrá:

$$\text{Hectareas} = 16.182 \text{ m}^2 \times \frac{1 \text{ hectarea}}{10.000 \text{ m}^2} = 1,618 \text{ hectareas €}$$

Ecuación 53. Conversión de m2 a hectáreas

$$\text{Calculo de costos de lote} = 1,618 \times 2.353 \frac{\text{€}}{\text{hectarea}} = 3.807,62 \text{ €}$$

Ecuación 54. Coste aproximado del lote

Los resultados anteriores se muestran en la tabla 28:

Nombre del Gasto	COSTE (€)
Personal	61.200,0
Electricidad	208.936,56
Agua	16.625,7
Lote	3.807,62
Total	290.569,88 €

Tabla 28. Costos adicionales del OPEX

Finalmente, para calcular la tabla 29 se agrega la sumatoria total de los valores calculados anteriormente en la tabla 27 y se toma en cuenta los intereses del crédito, estos disminuyen progresivamente, obteniendo como resultado que el coste total de OPEX varíe en función del año.

Para este ejemplo se tomará el interés del primer año, luego se calculará como varía el OPEX nuevo con el paso del tiempo.

EQUIPO	COSTE (€)
Costes primarios de mantenimiento (Tabla 29)	567.778
Costes secundarios de mantenimiento (Tabla 30)	290.569,88
Interés del primer año (4%)	437.517,66
Total (1er año)	1.295.866,52 €

Tabla 29. Coste total del OPEX con más variables

Ahora en la tabla 30, con este valor se sigue calculando por 13 años más, sumando todos los costes del OPEX y variando el interés anual, observando su tendencia a la baja en el tiempo:

AÑO	INTERES ANUAL (€)	COSTE DE OPEX (€)
1	437.517,66	1.295.866,52
2	398.357,83	1.256.706,69
3	357.631,60	1.215.980,46
4	315.276,33	1.173.625,19
5	271.226,84	1.129.575,70
6	225.415,38	1.083.764,24
7	177.771,45	1.036.120,31
8	128.221,77	986.570,63
9	76.690,11	935.038,97
10	-	881.446,03
11	-	881.446,03
12	-	881.446,03
13	-	881.446,03

Tabla 30. Decrecimiento del interés y OPEX en 13 años

Se puede concluir de la tabla 30 que el punto de inflexión, son los 13 años, debido a que se ha terminado de pagar el préstamo y ya no se calcularía con el valor de los intereses.

6.2.3 Préstamo

Primero se abordará el tema del préstamo, en este caso, este préstamo cubrirá en gran parte la etapa relacionada con el hidrogeno y la planta fotovoltaica de 12,8 MW puesta en tierra, ya que, en la etapa de energía fotovoltaica instalada en la cubierta, existe un plan diseñado óptimamente para la recuperación de capital, amortización y ganancia fijado desde las tarifas y costos actuales de la electricidad.

Por ende, se utilizará para el cálculo la diferencia entre el valor del CAPEX total obtenido anteriormente y el valor de la planta fotovoltaica en la tabla 31:

Obtención de valor del CAPEX de Hidrogena	
CAPEX TOTAL(2 Sist.FV +H2)	14.662.726,13
CAPEX FV INSTALADA EN LA CUBIERTA	990.299,07
CAPEX TOTAL H2+Sist. FV en tierra	13'.672.427,06

Tabla 31. CAPEX distribuido

Con estos datos, se decide pedir un préstamo para cubrir el 80% del CAPEX total utilizando el sistema de amortización francés, que consiste en que el beneficiario se compromete a pagar en cuotas periódicas el dinero durante un periodo de tiempo determinado, esto incluye el capital como intereses [56].

En la tabla 32 se expresan algunas de las condiciones:

Préstamo	Valores
CAPEX TOTAL	13'.672.427,06
Porcentaje del préstamo	80%
Préstamo	10'.937.941,5
Interés efectivo anual (i)	4%
Años de préstamo	10

Tabla 32. Características del préstamo

Se cuenta con que el préstamo posee cuatro etapas fundamentales, las cuales son: Anualidad, Interés, Periodo de amortización y por último el capital pendiente:

Anualidad

Corresponde al pago periódico deducido del préstamo inicial e incluye interés como la amortización del capital inicial.

Variables:

P: Monto préstamo

i : Tasa de interés por periodo

n : número de pagos totales

$$Anualidad = \frac{P \cdot i \cdot (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Ecuación 55. Formula de Anualidad

Para el caso del proyecto:

$$Anualidad = \frac{10'.937.941,5 \cdot 5\% \cdot (1 + 5\%)^{10}}{(1 + 5\%)^{10} - 1} = 1'.416.513 \text{ €}$$

Ecuación 56. Anualidad

Interés

Este ítem es lo que cuesta pedir el préstamo, se calcula sobre el capital pendiente de pago en cada uno de los periodos. Mientras más se avanza abonando, el interés que se adeuda tiende a bajar.

Variables:

C_t : Capital pendiente al inicio de periodo.

i : Tasa de interés por periodo.

$$Interes (I_t) = C_t \cdot i$$

Ecuación 57. Formula de interés

Para el caso del proyecto:

$$Interes (\text{€}) = 10'.937.941,5 \times 4\% = 437.517,66 \text{ €}$$

Ecuación 58. Interés

Amortización

Este indicador cambia a medida que se realiza el pago, y se resta al capital total adeudado. Entonces, a medida que el préstamo avanza, aumenta la amortización y el interés disminuye.

Variables:

A: Anualidad o pago periódico

I_t : Interés del periodo

$$Amortizacion(A_t) = A - I_t$$

Ecuación 59. Formula de amortización

Para el caso del proyecto:

$$Amortizacion(€) = 1'.416.513 - 437.517,66 = 978.995,80 \text{ €}$$

Ecuación 60. Amortización

Capital pendiente

Por último, este ítem corresponde al saldo del préstamo que se adeuda y se calcula, a través, de la diferencia entre la amortización de cada pago de capital pendiente anterior.

Variables:

$C_t + 1$: Capital pendiente después del pago periódico

C_t : Capital pendiente al inicio del periodo

A_t : Amortización en el periodo t

$$Capital\ pendiente(C_t + 1) = C_t - A_t$$

Ecuación 61. Formula de capital pendiente.

Para el caso del proyecto:

$$Capital\ pendiente(€) = 10'.937.941, -978.995,8 = 9.958.945,70 \text{ €}$$

Ecuación 62. Capital pendiente

Por último, se proyectan los 4 ítems anteriores para los 10 años siguientes, obteniendo la tabla 33, donde se observa que la anualidad se mantiene constante, el interés con el paso de los años disminuye progresivamente, mientras que la amortización crece y el capital pendiente decrece, obteniendo beneficios desde el año 10 donde se finiquita el pago total del préstamo.

AÑO	ANUALIDAD	INTERES	AMORTIZACION	CAPITAL PENDIENTE
0	0,00€	0,00€	0,00€	€ 10.937.941,50
1	€ 1.416.513,46	€ 437.517,66	€ 978.995,80	€ 9.958.945,70
2	€ 1.416.513,46	€ 398.357,83	€ 1.018.155,64	€ 8.940.790,06
3	€ 1.416.513,46	€ 357.631,60	€ 1.058.881,86	€ 7.881.908,20
4	€ 1.416.513,46	€ 315.276,33	€ 1.101.237,14	€ 6.780.671,06
5	€ 1.416.513,46	€ 271.226,84	€ 1.145.286,62	€ 5.635.384,44
6	€ 1.416.513,46	€ 225.415,38	€ 1.191.098,09	€ 4.444.286,35
7	€ 1.416.513,46	€ 177.771,45	€ 1.238.742,01	€ 3.205.544,34
8	€ 1.416.513,46	€ 128.221,77	€ 1.288.291,69	€ 1.917.252,65
9	€ 1.416.513,46	€ 76.690,11	€ 1.339.823,36	€ 577.429,29
10	€ 1.416.513,46	€ 23.097,17	€ 1.393.416,29	0

Tabla 33. Calculo para 10 años de los términos tratados anteriormente

6.2.4 Análisis de Viabilidad

Como último punto en el económico, se realiza un análisis de la viabilidad del proyecto, con esto se busca obtener un precio de venta equilibrado para el kilogramo extraído de hidrógeno para los vehículos seleccionados en el estudio. Se deberá obtener una TIR (Tasa Interna de retorno) aproximadamente del 10 % para que este proyecto resulte rentable.

Al igual que se realizó en el estudio fotovoltaico, se proyecta el análisis para los 10 años siguientes, donde se exponen variables como previsión de venta inversión, ingresos, costes, depreciación, beneficios. Impuestos, amortización y por último el flujo de caja.

Primero se empieza por escoger un precio equilibrado del kg de Hidrogeno, utilizando diferentes precios de este y evaluando el VAN y PAYBACK para cada uno de los casos, según la TIR recomendada anteriormente.

Con el valor ideal elegido para este proyecto, se definen las variables expuestas anteriormente, se utiliza la tabla 34 para registrar los resultados obtenidos. Después se evalúa el VAN, TIR y PAYBACK.

ITEM	DESCRIPCIÓN	FORMULA	VALOR FINAL
Previsión de ventas al año	Corresponde a la cantidad de hidrógeno verde que se calculó para los vehículos. (607,41)	Sumatoria de los kg necesarios por cada uno de los 48 de vehículo en el año	221.704,65 kg/Año
Inversión inicial	Estos costes corresponden al CAPEX de la instalación de la planta de hidrógeno. Para ser exactos, al 20% del valor restante del préstamo.	Costo inicial restante fuera del préstamo	2'.734.485,41 €
Ingresos	Dinero obtenido con la venta de hidrógeno verde. Se propone un precio al día de 13,3 €/kg para el repostaje de los vehículos	$I = (13,3 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \times (365 \times 607,41))$	2.948.671,85
Costes	Es el valor de gasto resultante del OPEX considerando adicionalmente una inflación del 6%.	$C = (1'.295.866,52 \text{€} \times (1 + 6\%))$	1.373.618,51
Depreciación	Corresponde a la disminución del valor de la moneda nacional o de bienes. Esta es el 15 % de la diferencia entre los ingresos menos los costes	$D = (2.948.671,85 \text{ €} - 1.373.618,51 \text{€}) \times 15\%$	236.258,00
Beneficio	Es la diferencia entre los ingresos la cantidad de costes y la depreciación	$B = (2.948.671,85 \text{ €} - 1.373.618,51 - 236.258,00)$	1.811.311,33
Impuestos	Es la contribución en dinero de carácter obligatorio que se abona al estado. Se toma como el 10%	$Im = (1.811.311,33 \times 10\%)$	181.131,13
Amortización	Cantidad de dinero recuperado a través del tiempo.		978.995,80
Flujo de Caja	Análisis de distintas entradas y salidas de dinero del proyecto durante un tiempo.	$FC = (2.948.671,85 \text{ €} - 1.373.618,51 - 181.131,13 - 978.995,80)$	414.926,40

Tabla 34. Cálculo de los términos tratados anteriormente

Por último, se tomará en cuenta el flujo de caja con la TIN (Tasa de Interés Nominal), correspondiente al porcentaje que se suma al capital como coste o rentabilidad. Para este caso, se considerará un 10%, obteniendo como resultado para el primer año, el siguiente valor de la ecuación 63:

$$FTIN (\text{€}) = \left(\frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + kn)^t} \right) = \left(\frac{978.995,80}{(1 + 10\%)^1} \right) = 889.996,18 \text{ €}$$

Ecuación 63. Formula TIN

Tomando en cuenta los resultados anteriores, se realizó una previsión del flujo de caja correspondiente a los 10 años siguientes. Se expuso el año 1 y el año 10 permitiendo observar el punto de inflexión en donde el flujo de caja acumulado se vuelve positivo y el resto de estos estarán incluidos en los anexos en el apartado de anexos.

En el año inicial (Año 0), no se tiene previsión de ventas y solo se consideró los siguientes parámetros en la tabla 35:

FLUJO DE CAJA AÑO 0	
Previsión de ventas (kg)	0
Inversión Inicial (20%)	-2'.734.485,41 €
Amortización	0,00€
Flujo de Caja	-2'.734.485,41 €
Flujo de Caja con interés Nominal	-2'.734.485,41 €
Flujo de Caja Acumulado	-2'.734.485,41 €

Tabla 35. Flujo de caja en el año 0

A continuación, en la tabla 36 se añaden el resto de los parámetros y los cálculos correspondientes para el primer año y el décimo año (después de este año, se empieza a tener un flujo de caja acumulado positivo) de funcionamiento del proyecto.

FLUJO DE CAJA		
Año	1	10
Previsión de ventas	607,41 kg/día	607,41 kg/día
Inversión inicial	-2'.734.485,41 €	0,00 €
Ingresos	2.948.671,85 €	2.525.976,66 €
Costes	1.373.618,51 €	932.514,91 €
Depreciación	236.258,00 €	239.019,26 €
Beneficio	1.811.311,33 €	1.354.442,48 €
Impuestos	181.131,13 €	135.444,25 €
Amortización	978.995,80 €	167.528,94 €
Flujo de Caja	414.926,40 €	290.488,56 €
Flujo de Caja con interés Nominal	843.132,72 €	969.563,15 €
Flujo de Caja Acumulado	-1.769.352,28 €	258.641,32 €

Tabla 36. Flujo de caja analizado en 2 puntos de inflexión diferentes

Por último, mediante los términos de VAN, TIR y Payback se comprobará si la inversión que se realizara en el proyecto es rentable o no, los datos se registraran en la tabla 39:

TERMINO	DESCRIPCIÓN	FORMULA
VAN	Este indicador financiero determina la viabilidad del proyecto a través de los flujos de caja de futuros ingresos, egresos y restar la inversión inicial.	$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_o$
TIR	Indicador de rentabilidad que ofrece la inversión, el porcentaje de beneficio. Se deduce de los valores del flujo de caja contando el valor inicial de la inversión	$TIR = \sum_{t=0}^N \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0$
PAYBACK	Criterio para evaluar inversiones y define el periodo de tiempo para recuperar el capital invertido en el proyecto	$P(\text{años}) = \frac{I_o}{\text{Flujo de caja prom.}}$

Tabla 37. Términos finales de viabilidad

6.2.5 Precio final del hidrogeno

Para el cálculo del VAN, se realiza seleccionando todos los flujos de caja hasta los años estudiados, luego se asigna una tasa genérica del 10% para realizar el cálculo y por último se le resta el valor de la inversión inicial.

Precio de Hidrogeno de 13,3 €/kg

Para este caso, en la tabla 38 se observa que los años del flujo de caja corresponden al punto de equilibrio (Años de amortización) ubicado en 10 años y el VAN obtiene un valor positivo, lo que significa que el proyecto es rentable, genera ganancias y tiene un valor de amortización óptimo.

AÑO FLUJO DE CAJA	VAN
1	414.926,40
2	460.999,28
3	459.773,43
4	458.498,53
5	457.172,64
6	455.793,72
7	454.359,63
8	452.868,19
9	451.317,09
10	449.703,94

Tabla 38. Flujos de caja para el cálculo del VAN con un precio de 13,3 €/kg

VAN
32.666,23 €

Tabla 39. Resultado del VAN con un precio de 13,3 €/kg

A continuación, en la tabla 40, se calcula la TIR y el payback para este valor:

TIR	10%
PAYBACK	10

Tabla 40. Cálculo del TIR y PAYBACK con un precio de 13,3 €/kg

Finalmente se obtienen la tabla 41 con los valores agrupados:

PRECIO H2	13,3 €
VAN	32.666,23 €
TIR	10%
PAYBACK	10 años

Tabla 41. Tabla final con valores obtenidos agrupados.

Capítulo 7. CONCLUSIONES

En este último apartado se hablarán de algunas conclusiones importantes que se obtuvieron de la realización del trabajo, se comenzaran por las conclusiones técnicas, económicas, ambientales y en cuestión de movilidad:

A través de las 2 plantas fotovoltaicas propuestas en la cubierta y en un terreno cerca de la empresa de recolección de basuras, se ha demostrado primero, el gran potencial de la obtención de energía a través del sol utilizando sistemas fotovoltaicos. En este caso los sistemas propuestos combinados generan una potencia final de 14,3 MW, con un total de 7767 paneles solares de 590W de potencia, obteniendo una cobertura del 30%. Esto sumado al 70% de energía con garantía renovable cubierta por la red asegura que la entrada energética del proceso de obtención del hidrogeno proviene de fuentes renovables y se le puede dar el nombre final de "Hidrogeno verde".

En este estudio se ha concluido que la ubicación seleccionada para el proyecto es Torrejón de Ardoz, debido a la implementación de buses con esta tecnología, espacio para instalación de energía fotovoltaica y cercanías a la capital Madrid.

Los consumidores finales son la empresa de recolección de basuras y la flota de autobuses urbanos del municipio debido a su ubicación y a la capacidad de ambos sectores, de adaptarse al consumo de hidrógeno verde en sustitución de otros tipos de energía más contaminantes.

Se dimensiona una planta de hidrógeno alimentada por dos plantas fotovoltaicas, una de 12,8 y la otra de 1,5 MWp instalados que sumadas dan 14,3 MWp, esto asociado a un electrolizador de 2 MW de tecnología tipo PEM. Para el almacenamiento del hidrógeno producido y asegurar este a los consumidores finales, se estima un almacenamiento de 3 tanques de 720 kg a 35 bar. Posteriormente, se realiza el dimensionamiento de una hidrogenera con 1200 kg a 300 bar y 200 kg a 500 bar.

Se demuestra a través del estudio fotovoltaico los siguientes ítems:

1. En la actualidad, los precios de los materiales y de la instalación de la infraestructura resultan bastante competitivos debido a la diversificación y rápido crecimiento del mercado global de las energías renovables. Esto permitió que, en el análisis económico, utilizando un sistema fotovoltaico on-grid sin almacenamiento compuesto por 2547 paneles de 590W que generan 1,8 MW de potencia, se obtuvo una ratio de 0,659 €/kWp el cual, si se compara con la ratio de un sistema hibrido con baterías, va a ser casi la mitad, por ende, un sistema on-grid sin baterías como el planteado va a tener un retorno de la inversión el doble de rápido que un sistema hibrido.
2. Al extrapolar el contexto anterior, se puede deducir que, para futuramente utilizar el hidrógeno verde como combustible, puede darse el mismo caso anterior (precios competitivos y una ratio atractiva), especialmente si hay un contexto de aumento de los

precios de los combustibles fósiles, de una mayor demanda de vehículos con este tipo de combustible y de políticas y restricciones que ayuden a promover esta tecnología.

Del estudio económico se puede afirmar que

1. Para obtener un precio competitivo de venta del hidrogeno, se debe generar una gran cantidad de este elemento, puesto que esto aumentara las ventas en el día y por ende los ingresos, además del costo elevado de los precios de electrolizador y demás partes que componen el sistema.
2. A pesar de que el precio de venta obtenido de 13,3 el kg/h₂ es un precio bajo, no alcanza a ser competitivo en el mercado actual, debido a factores, como los mencionados anteriormente. Aun así, el proyecto demuestra su viabilidad, obteniendo una inversión sostenible y rentable a largo plazo. Con un Valor Actual Neto (VAN) positivo, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 10% y un periodo de recuperación de la inversión (payback) estimado en 10 años, se traduce en que este proyecto genera valor económico y cumple con los criterios mínimos de rentabilidad

7.1 Mejoras a futuro del sistema en general

El dimensionamiento del proyecto en general, tanto la parte de energía fotovoltaica como la parte de la hidrogenera es completamente escalable, esto permite que se generen modificaciones a mayores escalas de demanda de hidrógeno, para así poder experimentar con distintas configuraciones de sistemas fotovoltaicos (Con almacenamiento) y métodos de producción de hidrogeno incrementando aún más el porcentaje de gases y emisiones evitadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] «IPCC, «INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE » [En línea] Disponible en: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/outreach/IPCC_AR6_WGI_SummaryForAll_Spanish.pdf,» [En línea].
- [2] «INE, «Cuenta de emisiones a la atmosfera,» [En línea]. Available: https://ine.es/jaxi/Datos.htm?tpx=29252#_tabs-grafico,» [En línea].
- [3] «IBERDROLA, «DESCARBONIZACION EN ESPAÑA» [En línea]. Disponible en: <https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/descarbonizacion-espana>,» [En línea].
- [4] «UEM MODULO 1 «Desde el Protocolo de Kyoto a Glasgow Slides.pdf» [En línea]. Disponible en: https://campus.europaeducationgroup.es/courses/46173/files/10036245?module_item_id=1213619,» [En línea].
- [5] J. Fontal, «Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo: qué es y cómo aplicarla en tu empresa,» [En línea]. Available: <https://www.manglai.io/blog/estrategia-de-descarbonizacion>.
- [6] Geniabioenergy, «La descarbonización del sector de la energía en España,» [En línea]. Available: <https://geniabioenergy.com/descarbonizacion-del-sector-energia-en-espana/>.
- [7] ELPAIS, «Economía circular a todo (bio)gás,» [En línea]. Available: elpais.com/extra/energia/2025-05-24/economia-circular-a-todo-biogas.html.
- [8] H. d. r. d. hidrogeno. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF.
- [9] «Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico(MITE), «Hoja de ruta del hidrogeno» [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF,» [En línea].
- [10] M. P. L. T. E. Y. E. R. DEMOGRAFICO, «Consulta pública previa sobre la transposición de la Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo relativa a normas comunes para los mercados interiores del gas natural y los gases renovables y del hidrógeno,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/participacion/2024/detalle-participacion-publica-k-703.html>.
- [11] J. Y. R. C. L. C. MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA, «Directiva (UE) 2024/1788 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de junio de 2024,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2024-81094Z>.

- [1 J. Y. R. C. L. C. MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA, «Reglamento Delegado (UE) 2023/1184 de la Comisión, de 10 de febrero de 2023,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-80862>.
- [1 J. Y. R. C. L. C. MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA, «Ley 34/1998, de 7 de octubre, del 3] sector de hidrocarburos,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1998-23284>.
- [1 J. Y. R. C. L. C. MINISTERIO DE LA PRESIDENCIA, «Real Decreto 1434/2002, de 27 de 4] diciembre,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-25421>.
- [1 P. E. y. d. Consejo, «Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y del Consejo, 5] de 24 de abril de 2024,,» 24 abril 2024. [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/epbd2024.html>.
- [1 P. E. y. d. Consejo, «Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y del Consejo, 6] de 24 de abril de 2024,,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/epbd2024.html>.
- [1 A. E. B. O. d. Estado, «Reglamento (UE) 2023/988 del Parlamento Europeo y del 7] Consejo de 10 de mayo de 2023,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2023-80684>.
- [1 D. O. d. l. U. Europea, «DIRECTIVA 2014/35/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL 8] CONSEJO,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/2014/096/L00357-00374.pdf>.
- [1 D. O. d. l. U. Europea, «DIRECTIVA 2014/30/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL 9] CONSEJO,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/2014/096/L00079-00106.pdf>.
- [2 A. E. B. O. d. Estado, «Directiva 2011/65/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 0] 8 de junio de 2011,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2011-81307>.
- [2 A. E. B. O. d. Estado, «Directiva 2012/19/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 1] 4 de julio de 2012,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2012-81320>.
- [2 L. T. Schedule, «EU Solar Energy Strategy,» [En línea]. Available: 2] <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/package-repowereu-plan/file-eu-solar-strategy>.
- [2 M. p. l. T. E. y. e. R. Demográfico, «Directiva (UE) 2024/1275 del Parlamento Europeo y 3] del Consejo, de 24 de abril de 2024,» [En línea]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/eficiencia/epbd2024.html>.

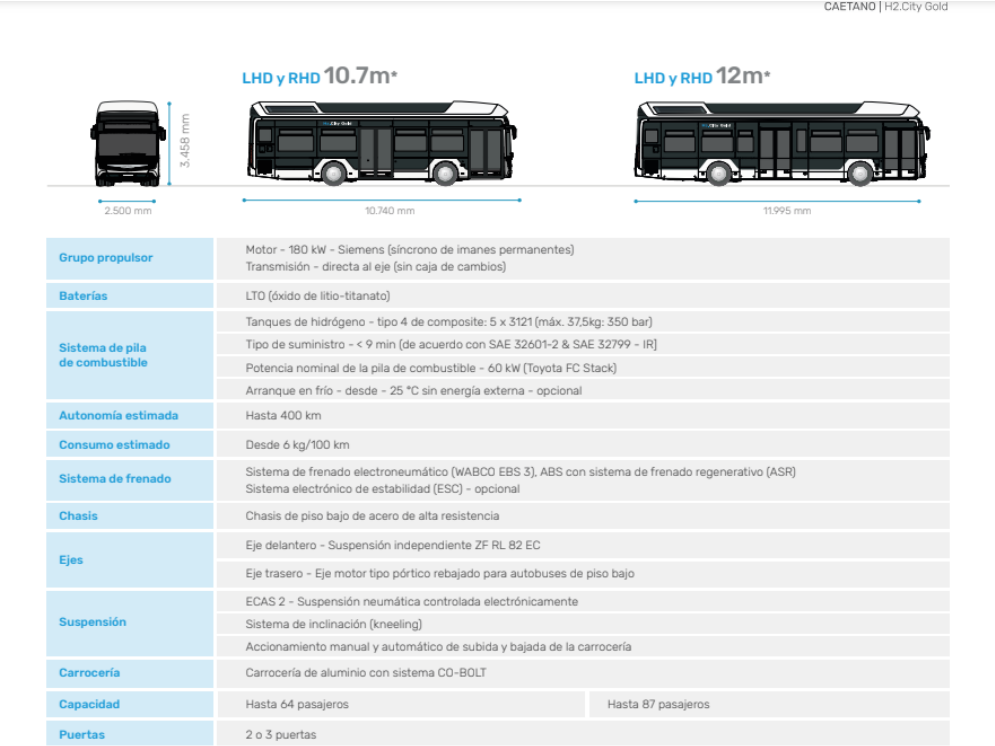
- [2 D. O. d. l. U. Europea, «REGLAMENTO (UE) 2019/1021 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y 4] DEL CONSEJO,» [En línea]. Available: <https://www.boe.es/doue/2019/169/L00045-00077.pdf>.
- [2 D. O. d. l. U. Europea, «REGLAMENTO (UE) 2019/1021 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y 5] DEL CONSEJO,» [En línea]. Available: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0058458>.
- [2 N. Española, «UNE-EN IEC 61730-1:2019,» [En línea]. Available: 6] <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0061310>.
- [2 U. N. Española, «UNE-EN 62446-1:2017,» [En línea]. Available: 7] <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0058027>.
- [2 I. d. T. Educativas), « Efecto del ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la 8] irradiancia,» [En línea]. Available: https://fjferrer.webs.ull.es/Apuntes3/Leccion02/11_efecto_del_ngulo_de_incidencia_de_los_rayos_solares_sobre_la_irradiancia.html.
- [2 «Instituto de Tecnologías Educativas (ITE), «FLUJOS DE ENERGÍA ENTRE EL SOL Y LA 9] TIERRA» [En línea]. Disponible en:https://fjferrer.webs.ull.es/Apuntes3/Leccion02/11_efecto_del_ngulo_de_incidencia_de_los_rayos_solares_sobre_la_irradiancia.html,» [En línea].
- [3 Voltaris, «Cómo se Produce y Cuáles Son sus Beneficios,» [En línea]. Available: 0] https://voltaris.es/hidrogeno-verde-como-se-produce/?utm_source=chatgpt.com.
- [3 Ecosistemas, «Hidrógeno Verde: Métodos Destacados para su Obtención,» [En línea]. 1] Available: <https://diarionoticias.pe/ecosistemas/fuentes-de-energia-de-hidrogeno-verde-principales-y-obtencion/>.
- [3 U. I. d. Andalucía, «Hidrógeno verde y su integración con las biorrefinerías,» [En línea]. 2] Available: <https://www.unia.es/vida-universitaria/blog/hidrogeno-verde-y-su-integracion-con-las-biorrefinerias>.
- [3 T. Energetica, «El hidrógeno Verde,» [En línea]. Available: 3] <https://www.transicionenergetica.es/vectores-energeticos/hidrogeno-verde/>.
- [3 RETEMA, «Producción de hidrógeno renovable: combinar electrolisis y residuos 4] orgánicos para acelerar la transición energética,» [En línea]. Available: <https://www.retema.es/articulos-reportajes/produccion-de-hidrogeno-renovable-combinar-electrolisis-y-residuos-organicos>.
- [3 «UEM MODULO 5, «Hidrogeno» [En línea]. Disponible en: 5] https://campus.europaeducationgroup.es/courses/46189/files/11625871?module_item_id=1442641,» [En línea].
- [3 «Chartindustries, «Licuado de hidrogeno» [En línea]. Disponible en: 6] <https://es.chartindustries.com/Products/Hydrogen-Liquefiers>,» [En línea].

- [3] «Aviacion Argentina Foro, «Hidrogeno verde , la energia del futuro» [En línea].
7] Disponible en: <https://www.aviacionargentina.net/topic/256/hidrógeno-verde-la-energía-del-futuro,»> [En línea].
- [3] Iberdrola, «Planta de hidrógeno verde de Puertollano,» [En línea]. Available:
8] <https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/hidrogeno-verde/puertollano-planta-hidrogeno-verde.>
- [3] G. N. Energy, «Los valles de hidrógeno en 2025: ¿en qué estado de avance se
9] encuentran?,» [En línea]. Available:
[https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/proyectos-valles-hidrogeno-2025/.](https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/proyectos-valles-hidrogeno-2025/)
- [4 e. 2025, «Proyectos de hidrógeno en España,» [En línea]. Available:
0] [https://eshidrogeno.com/areas/proyectos-hidrogeno-espana/.](https://eshidrogeno.com/areas/proyectos-hidrogeno-espana/)
- [4 E. r. e. p. d. l. e. limpias, «Burgos acogerá el primer proyecto de gran escala de
1] hidrógeno de España que recibe fondos UE,» [En línea]. Available:
<https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/el-primer-proyecto-de-gran-escala-de-20250331.>
- [4 H. buses. [En línea]. Available: [https://moovitapp.com/index/es/transporte_público-2\] lines-Madrid-21-858323#:~:text=Datos%20sobre%20Urbanos%20de%20Torrejón,2%20km%20con%204%20paradas..](https://moovitapp.com/index/es/transporte_público-2] lines-Madrid-21-858323#:~:text=Datos%20sobre%20Urbanos%20de%20Torrejón,2%20km%20con%204%20paradas..)
- [4 R. b. torrejon. [En línea]. Available:
3] <https://appassets.mvtdev.com/map/149/U/21/639303.pdf.>
- [4] «IBERDROLA, «Electrolizador» [En línea]. Disponible en:
4] <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/electrolizador#:~:text=El%20electrolizador%20es%20un%20aparato,compone%20el%20agua%20usando%20electricidad.,»> [En línea].
- [4] PVGIS. [En línea]. Available: [https://smartspain.es/pvgis-5\] espana/#:~:text=calcular%20irradiación%20solar-,¿Qué%20es%20el%20PVGIS?,Sistema%20de%20información%20geográfica%20foto voltaica](https://smartspain.es/pvgis-5] espana/#:~:text=calcular%20irradiación%20solar-,¿Qué%20es%20el%20PVGIS?,Sistema%20de%20información%20geográfica%20foto voltaica)..
- [4] «ECOLATRAS, «Estado de los acuíferos en España» [En línea]. Disponible en:
6] <https://www.ecolatras.es/blog/sostenibilidad/estado-de-los-acuíferos-en-espa%C3%B1a,»> [En línea].
- [4] «Sociedad Geologica de España, «Hidrogeología del sector Alcalá de Henares-Torrejón
7] de Ardoz (Madrid)» [En línea]. Disponible en:
<https://sge.usal.es/archivos/geogacetas/geo55/G55art15.pdf,»> [En línea].
- [4] «CEDEX, «Estaciones de Aforo: Datos de estación Foronómica» [En línea]. Disponible
8] en: <https://ceh.cedex.es/anuarioaforos/afo/estaf-datos.asp?indroea=3060,»> [En línea].

- [4] «Area Metropolitana, Valle de Aburra, «Formas de Extraccion» [En línea]. Disponible en: <https://www.metropol.gov.co/ambiental/recurso-hidrico/Paginas/aguas-subterraneas/formas-de-extraccion.aspx>,» [En línea].
- [5] C. p. tanques. [En línea]. Available:
[0] https://www.lapesa.es/sites/default/files/ficha_depositos_hidrogeno_h2_2402-00_es.pdf.
- [5] «LAPESA, «Almacenamiento de HIDRÓGENO» [En línea]. Disponible en:
[1] https://lapesa.es/sites/default/files/ficha_depositos_hidrogeno_h2_2402-00_es.pdf,» [En línea].
- [5] «SIAD, «Hydrogen» [En línea]. Disponible en:
[2] <https://www.thesiadgroup.com/es/hydrogen>,» [En línea].
- [5] «CDECOMUNICACION, «linde material handling invierte 28 millones planta hidrogeno» [En línea]. Disponible en: <https://logistica.cdecomunicacion.es/noticias/energias-renovables/131947/linde-material-handling-invierte-28-millones-planta-hidrogeno-carretillas>,» [En línea].
- [5] AEMET, «Atlas Radiacion solar España,» [En línea]. Available:
[4] aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf.
- [5] Tinsa, «Precio vivienda torrejon de ardoz,» [En línea]. Available:
[5] <https://www.tinsa.es/precio-vivienda/comunidad-madrid/torrejon-de-ardoz/>.
- [5] «BBVA ARGENTINA, «sistema de amortización frances»[En línea]. Disponible
[6] en:<https://www.bbva.com.ar/economia-para-tu-dia-a-dia/ef/prestamos/que-es-el-sistema-de-amortizacion-frances.html#:~:text=El%20sistema%20de%20amortización%20francés%20es%20un%20método>,» [En línea].
- [5] I.-. P. D. HIDROGENO. [En línea]. Available:
[7] <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/sentando-bases-hidrogeno-verde>.
- [5] «Ministerio para la transicion ecologica y el reto demografico, «Políticas y legislación» [En línea]. Disponible en:<https://www.miteco.gob.es/es/energia/hidrocarburos-nuevos-combustibles/hidrogeno/politicas-legislacion.html>,» [En línea].
- [5] «AS,» ASD. [En línea]. [Último acceso: ASDAS].
[9]
- [6] Iberdrola, «La descarbonización de la economía en España, retos y medidas para [0] lograr la transición energética,» [En línea]. Available:
<https://www.iberdrolaespana.com/sostenibilidad/descarbonizacion-espana?>.
- [6] A. E. B. O. d. Estado, «Directiva 2012/19/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de [1] 4 de julio de 2012,» [En línea]. Available:
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2012-81320>.

ANEXOS

ANEXO 1. FICHAS TECNICAS DE LOS VEHICULOS A UTILIZAR
FICHA TECNICA DEL AUTOBUS A ALIMENTAR

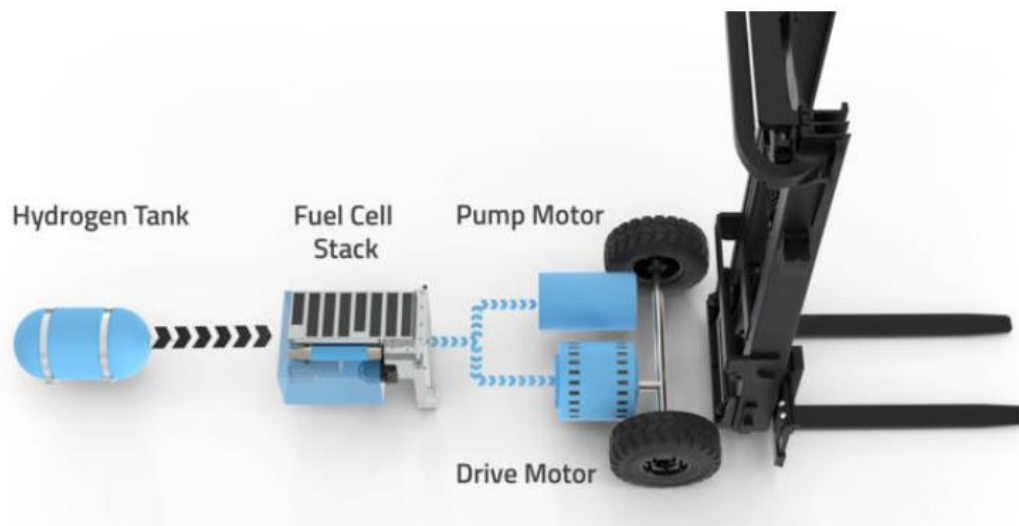


FICHA TECNICA DEL CAMION DE BASURA A ALIMENTAR

- Hydrogen Fuel Cell Electric Powertrain Specs
- / **Typical driving range:** 125 miles (Including 1,200 collecting cycles)
 - / **Electric motor power:** 240kW (320 hp) continuous, 360kW (482 hp) peak
 - / **Electric motor torque:** 960lb-ft continuous, 1475 lb-ft peak
 - / **High voltage battery energy:** 55 kWh
 - / **Powertrain voltage:** 615 volt
 - / **Maximum speed:** 55 mph
 - / **Fuel cell power:** 110 kW
 - / **On-board hydrogen:** 25 kg
 - / **Working pressure cylinders:** 350 bar



FICHA TECNICA APROXIMADA DE LA CARRETILLA DE HIDROGENO A ALIMENTAR



El sistema de celdas de combustible en una carretilla consta de una pila con celdas de combustible, un tanque de hidrógeno de 350 bares, una pequeña batería de litio para almacenar temporalmente el excedente de energía y un ventilador. Todo esto está contenido en un marco de fundición del tamaño de una batería de plomo-ácido clásica y se puede instalar con relativa facilidad en una carretilla elevadora eléctrica convencional.

ANEXO 2. ESTUDIO ECONOMICO SISTEMA FOTOVOLTAICO (OBTENCION DE RATIO)

CONCEPTO	NºUDS	€/UD	IMPORTE €	TIPO/ MARCA
Panel fotovoltaico	2547	167,49	426.597,03	JA Solar JAM72S20-590/LR
Inversor 350kW	3	18.070,00	54.210,00	Sungrow Power Supply SG350HX
Inversor 125kW Sungrow	3	8.840,00	26.520,00	Sungrow Power Supply SG125HX
Inversor 50kW Sungrow	1	3.250,00	3.250,00	Sungrow Power Supply SG50HX
Medidor de energia Inteligente	4	345	1.380,00	Smart Energy Meter DTSU666 Trifasico
Logger (Conexión Varios Inversores)	1	1.253,20	1.253,20	Sungrow Logger COM100E
Estructura	2547	25,00	63.675,00	Anclaje Aluminio Sunfer S06-25 y Anclaje Inox Sunfer S07-20
Material Eléctrico	1.502.730	0,055	82.650,15	Estimado - Ver Pestaña Material Electrico
Licencia de obra - Trámites	1	0,00	1.100,00	Estimado
Coordinador S y S	1	0,00	1.200,00	Estimado para Obra
Mano de obra	1.502.730	0,10	150.273,00	Estimado según cotización Mecánica Solar
Cesta/Gruas	2	800,00	1.600,00	2 Gruas para subir paneles al tejado
Legalización	1	500,00	500,00	Estimado
COSTE NETO TOTAL			814.208,38	
Paneles potencia Wp	590			
Nº	2547			
Total Wp	1.502.730	* Se multiplica el numero de paneles por la potencia del panel a		
Mano de obra €	150.273,00			
Ratio mano de obra €/Wp	0,100			Para demostrar la eleccion de paneles se realiza una comparacion del ratio de diferentes potencias de paneles ejemplo: 490,565,590
Estructura €	63.675,00			
Ratio estructura €/Wp	0,042			
Paneles potencia Wp	2.547			
Potencia inversores W	1.475			
Ratio	1,73			

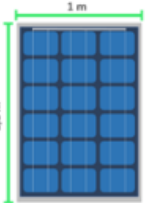
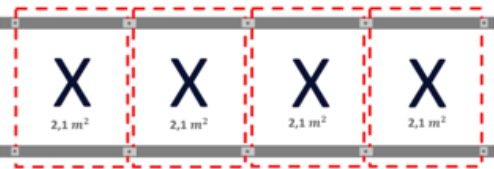
Generador FV		
▼ Sistema 1: Edificio 01-Superficie del tejado sudeste + E...		
> INV 1: Sungrow Power Supply Co., Ltd. SG350HX-...		
▼ Sistema 3: Edificio 32-Superficie del tejado sudeste + E...		
> INV 3: Sungrow Power Supply Co., Ltd. SG125HX-...		
▼ Sistema 4: Edificio 14-Superficie del tejado sudeste + E...		
> INV 4: Sungrow Power Supply Co., Ltd. SG125HX-...		
▼ Sistema 2: Edificio 40-Superficie del tejado sudoeste + ...		
> INV 2: Sungrow Power Supply Co., Ltd. SG350HX-...		
▼ Sistema 5: Edificio 12-Superficie del tejado sudeste + E...		
> INV 5: Sungrow Power Supply Co., Ltd. SG125CX		
▼ Sistema 6: Edificio 27-Superficie del tejado sudeste + E...		
> INV 6: Sungrow Power Supply Co., Ltd. SG50CX		
▼ Sistema 7: Edificio 42-Superficie del tejado sudoeste + ...		
> INV 7: Sungrow Power Supply Co., Ltd. SG350HX-...		
PRESUPUESTO	814.208,38	
Comisión	17,8	
INGRESO REAL	990.299,07	
MARGEN %	17,80	
BENEFICIO	176.090,69	
Ratio venta €/Wp	0,659	
Ratio costes €/Wp	0,542	
	0,117	

ANEXO 3. DEMANDA DE HIDROGENO Y DE DIMENSIONAMIENTO ELECTRICO

Tipo de vehiculos	Recorrido prom. x año	Autonomia	Capacidad
Camion de basura	1.010.880	193	25
Bus	806.400	400	37,5
Montacarga	93.600	193	25
Total	1.910.880	786	87,5
Estimados			
Equivalencias			
Densidad (1Kg/dia)	0,0899 Kg/Nm3	70% FV (MWh/dia) :	
1 Nm3	5,8435 kWh/Nm3	50% FV (MWh/dia) :	
Kg a suministrar x dia	Electricidad (Nm3/dia)	Electricidad Requerida (KWh/dia)	
607,41	6.756	39.482	
Kg a suministrar x dia		FV (MWh/año)	
607,41		4.264,013	
		1.184.448	
		710.669	

Con electrolizadores PEM 2 MW

1 Electrolizador PEM genera 18 kg/h			
Generacion de H2 en Kg/h	36	2 Electr. 1MW	
Horas de funcionamiento	16,87	Horas	
Fotovoltaica Requerida en 1 dia	-	MWh/dia	
Fotovoltaica Requerida en 1 mes+	-	MWh/mes	
Horas de funcionamiento	16,87	Horas	
70% Funcionamiento Red (Disp.24h)	10,97		
30% Funcionamiento planta			
FV(Horas de Sol disponible en promedio)	5,06		

Presion Repostaje (bar)	Repostajes	Toneladas al año
350	5.238	130,9
350	2.016	75,6
350	485	12,1
1050	7738,694	218,7
27.637,12		
19.740,80		
Electricidad Requerida (KWh/año)	30% Fotovoltaica (KWh/año)	70% Red (KWh/año)
14.213.378	4.264.013	9.949.365
Fotovoltaica Requerida (MWh/mes)	Fotovoltaica Requerida (MWh/día)	
355	11,84	
SUMATORIA 70%+30%	14.213.378	14.213,38
(Se compara con Electricidad Requerida(Celda C12)		
	1.184.448	Electricidad (KWh/Mes)
	14.213.378	Electricidad (KWh/Año)
		
	Tamaño del lote para instalacion FV (m2)	16.182

Configuracion 1						
Caracteristicas	Bus	Camion de basura	Montacarga			
Ruta diaria (Km) + Distancia de sitio de repostaje	224	156	10			
Dias de funcionamiento al mes	30	30	30			
Distancia Mensuales (Km)	6720	4680	300			
Distancia Anual (Km)	80640	56160	3600			
Numero vehiculos	10	18	26			
Total Km recorridos anuales	806.400	1.010.880	93.600			
			1.910.880			
Sumatoria de Km de todos los vehiculos						

ANEXO 4. FLUJO DE CAJA 10 AÑOS

	1	2	3
	Año 1	Año 2	Año 3
Previsión de ventas	221.704,65 Kg/Año	221.704,65 Kg/Año	221.704,65 Kg/Año
Inversión Inicial (20%)	0,00	0,00	0,00
Ingresos	€ 2.948.671,85	€ 2.948.671,85	€ 2.948.671,85
Costes	€ 1.373.618,51	€ 1.332.109,09	€ 1.288.939,29
Depreciación	-€ 236.258,00	€ 242.484,41	€ 248.959,88
Beneficio	€ 1.811.311,33	€ 1.374.078,34	€ 1.410.772,67
Impuestos	€ 181.131,13	€ 137.407,83	€ 141.077,27
Amortización	€ 978.995,80	€ 1.018.155,64	€ 1.058.881,86
Flujo de Caja	€ 414.926,40	€ 460.999,28	€ 459.773,43
Flujo de Caja con interés Nominal	€ 377.205,81	€ 380.991,14	€ 345.434,58
Flujo de Caja Acumulado	-2.357.279,60 €	-1.976.288,45 €	-1.630.853,87 €

4	5
Año 4	Año 5
221.704,65 Kg/Año	221.704,65 Kg/Año
0,00	0,00
€ 2.948.671,85	€ 2.948.671,85
€ 1.244.042,70	€ 1.197.350,24
€ 255.694,37	€ 262.698,24
€ 1.448.934,77	€ 1.488.623,36
€ 144.893,48	€ 148.862,34
€ 1.101.237,14	€ 1.145.286,62
€ 458.498,53	€ 457.172,64
€ 313.160,67	€ 283.868,24
-1.317.693,21 €	-1.033.824,96 €

	6	7	8
	Año 6	Año 7	Año 8
Previsión de ventas	221.704,65 Kg/Año	221.704,65 Kg/Año	221.704,65 Kg/Año
Inversión inicial	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ingresos	€ 2.948.671,85	€ 2.948.671,85	€ 2.948.671,85
Costes	€ 1.148.790,09	€ 1.098.287,53	€ 1.045.764,87
Depreciación	€ 269.982,26	€ 277.557,65	€ 285.436,05
Beneficio	€ 1.529.899,49	€ 1.572.826,67	€ 1.617.470,93
Impuestos	€ 152.989,95	€ 157.282,67	€ 161.747,09
Amortización	€ 1.191.098,09	€ 1.238.742,01	€ 1.288.291,69
Flujo de Caja	€ 455.793,72	€ 454.359,63	€ 452.868,19
Flujo de Caja con interés Nominal	€ 257.283,67	€ 233.158,34	€ 211.266,35
Flujo de Caja Acumulado	-€ 776.541,29	-€ 543.382,96	-€ 332.116,61

9	10
Año 9	Año 10
221.704,65 Kg/Año	221.704,65 Kg/Año
0,00 €	0,00 €
€ 2.948.671,85	€ 2.948.671,85
€ 991.141,30	€ 934.332,79
€ 293.629,58	€ 302.150,86
€ 1.663.900,96	€ 1.712.188,19
€ 166.390,10	€ 171.218,82
€ 1.339.823,36	€ 1.393.416,29
€ 451.317,09	€ 449.703,94
€ 191.402,50	€ 173.380,34
-€ 140.714,10	€ 32.666,23

ANEXO 5. CALCULO DE TIR Y VAN

FLUJO DE CAJA + INV.INICIAL		VAN
-2.734.485,41 €	VAN	32.666,23 €
€ 414.926,40		
€ 460.999,28		
€ 459.773,43		
€ 458.498,53		
€ 457.172,64		
€ 455.793,72		
€ 454.359,63		
€ 452.868,19		
€ 451.317,09		
€ 449.703,94		
4.515.412,84 €		
€ 451.541,28		

101